PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

CELDAS FOTOVOLTAICAS EN GENERACION DISTRIBUIDA

ISIDRO ELVIS PEREDA SOTO

Memoria para optar al título de
Ingeniero Civil Industrial Mención Electricidad

Profesor Supervisor:
JUAN W. DIXON

Santiago de Chile, 2005

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA
Departamento de Ingeniería Eléctrica

CELDAS FOTOVOLTAICAS EN GENERACION DISTRIBUIDA

ISIDRO ELVIS PEREDA SOTO

Memoria presentada a la Comisión integrada por los profesores:

JUAN W. DIXON R.

HUGH RUDNICK V.D.W.

LUIS VERGARA R.

Para completar las exigencias del título de
Ingeniero Civil Industrial Mención Electricidad

Santiago de Chile, 2005

A mis padres y esposa, por su apoyo cariño y comprensión

AGRADECIMIENTOS

Deseo agradecer el apoyo y orientación brindado por los profesores Hugh Rudnick, Luis Vergara y Juan Dixon, en especial a este último por sus concejos y su amistad.

Agradezco también a mi madre, padre y esposa quienes son pilares fundamentales en mi vida.

INDICE GENERAL

DEDICATORIA ii

AGRADECIMIENTO iii

INDICE DE FIGURAS viii

INDICE DE TABLAS xi

RESUMEN xii

ABSTRACT xiii

CAPITULO I.- INTRODUCCIÓN. 1

CAPITULO II.- CELDAS SOLARES. 7

2.1 HISTORIA DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS. 7

2.2 LA CELDA SOLAR. 9

2.2.1 Estructura de una celda solar. 10

2.2.1.1 Banda Prohibida o Bandgap. 11

2.2.1.2 Conducción Intrínseca y Dopaje. 14

2.2.1.3 Recombinación y tiempo de vida de portadores. 17

2.2.1.4 Campo Eléctrico Interno. La juntura P-N. 18

2.2.1.5 Características óptimas de funcionamiento. 19

2.2.1.6 Contactos Eléctricos. 20

2.2.1.7 Capa Antirreflectante. 22

CAPITULO III.- TIPOS DE CELDAS. 24

3.1 TECNOLOGÍA ACTUAL Y DEGRADACIÓN. 24

3.1.1 Celdas solares de silicio mono y multicristalino 26

3.1.1.1 Corriente de oscuridad 26

3.1.1.2 Corriente fotogenerada 28

3.1.1.3 Tensión de circuito abierto 29

3.1.2 Celdas solares de silicio de alto rendimiento 30

3.1.3 Celdas solares de silicio multicristalino 30

3.1.4 Celdas solares de compuestos III-V 33

3.1.4.1 Celdas solares AlGaAs- GaAs 34

3.1.4.2 Celdas monolíticas para dispositivos multiespectrales 35

3.1.5 Celdas solares de heterounión de compuestos II-VI, I-III-VI_2 y derivados 36

3.1.6 Celdas solares de materiales amorfos 38

3.2 FUTURO DE CELDAS FOTOVOLTAICAS. 40

CAPITULO IV.- EL SISTEMA FOTOVOLTAICO. 44

4.1 SUBSISTEMA FOTOVOLTAICO. 45

4.1.1 Condiciones estándar y NCOT. 46

4.1.2. Conexión de módulos fotovoltaicos. 47

4.2 SUBSISTEMA DE ALMACENAMIENTO 48

4.2 EL SUBSISTEMA DE REGULACIÓN. 53

4.2.1 Diodos de bloqueo. 54

4.2.2 Tipos de reguladores de carga. 56

4.3 EL SUBSISTEMA DE CONVERSIÓN. 61

4.3.1 Convertidores DC-DC. 61

4.3.2 Convertidores DC-AC 64

4.3.2 Convertidores DC-AC 64

4.4 CONEXIÓN MÓDULO FOTOVOLTAICO- ACUMULADOR PLOMO- ÁCIDO 69

4.4.1 Rendimiento de la conexión. 69

4.5 INSTALACIÓN, MANTENIMIENTO Y VIDA UTIL . 70

4.5.1 Instalación. 70

4.5.1.2 Orientación. 71

4.5.1.3 Angulo de Inclinación. 71

4.5.1.4 Estructura de soporte 74

4.5.1.5 Cableado 76

4.5.1.6 Ubicación del controlador y de las baterías. 77

4.5.2 Mantención. 78

4.5.3 Vida útil. 80

CAPITULO V.-ASPECTOS ECONÓMICOS. 81

5.1 COSTOS. 81

5.1.1 Costos en Países Industrializados. 81

5.1.2 Costos en Chile. 83

5.2 MERCADO MUNDIAL Y NACIONAL. 84

5.2.1 Demanda de módulos solares 84

5.3 EMPRESAS DISTRIBUIDORAS. 86

CAPITULO VI.- APLICACIÓN DE CELDAS SOLARES EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN CHILE. 87

6.1 ANALISIS DE DEMANDA Y RECURSOS ENERGÉTICOS 87

6.1.1 Demanda en Chile 87

6.1.1.1 Crecimiento de la demanda 87

6.1.1.2 Evolución y características de la demanda anual en el SIC 89

6.1.2 Recursos Energéticos. 91

6.1.2.1 Energías convencionales. 91

6.1.2.2 Energías Renovables No Convencionales (ERNC) 94

6.1.3 Dependencia del Gas en la matriz energética Chilena. 97

6.2 VENTAJAS COMPARATIVAS RESPECTO A OTROS PAISES 101

6.3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 104

6.3.1 La Generación Distribuida Aislada 106

6.3.2 Análisis Legislativo 107

6.3.2.1 Incentivos al empleo de FNCE en otros países 108

6.3.3 Análisis Económico. 109

6.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA 111

6.4.1 Estaciones de energía que alimentan la red 111

6.4.2 Sistemas que intercambian energía con la red 112

6.4.2.1 Conexiones a la red con acumuladores 115

6.4.3 Consideraciones económicas 116

6.4.3.1 Sistemas aislados de la red 116

6.4.3.2 Sistemas Conectados a la Red 122

CAPITULO VII.-CONCLUSIONES. 127

CAPITULO VIII.- BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS. 132

ANEXOS 134

ANEXO I Fabricantes de Celdas Fotovoltaicas 134

ANEXO II. Sistema Fotovoltaico vs Generador Diesel 140

ANEXO III. Mapas de Radiación 146

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Átomo de Silicio 11

Figura 2.2 -Energía versus el momentum de un electrón libre 12

Figura 2.3 –Materiales semiconductores con diferentes bandas prohibidas 13

Figura 2.4 –Bandas de energía de los electrones 15

Figura 2.5 – Elementos donadores. 16

Figura 2.6 – Elementos receptores. 16

Figura 2.7 – Juntura P-N en una celda solar. 19

Figura 2.8 – Características óptimas de funcionamiento. 20

Figura 2.9 – Rejilla de contacto en la superficie iluminada de la celda. 21

Figura 2.10 – Estructura de una celda de Silicio Convencional 23

Figura 3.1 Composición del espectro solar de radiación. 24

Figura 3.2 – Perfil de dopado de una celda solar de Silicio. 27

Figura 3.3 – Diagrama de la estructura frontal de una celda solar de Silicio 28

Figura 3.4 - Esquema de sección transversal de una celda solar de silicio 30

Figura 3.5 Módulo de celdas solares de silicio monocristalino 32

Figura 3.6 Módulo de celdas solares de silicio multicristalino 32

Figura 3.7 Diagrama de valores de la energía de la banda prohibida en función de la constante reticular para varios semiconductores 38

Figura 3.8 – Diagrama de interconexión de dos celdas solares de silicio amorfo en serie 40

Figura 4.1 – Sistema Fotovoltaico. 44

Figura 4.2 Construcción de un módulo fotovoltaico. 46

Figura 4.3 Variación en el tiempo del estado de carga de una batería en una instalación fotovoltaica típica. 49

Figura 4.4 Característica I(V) en condiciones estándar y puntos correspondientes al punto de máxima potencia para condiciones variables de irradiancia y temperatura. 54

Figura 4.7 Principios de operación de un regulador paralelo. 57

Figura 4.8 Principio de operación de un regulador en serie 58

Figura 4.9 Principio de operación de un protector de sobrecarga 59

Figura 4.10 Circuito recomendado para baterías conectadas en paralelo 60

Figura 4.11 a) Principio de operación de un convertidor DC-DC. b) Puntos de trabajo con y sin el convertidor. Las hipérboles (líneas segmentadas) son curvas de potencia constante = IV. 61

Figura 4.12. Diagrama de un reductor de voltaje DC-DC. 62

Figura 4.13 Rastreo del punto de máxima potencia en un convertidor DC-DC. 63

Figura 4.14 Diagrama de un aumentador de voltaje DC-DC 63

Figura 4.15. Diagrama de bloque de un convertidor DC- AC (o inversor) 64

Figura 4.16 a) diagrama de un posible inversor, b) onda cuadrada 65

Figura 4.19 Angulo de inclinación óptimo en invierno y verano. 72

Figura 4.20. Angulo de inclinación 73

Figura 4.21 Tipos de soportes para paneles solares. 75

Figura 4.22 Estructuras ensambladas con la arquitectura 76

Figura 4.23 cableado de una instalación fotovoltaica en Chile 77

Figura 4.24 Ubicación del controlador y las baterías. 78

Figura 6.1 Crecimiento de la demanda anual neta en Chile 87

Figura 6.2 - Proyección de demanda del SIC hasta el año 2020. 88

Figura 6.3 – Demanda Mensual SIC año 2003. 89

Figura 6.4 – Demanda Mensual SIC año 2003 escalada. 90

Figura 6.5 – Demanda Mensual SIC año 2003 escalada. 90

Figura 6.3 Participación de generación de distintas tecnologías del SIC 92

Figura 6.4 Generación anual de distintas tecnologías del SIC 93

Figura 6.5 Potencia Instalada por Combustible al año 2003 94

Figura 6.6 Generación en el SING 94

Figura 6.7 Generación bruta en el SING por combustible año 2003 94

Figura 6.8 Mapa de irradiación mundial 103

Figura 6.9 Diagrama de una estación fotovoltaica usada para alimentar la red 112

Figura 6.10 Sistema fotovoltaico conectado a la red 112

Figura 6.11 Patrón diario de venta y compra de energía de un sistema conectado a la red 113

Figura 6.12 Comparaciónde CCVU's para determinar la preferencia por un sistema fotovoltaico (SFV) o un sistema alternativo (Los costos de funcionamiento incluyen todos los costos exceptuando los iniciales) 118

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Tiempo de vida de portadores minoritarios _____ 18

Tabla 3.2 Eficiencia porcentual de distintos tipos de celdas solares _____ 41

Tabla 3.3 Eficiencias comercial y de laboratorio de distintos tipos de celdas _____ 42

Tabla 3.4 Pronósticos de potencia instalada en diversas aplicaciones _____ 42

Tabla 4.1 Contenido de armónicas de una onda cuadrada como función de la potencia de salida. El número de las armónicas indicadas es la frecuencia dividida por la onda funcamental _____ 66

Tabla 4.2 Contenido de armónicas de una onda de 15 pulsos por medio ciclo, como función de la potencia de salida._____ 68

Tabla 4.3 Ángulos de inclinación para sistemas fijos _____ 73

Tabla 5.1 Costos actuales y proyectados de celdas solares._____ 81

Tabla 5.2 Compra mundial por regiones de celdas y módulos fotovoltaicos en MWp ___ 84

Tabla 5.3 Compras mundiales por segmentos del mercado en MWp _____ 85

Tabla 6.3 Porcentaje de generación por tipo de combustible hidrología 68-69 _____ 100

Tabla 6.5 Radiación solar y energía incidente por m^2 en Chile para cada región. _____ 102

Tabla 6.6 Radiación solar de Europa._____ 104

Tabla 6.1 Valores del factor (A/P, r_d, N) _____ 123

RESUMEN

Este trabajo aborda desde todas las aristas la viabilidad de la implementación de los sistemas fotovoltaicos en generación distribuida en Chile.

Los primeros capítulos aparece una descripción de la historia de las celdas fotovoltaicas desde el descubrimiento del efecto fotovoltaico en 1839 hasta las celdas de última generación utilizadas por la NASA.

El trabajo sigue con una descripción teórica del funcionamiento de la celda solar de silicio, en este capítulo se sientan las bases para comprender el funcionamiento de celdas mono y multicristalino así también como mejoras técnicas y la utilización de otros compuestos en la construcción de celdas más económicas y eficientes.

Los capítulos siguientes se presenta un análisis técnico de las diferentes partes de un sistema fotovoltaico, tales como: sistemas de almacenamiento (baterías), sistemas de conversión (inversotes), sistema de regulación de tensión (diodos de bloqueo).

La instalación, la mantención y la vida útil de estos sistemas son un elemento importante al momento de contextualizar el sistema fotovoltaico como solución a un suministro de electricidad, por lo que también se presenta un análisis de estos tópicos, así también como los costos que intervienen en dicha implementación.

En la parte final del trabajo aparece un análisis de la necesidad de contar con fuentes alternativas de energía desde el punto de vista ambiental, de diversificación de la matriz energética y las ventajas geográficas que tiene Chile respecto a otros países donde se han implementado sistemas fotovoltaicos con mucho éxito.

ABSTRACT

The work presented in this thesis is related to the implementation of photovoltaic systems on distributed generation in Chile, and tries to show its viability from every angle.

The First Chapters give a description of the history of photovoltaic cells, from the discovering of the photovoltaic effect on 1839 until last generation cells being in use by NASA

Next a theoretical description of the functioning of the silicon solar cell is presented. The chapter on this issue gives the bases for understanding the functioning of mono and multicrystalline cells as well as technical improvements and use of other components in the construction of more economic and efficient cells.

Following chapters present a technical analysis of different parts of a photovoltaic system as energy storage systems (batteries), conversion systems (inversion), voltage regulation systems (blockade diodes).

Installation, maintenance and life of this systems are important elements in order to place a photovoltaic system as an energy supply solution, then an analysis over this topics is presented as well what costs are involved in such implementation.

Final part of this work shows an analysis of what the needs are for alternative energy sources from an environmental point of view, diversification of energy supply and the geographical advantages of Chile in relation to other countries where photovoltaic systems have been installed with grate success.

CAPITULO I.- INTRODUCCIÓN.

La búsqueda permanente de nuevos combustibles y fuentes de energías alternativas a las tradicionales, forma parte de las políticas estratégicas asumidas por los gobiernos para mantener o lograr el desarrollo de los países.

La crisis energética de la década del 70, propulsada por el aumento del precio del petróleo, fue la primera de las motivaciones de dichas investigaciones. Los países del Medio Oriente, específicamente los países árabes y los miembros de la OPEP, decidieron sancionar la intervención efectuada por Estados Unidos y Holanda en favor de Israel, nación con la que mantenían una pugna que se prolongaba por más de dos décadas, mediante la suspensión de las entregas de combustibles, al mismo tiempo que acordaron un alza que se materializó en que el precio del crudo se cuadruplicó entre septiembre y diciembre de 1973. Esta alza no sólo causó estragos económicos sino que también, y tal vez de mayor relevancia, impactos sociales y políticos que se arraigaron en la conciencia colectiva, al poner de manifiesto la excesiva dependencia que los países desarrollados sostenían frente al petróleo, gestándose de este modo una política estratégica en torno al tema de la energía y cuyo fin último consiste en la obtención de sustitutos a los hidrocarburos, especialmente al petróleo, además de nuevas fuentes energéticas que permitan plena autonomía.

Con el paso del tiempo se constató una caída del precio del petróleo y se abandonaron, al menos en parte, los fondos destinados a investigación y desarrollo en dichas áreas y no fue sino hasta la década del 90 que retomaron popularidad debido al surgimiento de una nueva amenaza, ahora de carácter ambiental: el cambio climático.

El cambio climático, del cual ya se hablaba en la esfera científica mundial a finales de los años 80, corresponde al aumento de la temperatura del planeta (calentamiento global), debido al incremento de las concentraciones de los gases cuyo espectro de absorción está en el rango del infrarrojo, conocidos comúnmente como gases invernadero (CO2, CH4, H2O(v), NOx, CFC, HFC), como consecuencia tanto de la combustión masiva de combustibles fósiles, como de nuevas prácticas agrícolas, principalmente relacionadas con la crianza de ganado y el cultivo de arroz.

El cambio climático como problemática ambiental, a diferencia de la contaminación, no es de carácter local e involucra por tanto la búsqueda de soluciones globales. Es en este escenario que surgió en 1992 un instrumento legal en el que se perfilaron recomendaciones generales acerca de las políticas a seguir tanto en los países desarrollados como en vías de desarrollo, denominado Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC), el que entra en vigencia en 1994 y en donde más de 150 países se hacen partícipes al firmar los acuerdos que allí se postulan, adquiriendo así Chile el primer compromiso en materia ambiental a escala global. Entre las recomendaciones están aquellas vinculadas directamente con la búsqueda de soluciones para reducir las emisiones de CO2 provenientes de la utilización de combustibles fósiles, la realización de estudios acerca de la vulnerabilidad de las naciones frente al cambio climático y a determinar cuáles son sus condiciones de adaptación frente a éste, todo esto como se ha mencionado, en lineamientos generales.

Sin embargo no fue hasta 1997 cuando se realizó la cuarta conferencia de las Partes (COP4) en Japón, en que se bosquejaron lineamientos específicos y medidas concretas en torno a la problemática del calentamiento global, las que quedaron plasmadas en un histórico documento, denominado Protocolo de Kioto. Este documento aborda

esencialmente dos aspectos: objetivos de reducción de emisiones de CO2 a niveles inferiores a los del año 1990 por parte de los países desarrollados, y mecanismos de mercado que permitan lograr dicho objetivo, y en donde los países en vías de desarrollo juegan un rol preponderante. Se concibe así la idea de que el calentamiento global es responsabilidad de todas las naciones, pero en forma diferenciada.

En 1988 se constituyó el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), entidad abocada a encausar todos los esfuerzos que se logren en materia de calentamiento global y que representa el consenso de cientos de científicos acerca del inminente aumento de la temperatura en el presente siglo XXI. EL IPCC se encargó de alertar a la comunidad mundial acerca de la apremiante necesidad de reducir las emisiones de gases invernadero a la atmósfera, entre ellos el CO2 que se produce al quemar combustibles fósiles. En este sentido aparece un modelo de balance de CO2 denominado ecuación de Kaya (Kaya et al., 1989), que permite acotar la búsqueda de soluciones, en función de los parámetros considerados.

$$[CO_2] = \phi(\alpha, \beta, \gamma, \delta, \xi)$$

α : población

β : PIB per cápita generado

γ : energía generada/PIB

δ : CO2 emitido/energía

ζ : sumideros

Del modelo planteado se desprenden las siguientes soluciones:

1. Limitar el crecimiento poblacional y/o detener el crecimiento económico, soluciones que se descartan de antemano por resultar infactibles en la práctica.
2. Aumentar la eficiencia energética y/o incentivar el ahorro de energía, ambas soluciones consideradas en las políticas estratégicas que se han desarrollado desde la década del 80.
3. Utilizar combustibles y/o fuentes energéticas con menor contenido de carbono o carentes de él, soluciones en las que el hidrógeno y las fuentes energéticas alternativas (no fósiles) desempeñan un rol fundamental.
4. Aumentar los sumideros de CO2 de modo de no emitirlo a la atmósfera, lo que puede lograrse mediante el secuestro del mismo ya sea antes de la combustión o después de ésta, si se han utilizado combustibles fósiles; y el incremento de organismos fijadores de CO2, es decir organismos fotosintéticos como árboles y/o fitoplancton.

La investigación y desarrollo a partir de la década del 90 se ha focalizado en la búsqueda de una mayor eficiencia energética, de adecuados sistemas usuarios, y de energías alternativas y sustitutos a los hidrocarburos, observándose niveles de actividad científica y tecnológica similar a los de antaño.

En el marco global de la problemática ambiental, hay que señalar que en Julio del 2001 se llegó a un acuerdo en la Reunión sobre Medio Ambiente sostenida en Alemania, de gran significación para las Partes (países firmantes de la Convención), denominado Acuerdo de Bonn, en donde se ratificó que para el período 2008-2012 los países desarrollados deberán reducir sus emisiones de gases invernadero llevados a equivalentes de CO2, en promedio un 5,2% en relación con las de 1990, ya establecido en el Protocolo

de Kioto, y del cual Estados Unidos, principal promotor hasta ese momento de la reducción de emisiones, se negó a participar, considerando para ello transacciones de permisos de emisión, proyectos conjuntos con países en vías de desarrollo y aumento de los sumideros, entre otros.

La utilización de energías renovables para la generación de electricidad, lleva a la conclusión anticipada de que a corto plazo no es económicamente factible ni competitivo. Aún cuando se recurra al ejemplo de algún país que invierta en dichas fuentes de energía, nos enfrentaríamos a políticas gubernamentales distintas entre países desarrollados con países en vía de desarrollo como el nuestro. Junto a lo anterior se debe agregar que, a diferencia de otros países, tenemos casi un 60 % de capacidad instalada sólo en centrales hidroeléctricas, lo que deja un 40 % para la generación termoeléctrica o de otra clase. De este porcentaje, que ha ido aumentando en los últimos años, el combustible "vedette" ha sido el *Gas Natural* con precios de generación y de kW instalado muy competitivos, cuyo aumento en el presente siglo se prevé muy auspicioso. De hecho la CNE, (Comisión Nacional de Energía) en su plan de obra para los siguientes 10 años, cuenta con la instalación de 2.600 MW en centrales de ciclo combinado.

Nuestra actual situación y los números antes citados producen una cierta "miopía energética", término que refleja el poco análisis que han tenido los agentes que participan en la generación eléctrica. El aumento en el consumo de energía va también ligado a un agotamiento de combustibles fósiles, provocando por ende un encarecimiento en la generación con hidrocarburos tales como el gas natural. Junto a esto, no se ha sopesado el alto nivel de dependencia energética que se tiene en la generación termoeléctrica, sobre todo de Argentina, en donde se viven momentos de conflictos sociales y económicos que

pueden provocar graves repercusiones en el normal abastecimiento de energía a nuestro país, tal como se ha vivido desde abril del año 2004.

Por esto es necesario pensar y analizar otras fuentes de energía tales como las energías renovables, en nuestro caso las celdas fotovoltaicas. Chile tiene un nivel de radiación privilegiado respecto a otros países, como se verá más adelante, en Alemania celdas solares funcionan con la radiación que hay en Punta Arenas, por lo que cabe preguntarse como será su comportamiento en la zona central en donde el nivel de radiación es casi el doble.

La conversión de la energía que transporta la radiación electromagnética en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como *efecto fotovoltaico*. Las celdas solares son sin duda el más importante tipo de dispositivo para producir tal conversión y las que han tenido mayores progresos en su eficiencia.

En palabras simples las celdas fotovoltaicas o solares, convierten la luz del sol directamente en electricidad por interacción de fotones y electrones dentro de un material semiconductor. El funcionamiento se basa en el paso de los electrones de los materiales semiconductores a un estado situado en la banda de conducción, por la energía obtenida en la absorción de fotones de la luz del sol.

En los siguientes capítulos se efectuará un análisis tecnológico, económico y de factibilidad de contar con celdas fotovoltaicas en generación distribuida, no sólo en lugares remotos sino en ciudades de la zona central tales como Santiago, donde se concentra el mayor consumo energético del país.

CAPITULO II.- CELDAS SOLARES.

2.1 HISTORIA DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS.

En 1839 el físico experimental francés Edmund Becquerel, descubrió el efecto fotovoltaico mientras efectuaba experimentos con una pila electrolítica de dos electrodos sumergidos en una sustancia electrolítica. Esta pila aumentó su generación de electricidad al ser expuesta a la luz. A fines del siglo XIX científicos tales como W. Smith, W Adas y R. Day descubren la fotoconductividad del selenio y construyen la primera celda experimental hecha de una oblea de selenio. En 1904 Albert Einsten publica su *paper* acerca del efecto fotolvoltaico (junto con su paper de la teoría de la relatividad), por este documento es galardonado en 1921 con el Premio Nóbel. Recién en 1941 se construye un dispositivo que puede ser llamado "celda solar", fue fabricada de selenio y tenía una eficiencia del 1 %. La compañía Western Electric fue la primera en comercializar las celdas solares en 1955.

Mientras tanto científicos de diversas partes del mundo realizaban experimentos en combinaciones como el cobre y óxido cuproso, en Silicio Monocristalino, en Cadmio – Silicio, Germanio Monocristalino. En ese mismo año a la U.S. Signal Corps le fue asignada la tarea de construir fuentes de poder para satélites espaciales. Los estudios de esta compañía comenzaron con celdas de una eficiencia de un 4,5 %, y en tres años lograron que esta eficiencia subiera hasta un 9 %. Fue entonces cuando en 1958 fue lanzado al espacio el primer satélite que utilizaba celdas fotovoltaicas, el Vanguard I. Éste tenía un sistema de poder de 0.1 W, en aproximadamente 100 cm^2 y estuvo operativo por 8 años. Ese mismo año se lanzaron 3 satélites con esta misma tecnología, el Explorer III, el Vanguard II y el

Sputnik-3. Desde este año las celdas solares aumentaron su utilización en naves espaciales, y el aumento de eficiencia seguía subiendo a pasos agigantados. Fue así como en 1960 Hoffman Electronics conseguía fabricar una celda con un 14 % de eficiencia. Aún cuando para la NASA fuese más importante la seguridad que el costo en sus naves espaciales, y por ende utilizaba celdas solares, en la tierra la energía fotovoltaica era 50 veces más cara que cualquier fuente convencional de generación, por lo que fue excluida para el uso terrestre. En la década de los sesenta, la potencia instalada de las celdas solares de las naves espaciales y satélites alcanzaban a 1 KW. En 1973 se produce el embargo de petróleo impuesto por la OPEC, con lo cual se inicia una política de investigación del uso de celdas solares en la Tierra, se destinan fondos por sobre los 300 millones de dólares por año, y se comienza a investigar nuevos materiales para la construcción de las celdas, tales como el silicio policristalino, las celdas de película delgada, combinaciones CdS/Cu_2 y Silicio amorfo, con el fin de abaratar los costos de éstas. En esta misma década comienza la NASA a instalar sistemas de generación fotovoltaica por todo E.E.U.U. para fines de refrigeración, iluminación de calles, iluminación clínica y aparatos de televisión, bombeo de agua, etc.. A principios de los años 80´, la compañía ARCO Solar fabricaba mas de 1 MW de celdas solares por año. Es el comienzo de la masificación de módulos de 1,4 a 6 KW en torres de departamentos, áreas apartadas del tendido eléctrico, centros comerciales y prototipos de automóviles. La producción mundial de celdas en el año 1982 era de 9,3 MW y en 1983 de 21,3 MW, haciendo que se duplique la producción en sólo un año, y alcanzando ventas de alrededor de US$250 millones. En 1985 se alcanzaba un 20 % de eficiencia en celdas fotovoltaicas, y existían módulos en todas partes del mundo: E.E.U.U., Australia, España, Kenya, Alemania, Ecuador, Japón por nombrar algunos. En Chile se instalaron los primeros módulos en la década de los setenta, principalmente en lugares rurales con módulos de 50

W y baterías de 150 Ah suministrando energía a artefactos de 12 V. Ya en los noventa ARCO Solar es comprada por Siemens, formando Siemens Solar Industries, una da las firmas de mayor producción de celdas solares a nivel mundial. A principios de esta década se instala en la Antártica un sistema de 0.5 KW con baterías de 2,4 KWh para suministrar energía a equipos de un laboratorio. En 1996 comienzan estudios para la utilización de cobre-indio-diselenio en celdas, y de celdas super eficientes. A fines del siglo pasado en Grecia se aprueba la instalación de una planta de 5 MW en Creta, de un proyecto de 50 MW de la empresa Enron Solar. Aún cuando este proyecto era magno, ya estaba en funcionamiento en California una planta de 6,5 MW produciendo alrededor de 12 millones de kWh por año, suministrando energía a cerca de 2.500 hogares como promedio. Hoy en día las celdas fotovoltaicas son utilizadas en prácticamente todo el mundo, generan el 2,1 % de la energía necesaria para mover al mundo, una industria que en 25 años pasó de producir casi nada a fabricar 70 - 80 MW anuales y con un costo por W que bajó desde los US$50 hasta los 5 US$/W, con alrededor de 40 MW conectados a la red eléctrica.

2.2 LA CELDA SOLAR.

Una celda solar es un dispositivo que convierte la energía de la luz del sol en energía eléctrica en forma directa, sin la necesidad de piezas móviles o algún tipo de combustión. El efecto fotovoltaico, es decir, convertir la luz solar en electricidad se produce en materiales conocidos como semiconductores, las cuales son materiales cuya conductividad puede ser modificada, y además generar una corriente eléctrica con cargas negativas, positivas o ambas.

Al incidir los rayos del sol en un semiconductor, algunos de los electrones de la banda de valencia absorben energía de los fotones y pasan a la banda de conducción donde pueden ser llevados fácilmente a un circuito externo generando por tanto una corriente electrónica. Al dejar su lugar los electrones, provocan en el material "huecos", considerados como una partícula de signo positivo, los cuales también se "mueven" como una corriente en sentido opuesto a la electrónica. Este movimiento se asemeja al desplazamiento de una burbuja en el agua. Para que los electrones y huecos generados por la luz solar no se recombinen dentro del semiconductor se debe contar con un campo eléctrico interno, en cuyo sentido se moverán los electrones. Este campo eléctrico es producido en general por una juntura similar a la del diodo semiconductor.

2.2.1 Estructura de una celda solar.

Tal como se menciona en el apartado anterior, el elemento más importante en la estructura de una celda es el semiconductor por lo que se analizará en forma más detallada a continuación. La estructura física, o arreglo atómico, de los semiconductores se puede dividir en tres grupos: Cristal simple, policristalino y amorfo. La estructura de cristal simple se caracteriza por un ordenamiento periódico de átomos obteniendo una forma geométrica tridimensional de un paralelepípedo. Tal es el caso del Silicio el cual comparte cada uno de sus cuatro electrones de valencia en una unión covalente con cada átomo vecino de silicio, el sólido por lo tanto, consiste en una unidad básica de 5 átomos de silicio, el átomo original más los cuatro átomos con los que comparte sus electrones de valencia, así como lo muestra la figura 2.1.

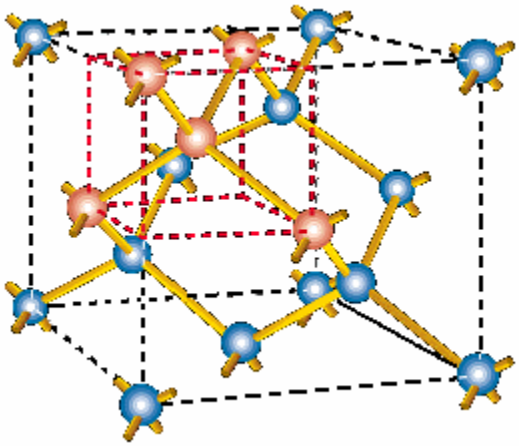


Figura 2.1 - Átomo de Silicio

Un material policristalino esta compuesto de varias subsecciones cada una de ellas con forma cristalina, estas subsecciones tienen una orientación independiente y regularmente, en sus interfaces se producen discontinuidades. Un material amorfo no tiene una regularidad en su arreglo atómico, hoy en día 25% a un 30% de las celdas solares son fabricadas con materiales policristalinos, son menos costosas de construir, por unidad de área, que las celdas solares de cristal simple; sin embargo tienen una menor eficiencia y a menudo una mayor sensibilidad a los cambios en las condiciones ambientales, por lo que en general son utilizados con concentradores ópticos de luz solar.

2.2.1.1 Banda Prohibida o Bandgap.

Para que se produzca un movimiento de electrones dentro del semiconductor, éstos deben absorber energía para poder acceder a una banda de energía capaz de provocar este flujo. En la figura 2.2 está graficada la energía versus el momentum de un electrón libre. Se puede apreciar que la diferencia de energía entre el punto más alto del conjunto de curvas de energía de valencia y el punto más bajo del conjunto de curvas de conducción es

definida como E_g (banda prohibida o *Band gap*). La banda de valencia y los electrones que en ella se alojan, determinan las características químicas del semiconductor.

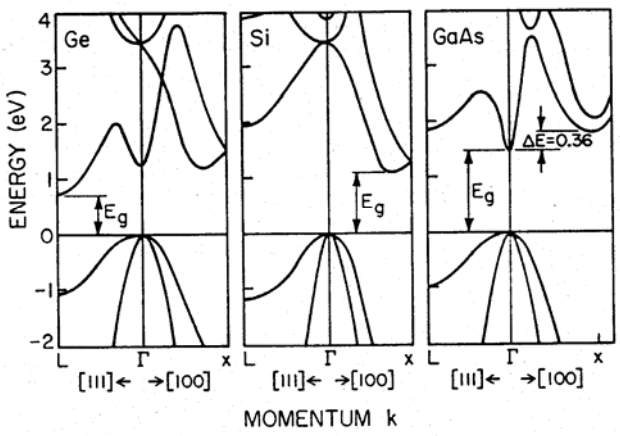


Figura 2.2 -Energía versus el momentum de un electrón libre

Tal como se dijo anteriormente la banda prohibida es la cantidad de energía requerida para desalojar un electrón de su enlace covalente y permitir que se convierta en parte de un circuito eléctrico. Para liberar un electrón, la energía de un fotón debe ser por lo menos tan grande como la energía de la banda prohibida. Sin embargo, los fotones con más energía que la de la banda prohibida liberarán esa energía adicional como calor al liberar electrones. Luego, es importante que una celda solar sea ajustada, a través de modificaciones a nivel de estructura molecular del silicio, para optimizan la energía del fotón. La clave para obtener una celda solar eficiente es convertir tanta luz del sol como sea posible en electricidad.

El silicio cristalino tiene una banda prohibida de 1,1 electronvoltios (eV). (un electrón-voltio es igual a la energía ganada por un electrón cuando pasa con un potencial de 1 voltio en vacío.) Las energías de banda prohibida de otros semiconductores eficientes

están entre 1,0 a 1,6 eV. En este rango, los electrones pueden ser liberados sin crear calor adicional.

La energía del fotón varía según las diversas longitudes de onda de la luz. El espectro entero de la luz del sol, de infrarrojo al ultravioleta, cubre un rango entre 0,5 eV a 2,9 eV. Por ejemplo, la luz roja tiene una energía de alrededor de 1,7 eV, mientras que la luz azul tiene una energía del eV cerca de 2,7. La mayoría de las celdas solares no pueden utilizar más allá del 55% de la energía de la luz del sol, porque esta energía está debajo de la banda prohibida del material o lleva exceso de energía.

En la figura 2.3 se pueden apreciar diversos materiales utilizados en la construcción de celdas solares, los cuales tienen diferentes energías de banda prohibida. Los fotones con la energía igual a la energía la banda prohibida se absorben para crear electrones libres, mientras que los fotones con menos energía que dicha banda pasan a través del material.

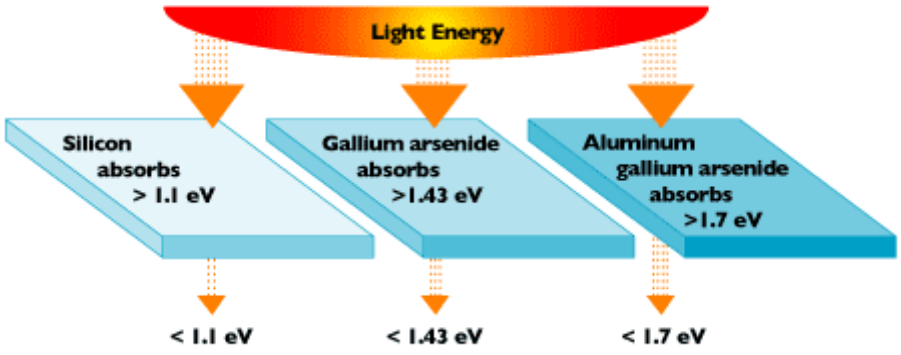


Figura 2.3 –Materiales semiconductores con diferentes bandas prohibidas

2.2.1.2 Conducción Intrínseca y Dopaje.

Al aumentar la temperatura de un cristal semiconductor, algunos de los electrones recibirán suficiente energía térmica (vía colisiones con la red de átomos) como para alcanzar la banda de conducción, en donde pueden formar parte de un flujo de electrones o corriente. Al perder un electrón la banda de valencia se produce un espacio, con carga positiva, conocido como *hueco*. La banda de valencia al no estar completa también sirve como vehículo para el trasporte de corriente

En un semiconductor puro (intrínseco) y alrededor del cero absoluto (0 K), el número de huecos en la banda de valencia es igual al número de electrones en la banda de conducción. En condiciones normales la más probable distribución es que los electrones estén en la banda de conducción y los huecos en la de valencia, que es donde se minimiza la energía del cristal.

La alteración de conducción vía temperatura, es decir conducción intrínseca es muy pequeña, casi despreciable, por lo que se aprovecha la capacidad de los semiconductores de alterar su conductividad con pequeñas cantidades de ciertos átomos llamados *impurezas*, este proceso es también conocido como dopaje. Dichas impurezas, dependiendo del átomo usado entrega electrones o huecos adicionales, provocando que el material quede con portadores de carga negativa o positiva.

Si la impureza deriva en electrones adicionales, la impureza es conocida como *donante*, y si el efecto es una adición de huecos la impureza se conoce como *receptor*. Esta nomenclatura deriva de la acción de la impureza. Para un átomo donante, la energía de los electrones (E_C) está ligeramente por debajo de la banda de conducción (ver figura 2.4) por lo que el electrón puede alcanzar fácilmente energía para excitarse y entrar en la banda de conducción, donde actúa como portador de carga. En un átomo receptor el nivel de energía

de los electrones que lo orbitan E_A está ligeramente por encima de la banda de valencia, en esta situación los electrones de la banda de valencia puede ser fácilmente excitados por los átomos receptores.

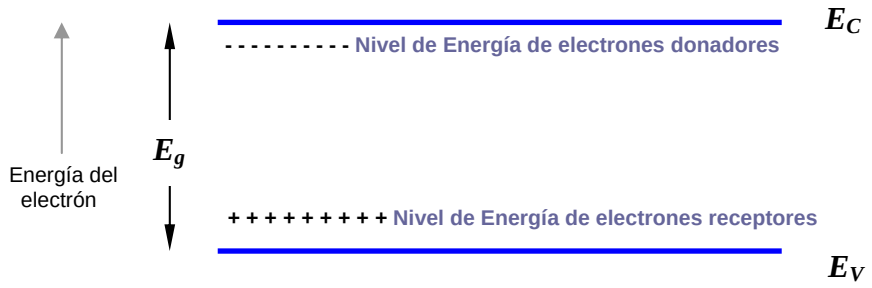


Figura 2.4 –Bandas de energía de los electrones

Para el grupo IV de semiconductores (referido a la tabla periódica de elementos) tales como el silicio o el germanio, tienen en su banda de valencia 4 electrones, que están unidos con sus vecinos en forma de enlaces covalentes. La adición de impurezas del grupo V tales como el Arsénico o el Fósforo a átomos del grupo IV resulta en un exceso de electrones, luego son donadores, ver figura 2.5. Por otro lado con elementos del grupo III, tales como el Boro o el Indio, conlleva a una pérdida de un electrón por parte del cristal, ver figura 2.6. Algunos de los semiconductores empleados para la construcción de celdas solares son: Germanio (Ge), Silicio (Si) del grupo IV, Indio Fósforo (InP), Galio Arsénico (GaAs), Aluminio Antimonio (AlSb), Galio fósforo (GaP) son semiconductores de grupos III y V. Cadmio Telurio (CdTe), Cadmio Selenio (CdTe) son del grupo II y VI.

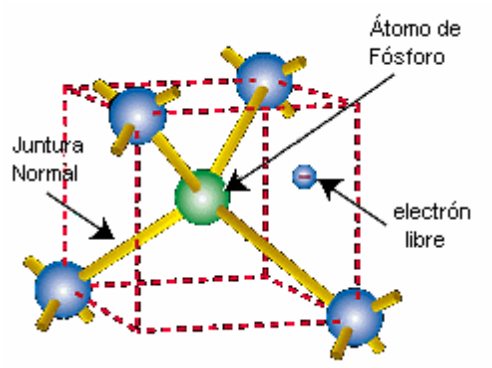


Figura 2.5 – Elementos donadores.

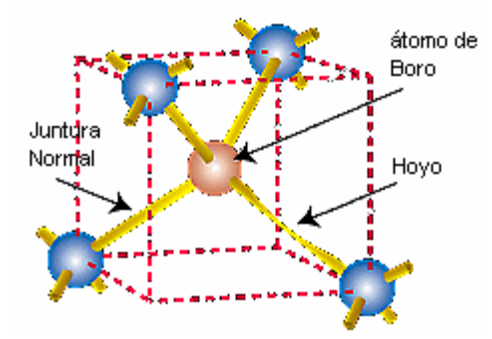


Figura 2.6 – Elementos receptores.

Existen muchos métodos para introducir impurezas, o *cebar*, a un semiconductor: se puede insertar cuando el cristal ya está formado y purificado, cubriendo una lámina del semiconductor con el donante y luego calentar la superficie, esto permite que los átomos del donante se difundan al semiconductor, luego la alta temperatura se disminuye para disminuir la tasa de difusión a cero. Otro método incluye la difusión gaseosa, en el proceso se utiliza un líquido para rociar el semiconductor, y una técnica en la cual los iones de la impureza se introducen de forma muy precisa directamente en la superficie del semiconductor a cebar. El cebado también se puede hacer en el proceso de purificado del cristal, tal como es el caso de las impurezas receptoras, o bien mediante implantación de iones a altas velocidades, estos iones impactan al cristal del semiconductor y lo penetran, a una distancia que depende de la aceleración, del semiconductor y del ión.

2.2.1.3 Recombinación y tiempo de vida de portadores.

Como más adelante se explicará para luz con largos de onda lo suficientemente cortas, es posible estimular a los electrones de la banda de valencia para que estos pasen a la banda de conducción. Este proceso crea un par electrón-hueco. No todos esos pares electrón – hueco pueden ser recogidos y separados para formar una corriente, una fracción de ellos se recombinará dentro del semiconductor. Hay dos regiones en donde ocurre dicha recombinación, la primera, en el volumen interno del cristal, caracterizado por una estructura de red cristalina regular y periódica en donde están unidos los átomos, junto con un pequeño porcentaje de receptores (y, o donadores), y un pequeño número de defectos, que son irregularidades en la periodicidad del cristal. La otra región en la cual ocurre la recombinación es la superficie del cristal, caracterizado por el abrupto término de la estructura cristalina del semiconductor y la presencia de átomos foráneos sobre la superficie, en una región de alrededor de 20 a 100 amstrongs de grueso. La recombinación en la superficie depende también de factores que no dependen del cristal, por ejemplo en una típica celda solar de silicio, se produce una oxidación en la superficie provocando (SiO_2), las cargas de las impurezas son atrapadas en este óxido Esta recombinación es explicada por la teoría de Shockley-Read-Hall de recombinación de huecos y electrones dentro de un semiconductor. La recombinación ocurre en niveles defectuosos de la banda prohibida o *bangap*, es decir desde la banda de valencia hasta la banda de conducción, debido a la energía que produce un fotón (recombinación radiactiva), o de un portador energético de carga (recombinación de “taladro”).

En la construcción de celdas solares es de gran importancia que el tiempo de vida sea lo más alto posible, para preservar la generación óptica de pares electrón-hueco. En semiconductores tales como el germanio y el silicio es mucho mayor que en otros

materiales, lo que puede ser apreciado en la tabla 2.1. En tales diferencias de tiempo de vida de los portadores es en donde se pueden desarrollar tecnologías a corto plazo (unas pocas décadas), ya que el tiempo de vida de estos portadores depende del semiconductor utilizado y de la manufactura del cristal del semiconductor.

Tabla 2.1 Tiempo de vida de portadores minoritarios

SEMICONDUCTOR	TIEMPO DE VIDA DEL ELECTRON	TIEMPO DE VIDA DE HUECOS
Ge	$0.5 * 10^{-4}$	$0.5 * 10^{-4}$
Si	$0.8 * 10^{-4}$	$0.8 * 10^{-4}$
InP	$6.0 * 10^{-8}$	$3.0 * 10^{-8}$
GaAS	$6.0 * 10^{-8}$	$3.0 * 10^{-8}$
CdTe	$2.0 * 10^{-6}$	$1.0 * 10^{-6}$
AlSb	$1.0 * 10^{-7}$	$0.9 * 10^{-7}$
CdSe	$1.5 * 10^{-8}$	$1.5 * 10^{-8}$
GaP	$7.0 * 10^{-8}$	$4.0 * 10^{-8}$

2.2.1.4 Campo Eléctrico Interno. La juntura P-N.

El hecho de iluminar el silicio cristalino puede liberar electrones dentro del enrejado cristalino, pero para que estos electrones sean útiles se deben separar y dirigir a un circuito eléctrico. Para separar las cargas eléctricas, la celda solar de silicio debe tener un campo eléctrico interno incorporado. Uno de los métodos más utilizados para producir este campo eléctrico interno es la presencia de una juntura dentro de un semiconductor. Por lo general esta juntura puede ser el resultado de un semiconductor de cristal simple con una región tipo P y una región tipo N, resultantes del dopaje de un semiconductor con distintos elementos semejante a la juntura P-N de un diodo. La celda de Silicio, el tipo más común

de celdas solares, tiene dos regiones dentro del semiconductor, una región tipo P dopada con Boro, el cual tiene tres electrones de valencia (uno menos que el Silicio) provocando una región con alta concentración de huecos. La otra región tipo N se obtiene al dopar el Silicio con Fósforo, el cual tiene cinco electrones de valencia (uno más que el Silicio) provocando una región con alta concentración de electrones. La diferencia de concentración entre electrones y huecos, entre ambas regiones provoca un campo eléctrico permanente que se encarga de separar los electrones y huecos adicionales que aparecen cuando la celda es iluminada con la luz del sol.

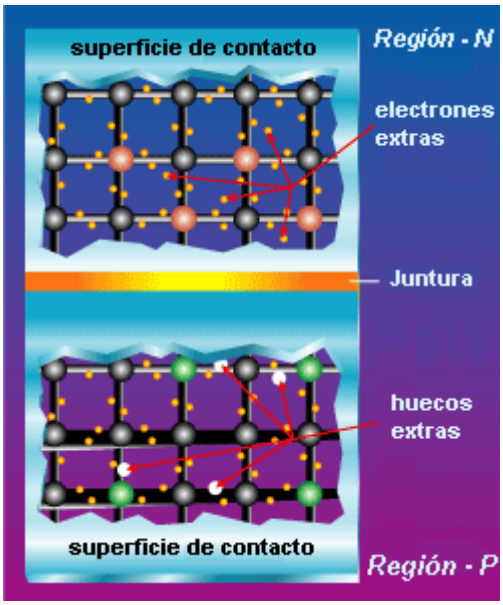


Figura 2.7 – Juntura P-N en una celda solar.

2.2.1.5 Características óptimas de funcionamiento.

En una celda solar los fotones son absorbidos por el lado de la región P, por lo que es muy importante ajustar esta capa a las características de los fotones entrantes para absorber tantos como sea posible, y así, liberar la mayor cantidad de electrones. Otro desafío es guardar los electrones para que se reúnan con los huecos y se recombinen con

ellos antes de que puedan escaparse de la celda. Para hacer todo el esto, se diseña el material para liberar los electrones tan cerca como se pueda de la juntura, de modo que el campo eléctrico pueda ayudar a enviar los electrones libres a través de la capa de conducción (región N) y hacia fuera en el circuito eléctrico. Optimizando todas estas características, mejoramos la eficiencia de conversión de la celda, que es cuánto de la energía de la luz es convertida en energía eléctrica por la celda.

En resumen se persigue maximizar la absorción, reducir al mínimo la reflexión y la recombinación, y por tanto maximizar de esta manera la conducción, la figura 2.8 grafica lo descrito anteriormente.

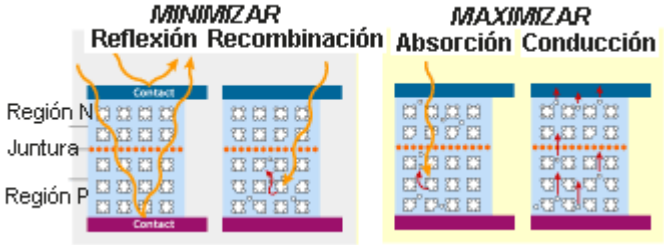


Figura 2.8 – Características óptimas de funcionamiento.

2.2.1.6 Contactos Eléctricos.

Los contactos eléctricos son esenciales para una celda fotovoltaica ya que son el puente de conexión entre el material semiconductor y la carga eléctrica externa.

Los contactos traseros de la celda, el lado que está lejos de los rayos solares, son relativamente simples. Consisten generalmente en una capa de metal de aluminio o de molibdeno y cubre la cara posterior de la celda en forma completa, mientras que el contacto delantero, el que está en contacto con los rayos solares, es más complejo. Cuando la luz del sol alumbra la celda, una corriente de electrones fluye toda sobre su superficie. Si se unen contactos solamente en los bordes de ella, no trabajará bien debido a la gran resistencia

eléctrica de la capa superior del semiconductor. Solamente un número pequeño de electrones haría contacto.

Con el fin de recolectar más corriente, se debe poner contactos a través de la superficie entera de la celda. Esto se hace normalmente con una “rejilla” de tiras o “dedos” de metal. Sin embargo, poner una rejilla grande, la cual es opaca, en la tapa de la celda daría sombra a las partes activas de ésta misma, y por ende reduciría la eficiencia de conversión en forma considerable. Para mejorar la eficiencia conversión, se debe reducir al mínimo estos efectos que ensombrecen la superficie de contacto con los rayos solares.

Otro desafío en el diseño de las celdas es reducir al mínimo las pérdidas por resistencia eléctrica de la rejilla al entrar en contacto con al material de la misma. Estas pérdidas se relacionan con la característica del material de la calda solar de oponerse al flujo de una corriente eléctrica, lo cual da lugar al calentamiento del material.

Tomando en cuenta lo anterior, el diseño de estas rejillas considera un enrejado con muchos “dedos” finos, dispuestos en cada parte de la superficie de la celda. Los dedos de la rejilla deben tener baja resistencia para conducir bien, pero a la vez no bloquear mucha de la luz entrante. Esta clase de rejilla mantiene pérdidas de la resistencia bajas, mientras que ensombrece solamente cerca de 3% a 5% de la superficie de la celda. Un acercamiento a esta rejilla se muestra en la figura 2.9 .

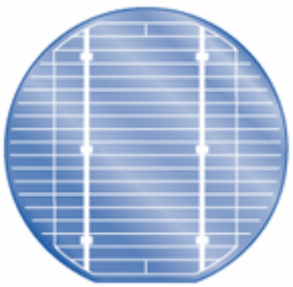


Figura 2.9 – Rejilla de contacto en la superficie iluminada de la celda.

Dichas rejillas pueden ser muy costosas. Una forma de fabricar estas rejillas es depositar vapores metálicos en una celda a través de una máscara o pintarlos vía un método de pantalla-impresión. La fotolitografía es el método preferido para conseguir altas calidades, pero también es más costosa. Este proceso implica transferir una imagen vía fotografía, como una impresión moderna.

Un alternativa a los contactos metálicos de la rejilla es una capa transparente de óxido conductor (TCO) tal como el óxido de estaño (SnO2). La ventaja de los TCOs es que son casi invisibles a la luz entrante, y forman un buen puente entre el material del semiconductor y el circuito eléctrico externo.

Pero la técnica de la construcción no es la única cosa que determina si una rejilla o un TCO metálicos son lo mejor para cierto diseño de la celda. La resistencia de hoja del semiconductor es también una consideración importante. En el silicio cristalino, por ejemplo, el semiconductor lleva muy bien los electrones hasta los dedos de la rejilla metálica, debido a que el metal conduce mejor electricidad que un TCO. El silicio amorfo, por otra parte, conduce pobremente en dirección horizontal, por lo tanto, beneficia tener un TCO sobre su superficie entera.

2.2.1.7 Capa Antirreflectante.

El silicio es un material gris brillante que puede actuar como un espejo, reflejando más del 30% de la luz que incide sobre él. Para mejorar la eficiencia de la conversión de una celda solar, hay que reducir al mínimo la cantidad de luz reflejada de modo que el material del semiconductor pueda capturar tanta luz como sea posible y utilizar los electrones que se liberan.

Dos técnicas se utilizan comúnmente para reducir la reflexión. La primera técnica es cubrir la superficie superior con una capa delgada del monóxido del silicio (SiO). Una sola capa reduce la reflexión superficial a cerca del 10%, y una segunda capa puede bajar la reflexión a menos del 4%.

Una segunda técnica es texturar la superficie superior. Se crea un patrón de conos y de pirámides, que capturan los rayos del sol que, de otra manera, pudieron ser desviados lejos de la celda. La luz reflejada es redirigida abajo en la celda, donde tiene otra oportunidad de ser absorbida.

En la figura 2.10 se muestra una estructura completa de una celda de silicio convencional con todas las partes que anteriormente se describieron.

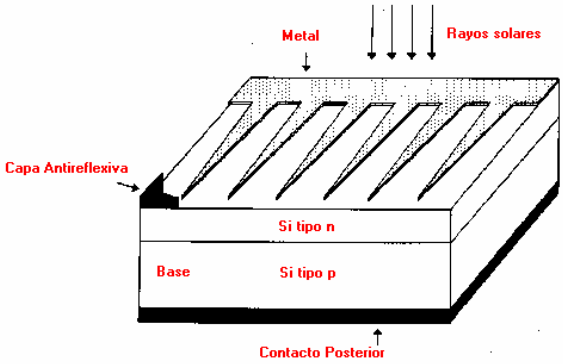


Figura 2.10 – Estructura de una celda de Silicio Convencional

CAPITULO III.- TIPOS DE CELDAS.

3.1 TECNOLOGÍA ACTUAL Y DEGRADACIÓN.

La evolución de la tecnología de las celdas solares ha experimentado importantes avances desde su invención. Ha ido paralela a desarrollos y avances tecnológicos producidos en materiales y procesos. Los dispositivos fotovoltaicos de aplicación a la conversión de la energía solar deben construirse con materiales semiconductores sensibles a la radiación solar de forma que el efecto fotovoltaico se produzca de forma eficiente. Tal como lo muestra la figura 3.1, el 98% de la energía solar extra-atmosférica se encuentra en la banda de 0.25 μm < λ < 3 μm, que corresponde a una banda de energías de 4.96 eV < E< 0.41 eV, y teniendo además en cuenta los factores de limitación el rendimiento, resulta que la banda de valores de Eg precisos para realizar celdas solares de rendimientos adecuados, se extiende desde 0,7 eV a 2,2 eV. En la figura 3.1 se hace mención a AM0 y AM1.5 (air mass) que son el espectro de energía del espacio exterior y dentro de la Tierra, en donde la radiación se reduce a 100 mW/cm^2 (1 kW/m^2), debido a que en la atmósfera se producen pérdidas por reflexión y refracción.

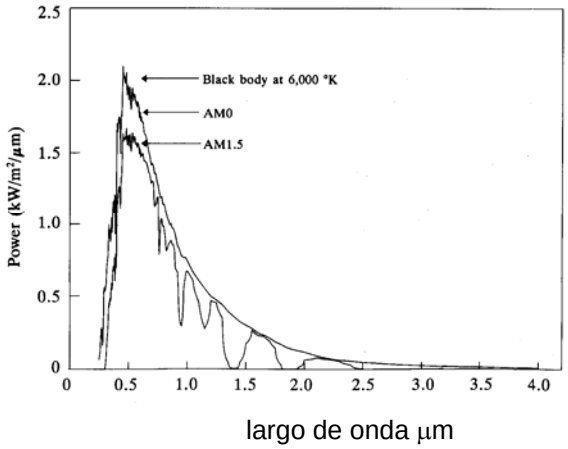


Figura 3.1 Composición del espectro solar de radiación.

No solamente es preciso disponer de un semiconductor sensible a todas las longitudes de onda del espectro solar, sino que además debe ser posible fabricar en serie con él uniones o heterouniones fotovoltaicamente eficientes y a un costo moderado. Es claro que rendimiento y costo son los dos parámetros fundamentales del éxito de una tecnología. Dentro de este escenario, la tecnología fotovoltaica ha explorado diversas alternativas, decantando los esfuerzos hacia soluciones de bajo costo, normalmente asociadas a celdas solares de película delgada, o bien hacia soluciones de alto rendimiento, normalmente asociadas a tecnologías próximas a la microelectrónica. Existen situaciones intermedias como es el caso de los sistemas de concentración, en donde el costo de la celda solar es elevado pero el del sistema completo puede resultar competitivo.

Se describen a continuación los rasgos más destacados de algunos tipos de celdas solares:

a) Silicio mono y multicristalino, donde se pone énfasis en los aspectos de mejora del rendimiento mediante el diseño de estructuras sofisticadas

b) Materiales de la familia de los semiconductores III-V, poniendo énfasis en las aleaciones ternarias como método de resolver el problema de la recombinación superficial y como camino para el desarrollo de estructuras multiespectrales,

c) Materiales de la familia de semiconductores II-VI como potencial alternativo de bajo costo y película delgada y

d) Celdas solares de la familia del silicio amorfo con el énfasis en su integrabilidad en módulos

3.1.1 Celdas solares de silicio mono y multicristalino

Sin duda son las celdas solares más producidas industrialmente, beneficiándose de la madurez alcanzada por la tecnología del silicio. El material semiconductor absorbe una fracción importante del costo de la celda por lo que ha habido intensos esfuerzos por conseguir silicio multicristalino con el que se pudieran producir celdas solares de rendimientos suficientemente altos. Prescindiendo de los tratamientos específicos a que es sometido este material para pasivar las zonas de alta recombinación y mejorar el tiempo de vida, el resto de las acciones emprendidas para mejorar el rendimiento son muy parecidas a las realizadas en el silicio monocristalino. Estas acciones son:

a) Mejora de la tensión de circuito abierto.

b) Mejora de la corriente de cortocircuito.

c) Mejora del Fill Factor (factor de llenado).

Con el fin de entender a cabalidad las mejoras de este tipo de celdas se explicarán en más detalle la corriente de oscuridad, la corriente fotogenerada y la tensión de circuito abierto.

3.1.1.1 Corriente de oscuridad

Los procesos de fabricación habituales de las celdas solares de silicio incluyen etapas de difusión de impurezas para la formación de regiones más dopadas que el sustrato. Como se ve en la figura 3.2, el dopado de la región de emisor no suele ser constante. Asimismo, aparece una región en el dorso del dispositivo cuya misión es crear una homo unión alto-bajo dopado cuyo principal efecto consiste en reflejar los portadores minoritarios de forma que éstos encuentran en ese punto de la celda un valor bajo de la velocidad de recombinación superficial, Sb. Esta es la forma más habitual de conseguir valores bajos de

Sb en el dorso de la celda solar, aspecto ya detectado como beneficioso en la descripción del modelo de la base.

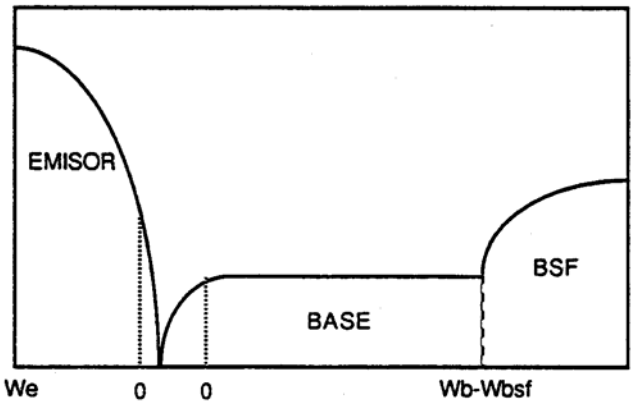


Figura 3.2 – Perfil de dopado de una celda solar de Silicio.

Es importante mantener bajo el producto del área por la componente de emisor de la densidad de corriente de oscuridad. Es claro que las condiciones eléctricas que son aplicables a las zonas de la celda solar cubierta por el metal de contacto son diferentes de las que son aplicables a las zonas libres del mismo. El diseño y la tecnología de la celda solar deben procurar que la superficie descubierta sea no recombinante, para tener una velocidad de recombinación superficial de pequeño valor, por lo que en general la celda solar tendrá una forma que puede ser representada esquemáticamente como se indica en la figura 3.3.

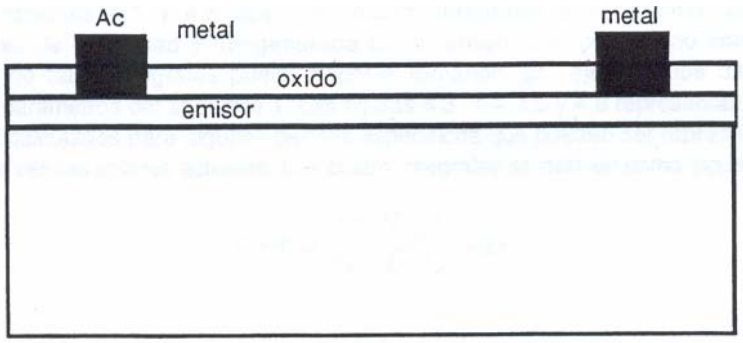


Figura 3.3 – Diagrama de la estructura frontal de una celda solar de Silicio

Como se ve en la figura 3.3, la celda solar será activa fotovoltaicamente únicamente en la parte de área descubierta A-Ac, siendo Ac el área cubierta por el metal, mientras que en oscuridad interviene toda el área A.

Como se vio en el diagrama de dopados de la figura 3.2, el valor de Sb queda determinado por la geometría de la unión p-p+ en el punto Wb-Wbsf. Esta estructura se denomina campo posterior (BSF, Back Surface Field) porque en realidad la homounión alto-bajo establece un campo eléctrico reflector de minoritarios lo que reduce considerablemente la velocidad efectiva de recombinación en ese punto.

3.1.1.2 Corriente fotogenerada

La mejora de la colección de corriente se ha producido por varios procedimientos. Entre ellos cabe destacar la mejora del tiempo de vida medio de los portadores en el volumen semiconductor de la base. Estas mejoras se han producido por la optimización de los procesos de crecimiento del silicio cristalino así como de un procesado cuidadoso de las obleas durante la fabricación.

Por otro lado, las pérdidas por reflexión superficial se disminuyen aplicando estrategias consistentes en la deposición de capas antireflejo y en la texturización de las superficies del dispositivo, lo que puede permitir además el confinamiento óptico. Esto último es, hoy en día, una práctica industrial habitual consistente en obligar a los fotones, sobre todo a los de longitudes de onda más largas, a recorrer un camino óptico mayor que la dimensión física del dispositivo. Un buen diseño de un esquema de confinamiento óptico puede llegar a multiplicar aproximadamente hasta por $4n^2$ la dimensión de la celda, siendo n el índice de refracción del silicio.

3.1.1.3 Tensión de circuito abierto

Todas las mejoras que se consiguen, tanto en la reducción de la corriente de oscuridad como en el aumento de la corriente de cortocircuito, repercuten en un aumento de la tensión de circuito abierto, y del rendimiento de conversión.

Las implementaciones prácticas que incorporan alguno de los conceptos anteriores son las que han permitido alcanzar los mejores rendimientos de conversión fotovoltaicas.

En igualdad de circunstancias para la base, será conveniente diseñar los emisores de forma que la parte más recombinante, es decir la cubierta por el metal, sea pequeña. Además es posible pensar en diseños distintos para la región de emisor debajo de la metalización que para la región de superficie libre, concretamente de espesores distintos.

3.1.2 Celdas solares de silicio de alto rendimiento

Para poner en práctica las ideas que permiten realizar celdas de alto rendimiento, se fabrican en la actualidad estructuras bastante sofisticadas. Una representación esquemática se recoge en las figuras 3.4

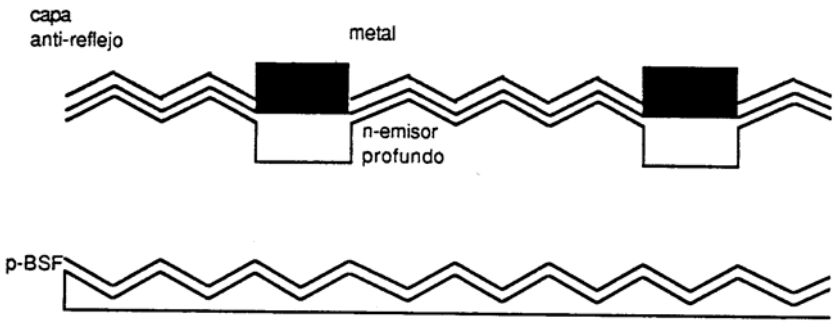


Figura 3.4 - Esquema de sección transversal de una celda solar de silicio

La figura 3.4 representa esquemáticamente la implementación de la texturización superficial del silicio y la existencia de dos diseños distintos de emisor. La superficie frontal se encuentra pasivada por un óxido muy fino y por una capa antireflejo. La superficie dorsal se encuentra totalmente contactada por el metal posterior. Esta geometría admite variantes diversas tanto en el diseño de la superficie frontal como de la dorsal.

3.1.3 Celdas solares de silicio multicristalino

La principal diferencia entre las celdas descritas anteriormente y las de silicio multicristalino es que el material con el que se hacen las celdas solares está hecho por procedimientos más económicos que los que se usan para conseguir el silicio de alta pureza

usado en la microelectrónica. Por consiguiente el inconveniente del mismo hay que buscarlo en el tipo y concentración de impurezas indeseadas.

Las impurezas metálicas son las que tienen una incidencia mayor en las prestaciones fotovoltaicas de la celda solar. En efecto, estudios sistemáticos de análisis del rendimiento de celdas solares realizadas con material contaminado con concentraciones controladas de impurezas permiten conocer las más agresivas, entre ellas el tantalio, titanio, cromo, aluminio, cobre.

Si el funcionamiento de la celda solar está limitado por el tiempo de vida en el volumen cristalino de la base, las mejoras geométricas que puedan ser introducidas no repercutirán significativamente en el rendimiento. Por consiguiente, la primera acción consiste en contener la degradación del tiempo de vida mediante el uso de procedimientos tecnológicos durante la fabricación que capturen las impurezas indeseadas para poder ser eliminadas posteriormente. Este procedimiento se conoce con el nombre de gettering.

En las figuras 3.5, 3.6 se muestran algunos módulos de silicio, monocristalino y policristalino. En donde se puede apreciar el color azul característico del silicio dopado del módulo multicristalino y el color más oscuro del silicio monocristalino. Por lo general estos módulos son pequeños, un formato estándar de un módulo de 50 W (uno de los más vendidos en Chile) es de 1,22m de largo por 33 cm de ancho, en donde están conectadas en serie 33 celdas fotovoltaicas.

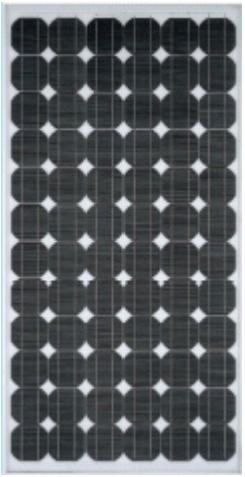


Figura 3.5 Módulo de celdas solares de silicio monocristalino

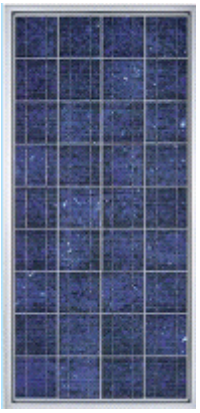


Figura 3.6 Módulo de celdas solares de silicio multicristalino

En los anexos aparecen diversas “datasheet”, en donde se pueden encontrar las características técnicas de estos módulos, que van desde los 0,5 W hasta los 200 W. Para capacidades mayores se interconectan como si fueran pilas.

3.1.4 Celdas solares de compuestos III-V

En el desarrollo que ha experimentado la tecnología fotovoltaica, los semiconductores compuestos, conseguidos mediante la mezcla estequiométrica de átomos de los grupos III y V de la Tabla periódica de los elementos, tienen un papel relevante por varios motivos. En primer lugar, una parte de estos semiconductores tienen el gap directo, lo que repercute en un coeficiente de absorción de valor alto prácticamente hasta λ_g(=1.24/Eg) cayendo bruscamente a partir de ese valor. Este hecho se traduce en que porcentajes superiores al 90 % de la colección de corriente fotogenerada se produce en muy pocas micras de material a partir de la superficie. Esta circunstancia tiene un indudable interés en la tecnología fotovoltaica puesto que se precisará poco material semiconductor para hacer celdas solares de rendimientos elevados. Teniendo en cuenta que los semiconductores compuestos III-V tienen el inconveniente de que son caros de producir, por el costo de las especies y por su tecnología, su penetración en el mercado fotovoltaico puede verse beneficiada si solo son necesarias pequeñas cantidades de los mismos.

Desde el punto de vista tecnológico, estos materiales son de aplicación en dispositivos para comunicaciones ópticas y circuitos de alta velocidad o alta frecuencia, lo que genera tecnología, también útil en la producción de dispositivos fotovoltaicos. En particular pueden producirse aleaciones de más de un compuesto binario para crear semiconductores ternarios, así como aleaciones de ternarios para producir compuestos cuaternarios. Esta posibilidad abre un importante abanico de opciones puesto que introduce grados de libertad en cuanto a los valores que pueden obtenerse de dos parámetros fundamentales de los semiconductores: la anchura de la banda prohibida, Eg, y la constante de red, a.

Otro punto destacable es el valor de la concentración intrínseca del GaAs, ésta relacionada con la anchura de la banda prohibida, a una temperatura de T=300ºK y con una Eg =1,43 eV, resulta ni =1.8x106 cm^{-3}, valor considerablemente menor que en el silicio. Esta circunstancia hace que los valores de la tensión de circuito abierto sean mayores en celdas de GaAs que en sus equivalentes de silicio, puesto que el valor de la corriente de oscuridad es directamente proporcional a la concentración intrínseca al cuadrado.

La aplicación fotovoltaica tiene unos requisitos muy claros que satisfacer: es preciso disponer semiconductores de anchura de banda prohibida de alrededor de 1,5 eV; es preciso poder hacer uniones p-n con ellos, es necesario poder crear dispositivos sobre un sustrato que sea barato, y por último se deben alcanzar rendimientos de valor elevado. Estas condiciones han levado a los investigadores a idear diversas soluciones tecnológicas que incluyen:

3.1.4.1 Celdas solares AlGaAs- GaAs

Esta es una solución tecnológica madura que, siendo fundamentalmente una homounión p-n, incorpora una capa ventana de una aleación ternaria AlGaAs cuyo principal papel consiste en reducir la velocidad de recombinación en la superficie del GaAs. Una propiedad destacada del GaAs es el elevado valor de movilidad de los electrones, lo que sugiere realizar celdas solares en las que el material fotovoltaicamente activo sea tipo p.

La anchura de banda prohibida y la constante de red del GaAs y del AlAs se indican en la tabla 3.1 junto con los otros tres materiales III-V.

Tabla 3.1 Parámetro de algunos compuestos III-IV

	GaAs	AlAs	GaP	inP	InAs
Eg (eV)	1.435	2.16	2.261	1.351	0.35
Cte Red (A)	5.6532	5.6622	5.4511	5.8687	6.0584

Como se ve las constantes de red del AlAs y del GaAs son muy cercanas por los que las aleaciones entre ambos materiales podrán generar compuestos ternarios cuyo ajuste de red con el GaAs sea alto en un rango alto de valores del bandgap. Tal es el caso del AlGaAs que además tendrá valores de la anchura de la banda prohibida superiores a la del GaAs. Seleccionando un valor adecuado de la fracción molar "x" del compuesto $Al_{1-x}Ga_xAs$ se podrá disponer de un material en donde se produzca muy poca absorción del espectro solar, actuando por lo tanto como una ventana óptica. Desde el punto de vista eléctrico, se establece una discontinuidad en la banda de conducción ΔEc, que es un salto de potencial para los electrones minoritarios en el semiconductor tipo p. El resultado más importante de este efecto es que los minoritarios son reflejados y la interfaz entre AlGaAs y GaAs presenta un valor bajo de velocidad de recombinación Sw mejorando el rendimiento.

3.1.4.2 Celdas monolíticas para dispositivos multiespectrales

De las limitaciones del rendimiento, se desprende la existencia de una relación muy directa entre la anchura de la banda prohibida del material y la porción de espectro solar utilizable por el dispositivo fotovoltaico. Existe la posibilidad de dividir el espectro solar en partes de forma que cada parte sea aprovechada por una celda solar de gap distinto. Por ejemplo, si una de las celdas es de silicio, la parte aprovechada del espectro solar será la de longitudes de onda inferiores a 1,1 mm aproximadamente, siendo las longitudes de onda más cortas en las cuales el aprovechamiento es menor por cuanto solo una parte de la

energía de los fotones es aprovechada. Cabe entonces la posibilidad de dividir el espectro solar de forma que las longitudes de onda más cortas sean derivadas hacia un conversor de gap más ancho mientras que las longitudes de onda más largas sigan siendo aprovechadas por la celda de Silicio.

La selección de los diferentes materiales no es única por lo que es posible, dentro de la tecnología III-V, desarrollar sistemas consistentes en dos celdas crecidas sucesivamente sobre el mismo sustrato de forma que las longitudes de onda más cortas serán absorbidas en la celda más superficial y las longitudes de onda más largas sigan siendo aprovechadas por la celda más profunda. Estos sistemas suelen ser concebidos para trabajar en concentración donde el costo de la celda puede ser compensado por el bajo costo del resto.

3.1.5 Celdas solares de heterounión de compuestos II-VI, I-III-VI_2 y derivados

La búsqueda de celdas solares de bajo costo ha tenido una importante línea de desarrollo en las soluciones de película delgada de materiales de bajo costo. Los compuestos II-VI tuvieron un importante impulso con las heterouniones CdS-Cu_2S o CdS-CdTe que principalmente se componen de un material-ventana de bajo costo y fácil preparación como es el CdS, en donde prácticamente no se absorbe energía, y otro material fotovoltaicamente activo con valores de Eg más adaptados a la conversión. Las anchuras de banda prohibida del Cu_2S (1,2eV) y del CdTe (1,5eV) han alentado el desarrollo de estos dispositivos.

Las celdas son heterouniones de dos materiales distintos (el CdS, tipo n debe ser acompañado de uno de los materiales citados de tipo p), por lo que en general habrá un

desajuste de la red cristalina en la unión de ambos. Si el desajuste es pequeño, la recombinación se reduce. La evolución de la tecnología de estas celdas tiene como principales características las siguientes:

1. Búsqueda de pares de materiales semiconductores con constantes de red lo más próximas posible, de forma que uno de ellos actúe como ventana y el otro tenga una anchura de banda prohibida dentro de los valores de interés para la aplicación.
2. Los valores de las afinidades electrónicas deben ser tales que no aparezcan picos en el diagrama de bandas de la heterounión.
3. Desarrollo de técnicas de deposición en forma de película delgada con resistividad controlada y de bajo costo para producción industrial
4. Solución de problema de degradación de rendimiento tras exposición a la luz solar.

La figura 3.7 representa los valores de la energía del gap y de la constante de red de algunos semiconductores compuestos II-VI. También se representa en línea continua los valores correspondientes a los compuestos ternarios $Cd_xZn_{(1-x)}S$. Como se ve, este tipo de curva es de utilidad para ajustar pares de semiconductores para formar una heterounión.

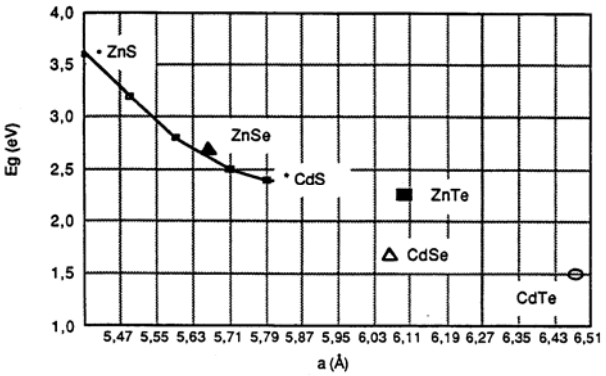


Figura 3.7 Diagrama de valores de la energía de la banda prohibida en función de la constante reticular para varios semiconductores

3.1.6 Celdas solares de materiales amorfos

La obtención de celdas solares de bajo costo que puedan ser producidas masivamente sin que se produzca escasez de las materias primas necesarias, ha sido el objetivo del desarrollo de la tecnología de las celdas solares de silicio amorfo hidrogenado. En efecto, tanto el silicio como el hidrogeno son abundantes y la deposición de materiales amorfos se puede hacer por diversos procedimientos cuya principal característica es que la temperatura del proceso es baja y por lo tanto compatible con la utilización de vidrio como sustrato.

Las ventajas adicionales de esta alternativa son, entre otras:

1) El proceso es compatible con los demás procesos de la tecnología microelectrónica, lo que hace posible la integración de celdas solares de bajo costo en productos de electrónica de consumo como relojes o calculadoras.

2) El coeficiente de absorción es de valor muy elevado, lo que supone que la mayor parte de la energía solar es captada en espesores del orden de la micra. Esto significa que las celdas pueden ser de película delgada.

3) La energía del gap es de 1,7 eV que es un valor adecuado a la conversión fotovoltaica.

4) Los procedimientos de depósito son integrables fácilmente en líneas de producción automatizadas en módulos completos, lo que simplifica la manufactura y reduce costos.

Hay, sin embargo, algunos inconvenientes que han contenido la penetración en el mercado de los módulos fotovoltaicos amorfos. El primer inconveniente viene del rendimiento de conversión fotovoltaico cuyos valores son sensiblemente inferiores a los de silicio. Esto se debe al hecho de que el material amorfo no tienen una ordenación cristalina extendida, sino únicamente un orden local. Esto hace que haya muchos enlaces no saturados y una importante concentración de defectos en banda prohibida que puede reducirse hidrogenando la película de material amorfo. Sin embargo, si bien puede doparse tipo n y tipo p, el tiempo de vida tiene valores muy bajos lo que hace que la recombinación sea muy importante.

El segundo inconveniente es la degradación del rendimiento cuando la celda es expuesta a la radiación solar, problema que todavía no ha podido superarse completamente.

En la figura 3.8 la luz solar incide a través del vidrio. La celda solar tiene el contacto frontal realizado con un conductor transparente, y un contacto posterior metálico que además hace contacto con la cara frontal de la celda solar siguiente. La conexión implementada es de tipo serie, que es utilizada para la realización de módulos.

Las celdas solares basadas en el silicio amorfo son generalmente del tipo p-i-n, consistentes en dos capas dopadas, una tipo p y otra tipo n separadas por una capa sin dopar (intrínseca). Esta estructura permite que exista un campo eléctrico en la zona intrínseca que favorece el transporte de portadores y mejora la colección de corriente.

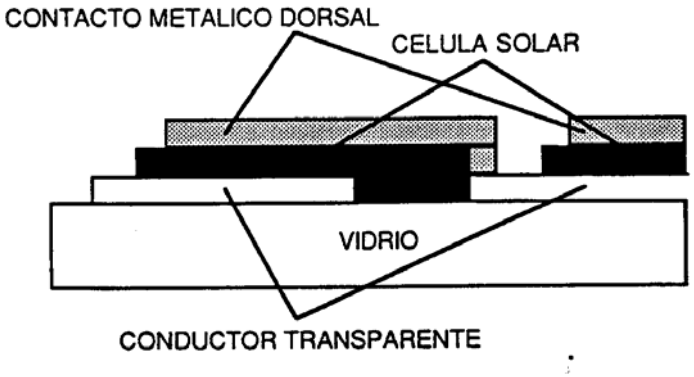


Figura 3.8 – Diagrama de interconexión de dos celdas solares de silicio amorfo en serie

3.2 FUTURO DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS.

En la actualidad están en plena producción las celdas de silicio monocristalino, silicio policristalino moldeado en lingote, silicio en cinta, silicio amorfo (simple, doble y triple unión), película de silicio sobre substrato de bajo costo, silicio amorfo sobre una lámina de cristal y celdas monocristalinas para concentradores. Todos estos tipos de celdas están en líneas de producción piloto, establecidas o en nuevas plantas que en la actualidad se están montando en diferentes países, que incluyen celdas de silicio en cinta sin fin, silicio EFG en cinta, teluro de cadmio, diselenuro de Indio cobre y arseniuro de galio para concentradores.

Como se observa en las tablas 3.2 y 3.3 el alto rendimiento de producción, la eficiencia y los costos optimizados están muy por debajo de los resultados de laboratorio anunciados. Las eficiencias previstas para los módulos comerciales del 2010 siguen por debajo de los resultados de laboratorio de hoy día.

Tabla 3.2 Eficiencia porcentual de distintos tipos de celdas solares

Tecnología de celda	1999	2000	2010
Silicio monocristalino	14-16		
Silicio policristalino	13-15		
Silicio en cinta	14		
Silicio concentrador	18	25	30
Silicio amorfo (incluyendo multicapas)	6-8	10	14
Diselenuro de indio y cobre	7-8	12	14
Teluro de cadmio	7-8	12	14
Película de silicio	8-10	12	15

El silicio monocristalino, en teoría puede alcanzar un máximo de eficiencia de 32 % y en el laboratorio pueden alcanzar un tope de 29 %. En el presente la eficiencia de los módulos comerciales está en un rango de 13 a 17 % con los módulos solares de la planta en España de BP Solar que produce las celdas de mayor eficiencia en el mercado con 17 %.

Una eficiencia de 22 % en módulos en silicio monocristalino, como se predice para el 2010, requiere de celdas con una eficiencia de 24,5 % y un rendimiento de producción de 90 %. Una predicción de 20 % de eficiencia en módulos de silicio policristalino para el 2010 requiere de celdas solares policristalinas de 22 % a bajo costo. La eficiencia de los módulos de silicio amorfo en el 2010 de 14 % se aproxima a la eficiencia de laboratorio de hoy de 16 %. La eficiencia hoy para este tipo de material en simple y doble unión (Solarex) y en triple unión (United Solar y Canon) está en un rango de 6 a 8 %

Tabla 3.3 Eficiencias comercial y de laboratorio de distintos tipos de celdas

Tecnología de celda	Comercial (%)	Laboratorio (%)
Silicio monocristalino	15,3 - 1,5	25
Silicio policristalino	13,5 - 15,0	21
Silicio concentrador	24	29
Silicio amorfo (incluyendo multicapas)	6 - 8	12 - 16
Película de silicio	8 - 10	16+

Los pronósticos para el futuro cercano al mercado mundial fotovoltaico que dan agencias especializadas internacionales de energía y el Banco Mundial por segmento se presentan en la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Pronósticos de potencia instalada en diversas aplicaciones

Prónosticos mundiales por segmentos del mercado en MWp				
Segmento	1998	2000	2005	2010
Productos de amplio consumo	30	40	70	100
USA residencial autónomo	10	20	30	50
Mundial rural autónomo	24	30	80	200
Comunicaciones/Señalización	31	30	60	200
Híbrido Diesel –Comercial	20	25	60	150
Conectado a la red	36	60	200	700
Planta central conectada a red	2	5	50	300
Total	153	210	550	1700
Precio promedio (US$/Wp)	4	3,0	2,0	1,5
Precio mínimo (US$/Wp)	2,6	2,0	1,75	1,25

De la tabla se deduce que el segmento de los sistemas autónomos continuará su crecimiento entre 12 y 15,5 % anual.

Sin embargo, para que estos pronósticos se conviertan en realidad se requiere que ocurra en la mayoría de las siguientes situaciones:

1. Se mantengan y crezcan de forma acelerada los programas de electrificación solar fotovoltaica con sistemas distribuidos conectados a la red, altamente subsidiados por los estados, tales como Japón, Alemania, Holanda y USA, lo cual estimulará la instalación de sistemas confiables y de alta calidad en suficientes cantidades, para estimular las inversiones en plantas de fabricación de grandes volúmenes de módulos solares fotovoltaicos. Desconocemos qué va a pasar cuando comiencen a operar plantas de fabricación anunciadas por diferentes fabricantes con capacidades de producción anual de 100 MWp.
2. Se haga realidad el decrecimiento de los precios (todavía ventajosos para los fabricantes) dados en la tabla 3.4 de pronósticos y se alcancen ciertamente precios de módulos por debajo de los 2,00 US$/Wp en el 2005 y de 1,5 US$/Wp o cercanos para el año 2010.
3. Opten por los sistemas de energía solar fotovoltaica un significativo número de usuarios en el ámbito mundial, tanto residenciales como comerciales, a pesar de que los costos hoy en día de estos sistemas están aún por encima de los existentes con la generación eléctrica basada en combustibles fósiles o nucleares.

CAPITULO IV.- EL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

El sistema fotovoltaico comprende alguno o todos los subsistemas siguientes:

El subsistema fotovoltaico compuesto por la configuración serie-paralelo de módulos o celdas solares y sus protecciones.

El subsistema de almacenamiento compuesto por la configuración serie-paralelo de acumuladores o baterías.

El subsistema de regulación de carga de los acumuladores, consistente en los circuitos electrónicos necesarios para procurar la carga correcta de los acumuladores e incluyendo las protecciones de sobrecarga y de descarga excesiva de los mismos.

El subsistema de conversión consistente en los equipos electrónicos que convierten continua en continua entre dos valores de tensión, o continua en alterna para proporcionar al usuario una línea de 220 V eficaces.

El subsistema de monitorización y registro consistente en los equipos de medida y registro necesarios para el seguimiento del funcionamiento del conjunto.

En la figura 4.1 aparecen estos subsistemas interconectados.

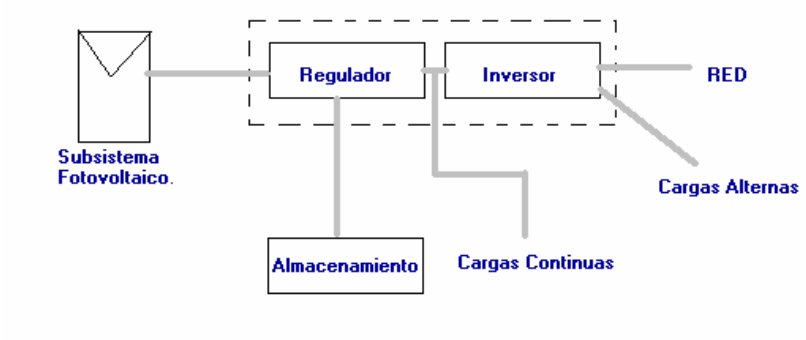


Figura 4.1 – Sistema Fotovoltaico.

4.1 SUBSISTEMA FOTOVOLTAICO.

Para simplificar el manejo, los fabricantes de celdas solares las entregan eléctricamente conectadas y encapsuladas en lo que se conoce como *módulo fotovoltaico*, o *paneles solares*. Estos son los bloques constituyentes del generador fotovoltaico.

El módulo fotovoltaico debería proveer un voltaje y corriente adecuada para la aplicación que se utilice. El encapsulamiento protege las celdas contra las hostilidades del medioambiente, aislándolas eléctricamente y proporcionando resistencia mecánica.

La vida de un módulo debería exceder los 20 años bajo condiciones normales. La duración depende principalmente de la encapsulación para que el agua no entre, no fatigue ante resistencia térmica, ni la abrasión mecánica.

Muchos tipos de módulos son comercializados. Los más comunes tienen 30 o 36 celdas de silicio cristalino. Todas las celdas son del mismo tamaño. Ellas están conectadas en serie y encapsuladas entre hojas de vidrio (o posiblemente *tedlar* en la cara posterior, que es un polímero aislante de color blanco). Esto puede ser visto en la figura 4.2. Dependiendo del tamaño de las celdas, el área de este tipo de módulos varía entre 0,1 y 0,5 m^2. Existen normalmente dos terminales (uno positivo y otro negativo) y algunas veces un tercero, el terminal intermedio es para la conexión de *diodos baypass*, tal como se explicará más adelante.

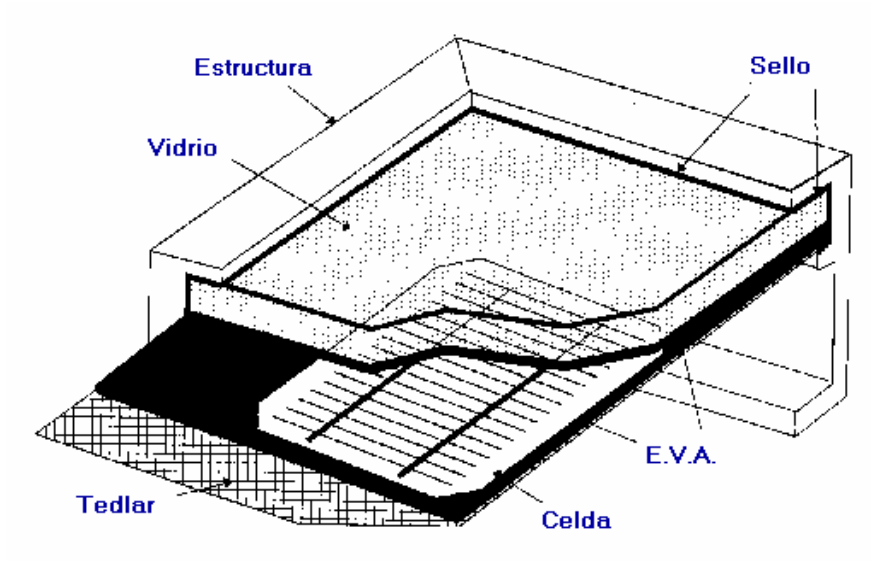


Figura 4.2 Construcción de un módulo fotovoltaico.

4.1.1 Condiciones estándar y NCOT.

El comportamiento eléctrico de un módulo (esto es, la curva I-V bajo ciertas condiciones de iluminación y temperatura) puede ser extraída desde la información que el fabricante normalmente provee con el módulo. Las condiciones estándar que son aplicadas son:

Irradianza:	100 mW/cm^2 (o 1 kW/m^2)
Espectro :	AM 1,5
Temperatura normal de incidencia en la celda:	25 °C

Bajo estas condiciones, las siguientes cantidades son medibles: la potencia máxima P_{MAX} entregada por el módulo, la corriente de cortocircuito I_{SCM} y el voltaje de circuito abierto V_{OCM}.

La caracterización de las celdas es completada por la *temperatura nominal de operación*, NCOT, definida como la temperatura alcanzada por las celdas cuando el módulo está sometido a las siguientes condiciones de operación:

Irradianza:	80 mW/cm^2 (o 800 W/m^2)
Espectro :	AM 1,5
Temperatura normal de incidencia en la celda:	20 °C
Velocidad del viento:	1 m/s.

4.1.2. Conexión de módulos fotovoltaicos.

La suposición de que las celdas y los módulos que constituyen un generador fotovoltaico trabajan bajo las mismas condiciones, no es totalmente correcta, ya que las características de las celdas y módulos están sujetas a diversas variaciones. Existen dos razones que lo explican: i) la variación natural de los parámetros esperados desde los diversos procesos de manufacturado y ii) las condiciones variantes de operación que ocurren dentro del generador. Un ejemplo del punto ii) ocurre cuando parte de un generador está ensombrecida por una nube, o cuando algunos módulos están más sucios que otros y reciben menos luz.

Estas variaciones tienen los siguientes efectos:

a) La máxima potencia que el generador puede entregar es más baja que la suma de las máximas potencias de salida de los módulos constituyentes. Esta diferencia es llamada "*mismatch losses*[1]".

[1] Se entiende como pérdidas por mismatch, cuando la impedancia de la (s) carga (s) es de valor incorrecto para máxima transferencia de potencia.

b) En ciertas circunstancias, algunas celdas pueden funcionar como cargas disipando la potencia producidas por otras. Esto conduce a una elevada temperatura que afecta a las celdas. Si la temperatura excede ciertos valores (entre 85 y 100 °C) los materiales del encapsulamiento son dañados irreparablemente haciendo que el módulo no sirva más. El término "*hot spot*" es usado para describir este fenómeno.

4.2 SUBSISTEMA DE ALMACENAMIENTO

El subsistema de almacenamiento se compone de una batería de acumuladores electroquímicos. En aquellas aplicaciones de tipo residencial que necesitan capacidades de acumulación mayores, los acumuladores más utilizados son los de plomo-ácido. Estos acumuladores tienen una presencia muy dilatada en el mercado. Básicamente se trata de dos electrodos sumergidos en un electrolito que es una solución de ácido sulfúrico.

La operación en instalaciones fotovoltaicas someten a las baterías a trabajar bajo condiciones que generalmente son caracterizadas por:

1) Ciclos diarios suaves.
2) Períodos estacionales largos con bajo nivel de carga.
3) Ciclos anuales profundos.

Consideremos, a modo de ejemplo, el caso de una instalación hecha con un generador fotovoltaico y una batería, alimentando a una carga que supondremos como constante.

La figura 4.3 muestra como el estado de carga de la batería varía sobre un período asumido de 16 días. Para los primeros 5 días la electricidad generada cada día es igual o

mayor que la cantidad consumida. Por los siguientes 5 días el tiempo empeora y se genera menos electricidad que la que se consume. Durante los siguientes 6 días el tiempo mejora y se genera suficiente electricidad para suplir la demanda y la batería se recarga por completo.

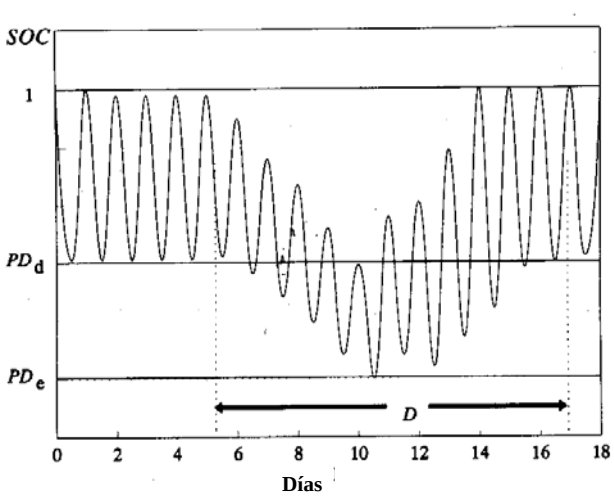


Figura 4.3 Variación en el tiempo del estado de carga de una batería en una instalación fotovoltaica típica.

Dos fenómenos, que también ocurren en general, valen la pena ser mencionados en este ejemplo:

a) **Ciclos diarios:** debido al continuo uso de la electricidad durante la noche. La profundidad de descarga asociada con este ciclo, PD_d, depende sólo de la razón entre el consumo nocturno y la capacidad de la batería. En particular, es independiente del tamaño del generador y del clima local. Por tanto

$$PD_d = L_n / C_B$$

donde L_n es la energía consumida cada noche

C_B capacidad nominal de la batería

b) **Ciclos estacionales** asociados con los períodos de reducción de la radiación, cuya profundidad PD_e y duración D depende del consumo diario (incluyendo la noche), del tamaño del generador y del clima local. La terminología es potencialmente engañosa y estos ciclos no coinciden generalmente con las estaciones del año. Ello ocurre cuando hay un día con más baja radiación que el valor medio usado en el diseño del sistema. Naturalmente, esto ocurre más a menudo en invierno que en verano. Para evitar que demasiado material activo se pierda en la batería, normalmente se incluyen algunos elementos de control para limitar PD_e a un cierto máximo PD_{max}. El suministro a la carga tiene que ser cortado cuando se alcanza este límite. La capacidad disponible o utilizable de la batería es, por lo tanto, menor que la capacidad nominal e igual al producto C_BPD_{max}.

La relación entre costo y seguridad en una instalación típica fotovoltaica lleva a elegir baterías con capacidades de 3 a 8 veces la energía diaria que consume la carga. Valores típicos de PD_d oscilan entre 0,05 y 0,2, mientras que para PD_{max} entre 0,5 y 0,75.

El uso de un pequeño generador y una batería de gran capacidad, da un pequeño valor de PDd y un gran valor de D. El primero es beneficioso para la vida de la batería pero el segundo es dañino. Más aún, la estratificación no es bien controlada por el pequeño generador que tiene una pequeña capacidad de sobrecargar la batería. Esto reduce la vida de la batería. Sin embargo se evita la necesidad de un llenado frecuente.

Por el contrario, un gran generador y una pequeña batería lleva a tener un pequeño D y un gran PDd, donde el primero es beneficioso y el segundo dañino para la vida de la

batería. Aquí, la batería es a menudo, sobrecargada. Esto interfiere en la estratificación pero hace necesario un llenado frecuente.

La elección final de la combinación depende de las circunstancias precisas: precios de módulo y baterías fotovoltaicos, disponibilidades, etc. En el pasado, los costos relativos favorecieron pequeños generadores y grandes baterías. Sin embrago, una drástica reducción de precios de los módulos ha revertido esta situación recientemente.

En cualquier caso, está claro que las características requeridas de una batería fotovoltaica son: durabilidad bajos ciclos y baja necesidad de mantenimiento, en ese orden. La discusión de lo anterior lleva a la conclusión inmediata de que estos requerimientos son encontrados en *baterías tubulares*, con redes de plomo aledas con pequeñas cantidades de antimonio y selenio. Otras características de interés son: una gran reserva de electrolito, para alargar el periodo entre mantenciones, una gran cantidad de espacio para material libre para acumular sin cortocircuitar la batería, y cajas transparentes para facilitar la inspección visual.

Tales baterías están disponibles en el mercado con tiempos de vida mayores a 10 años, y con mantenciones de una o dos veces al año. El mayor inconveniente es su costo, y dificultad o imposibilidad de obtenerlas en algunos países. Consecuentemente, a veces es mejor recurrir a baterías más convencionales.

El uso de baterías para la partida de vehículos es solo aconsejable en aplicaciones domésticas cuando el costo es más importante que la seguridad del sistema. En muchas regiones de países pobres estos son los únicos tipos de baterías que el mercado local ofrece y cualquier otro tipo de batería implicaría ser importado. La diferencia en costos puede ser de 4 o 5 veces. Si se utilizan baterías de partida en instalaciones fotovoltaicas, se deberían elegir grandes capacidades, de manera que el valor de PD_d esté limitado a un máximo de

0.1. Una baja densidad de electrolito (1,22 o incluso 1,20 en vez del usual 1,28) reduce la corrosión y por lo tanto mejora la vida de la batería. Esto es al costo de un gran R_{BI} (resistencia interna de una celda de una batería), pero en regímenes de baja carga, que son los que se encuentra en aplicaciones fotovoltaicas, tiene pequeñas consecuencias.

El uso de baterías de tracción, específicamente diseñadas para suministrar energía para vehículos eléctricos o carros, puede ser apropiada en aplicaciones donde el personal de mantención está disponible. El hecho de que estas baterías son fabricadas en mayores cantidades que las baterías fotovoltaicas provoca que sean generalmente más baratas. Por lo tanto, el costo ahorrado puede justificar los mayores requerimientos de mantención. Algunos fabricantes ofrecen una batería con placas, como en las baterías de tracción, pero que tienen un gran revestimiento para aumentar la reserva de electrolito. El resultado es un precio similar a las baterías de tracción pero con bajos requerimientos de mantención. Esto las hace muy convenientes para un gran rango de aplicaciones fotovoltaicas.

La familia de baterías estacionarias, generalmente diseñadas para suministros de potencia no interrumpibles, es muy grande: el tipo Planté, tipos de libre mantenimiento, tipos herméticos, etc. Para aplicaciones fotovoltaicas es generalmente conveniente evitar aquellos tipos cuyas redes contienen calcio. Aunque requieren pequeño mantenimiento, la experiencia muestra que el uso de aleaciones de plomo-calcio en instalaciones fotovoltaicas resulte poco seguro (en términos de suministro de servicio eléctrico). Por razones obvias se excluyen de estas consideraciones aplicaciones relacionadas con sirenas o alarmas, que no tienen un patrón de carga como la mostrada en la figura 4.3.

4.2 EL SUBSISTEMA DE REGULACIÓN.

El subsistema electrónico de regulación de carga está compuesto por aquellos elementos que permiten conocer cuál es el estado de carga de la batería de los acumuladores poniendo en marcha eventualmente una protección de sobrecarga de la misma. La detección del estado se hace mediante la medida de la tensión de la batería y la comparación de la misma respecto a una referencia. La acción de protección de la batería puede consistir en ofrecer un camino alternativo a la corriente del subsistema fotovoltaico de forma que no siga cargando la batería, o bien en implementar una interrupción del circuito de carga mediante la desconexión de los módulos fotovoltaicos.

Existen numerosos diseños prácticos para tales circuitos. Desde la perspectiva del usuario, estos equipos electrónicos deben ser lo menos disipativos posible, es decir que perturben lo menos posible el funcionamiento ideal del subsistema fotovoltaico. De manera idealizada se puede decir que el mejor sistema de regulación es aquel que mantiene a los módulos fotovoltaicos trabajando en su punto de máxima potencia independientemente de la irradiancia y la temperatura (la *irradancia* es la densidad de potencia incidente en una superficie, medida en W/m^2). Por lo tanto la información que es de interés para especificar un control es como la que se ilustra en la figura 4.4.

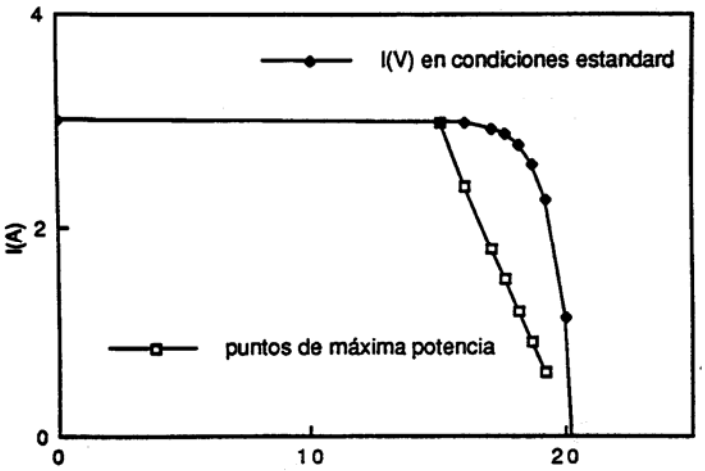


Figura 4.4 Característica I(V) en condiciones estándar y puntos correspondientes al punto de máxima potencia para condiciones variables de irradiancia y temperatura.

En la figura 4.4 se han representado las coordenadas del punto de máxima potencia para irradiancias variables desde 200 W/m^2 a 1000 W/m^2 considerando una temperatura ambiente constante de 21ºC y suponiendo que la temperatura de la celda depende de la irradiancia. La característica representada es útil a la hora de diseñar las estrategias de seguimiento del punto de máxima potencia en los reguladores, puesto que es una situación realista al tener en cuenta la temperatura e irradiancia.

4.2.1 Diodos de bloqueo.

Los diodos de bloqueo son utilizados para evitar problemas de “hot spot”, mencionado anteriormente, en generadores de grandes dimensiones que trabajan a altas tensiones. Sin embargo los diodos de bloqueo son generalmente usados en generadores pequeños de baja tensión, en caso donde estos están conectados a baterías. Están hechas

para evitar las descargas de las celdas a través de la batería durante la noche, cuando las celdas no están iluminadas y la tensión que producen puede ser más pequeña que la de la batería. Para evitar tal descarga, se puede conectar un diodo de bloqueo entre el generador y la batería como se muestra en la figura 4.5 .

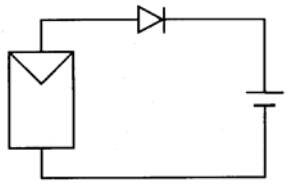


Figura 4.5 Diodo de

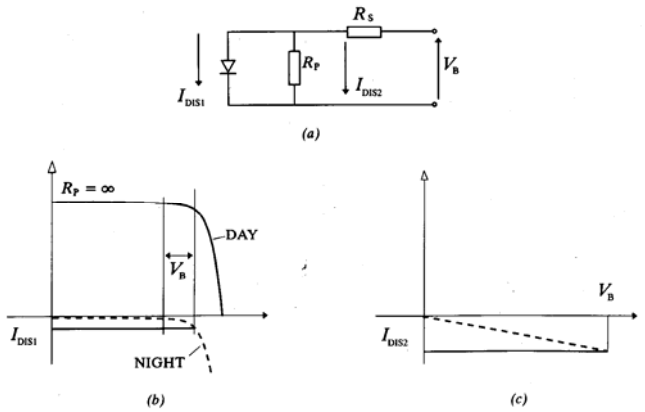


Figura 4.6 Posibles vías de descarga de corriente durante la noche.

Aún así, un análisis cuidadoso del problema revela que el uso de diodos de bloqueo es raramente justificado. La figura 4.6 a, muestra el circuito equivalente de un generador fotovoltaico en la oscuridad mostrando las dos vías posibles de descarga: primero a través del diodo; segundo, a través de la resistencia paralela R_p .

Supongamos entonces, para analizar la primera vía por separado, que la resistencia paralela $R_p = \infty$. La característica I-V para la noche se puede obtener moviendo la característica de la hora del día hacia abajo, de modo que $I_{SC} = 0$, puesto que no hay corriente fotogenerada. También, debido al enfriamiento de las celdas, hay un

desplazamiento hacia la derecha hacia voltajes más altos. Más aún, voltajes de trabajo de la batería tienden a avanzar hacia el origen mientras que la batería está sujeta a la descarga más que a la carga. Estos desplazamientos de la curva resultan en un sistema perfectamente capaz de cargar durante el día y de bloquear la descarga durante la noche, como se grafica en la figura 4.6 b.

La cantidad de descarga que se va a través de la resistencia paralela depende del valor de R_p. Esta descarga es insignificante en módulos de silicio, ya sea mono o policristalino, tal como sucede en este caso.

Además la inclusión de un diodo de bloqueo resulta en una pérdida potencial, típicamente entre 0,9 y 1,2 V. Esto aumenta el voltaje de las celdas comparados con el de la batería y consecuentemente reduce la corriente de carga. Un estudio experimental se llevó a cabo en el Instituto de Energía Solar con paneles de Silicio monocristalino. Se encontró que la pérdida de energía resultante de este efecto sobrepasó el ahorro debido a la reducción de descarga nocturna. Esto mostró que el diodo de bloqueo era inútil.

Finalmente, vale la pena mencionar que la operación de bloquear estas descargas nocturnas puede ser incorporada fácilmente, sin perder energía, con los reguladores en serie de carga que se mencionará a continuación.

4.2.2 Tipos de reguladores de carga.

Para conservar la vida de la batería, se debería evitar la sobrecarga y la excesiva descarga. Para baterías de plomo-ácido, hay una relación directa entre el voltaje y el estado de la carga que hace fácil detectar si la batería está en una situación satisfactoria.

La sobrecarga viene acompañada de un excesivo alto voltaje. Se puede evitar ya sea incorporando un artefacto electrónico para disipar el exceso de potencial generado por los módulos, o desconectando las baterías del generador.

El método más común de protección electrónica es un transistor conectado en paralelo con el generador fotovoltaico, como se muestra en la figura 4.7a. El transistor conduce la corriente cuando el voltaje de la batería excede cierto umbral, U_{SC}. La figura 4.7b ilustra la situación en la que hay una corriente de carga constante. Para evitar la sobrecarga sin perder los beneficios del gassing, es conveniente un valor de U_{SC} =2,35 V por celda a 25 °C. A otras temperaturas se debería aplicar una corrección de –5 mV/°C .

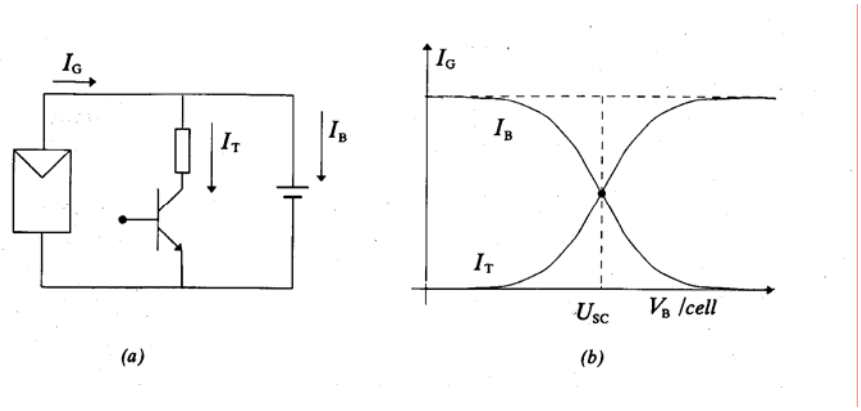


Figura 4.7 Principios de operación de un regulador paralelo.

Con este tipo de regulador, es recomendable instalar un diodo de bloqueo entre el transistor y la batería. Esto previene que la batería se descargue debido a una falla del transistor, como se mencionó en la sección anterior, el diodo de bloqueo causa una pérdida de corriente de carga. A esto se añade una pérdida de energía en el transistor. Luego, este tipo de regulador llamado regulador paralelo, no es muy eficiente. Los reguladores paralelos se usan solamente en generadores fotovoltaicos pequeños (menos de 10 A de corriente de salida).

Para generadores más grandes en mejor desconectar la batería del generador usando un interruptor que tenga histéresis como se ilustra en la figura 4.8. En este caso el valor recomendado de U_{SC} a 25 °C es de 2,45 V, y se debería aplicar una corrección de – 5 mV/°C. A los dispositivos basados en este principio se le llama reguladores en serie.

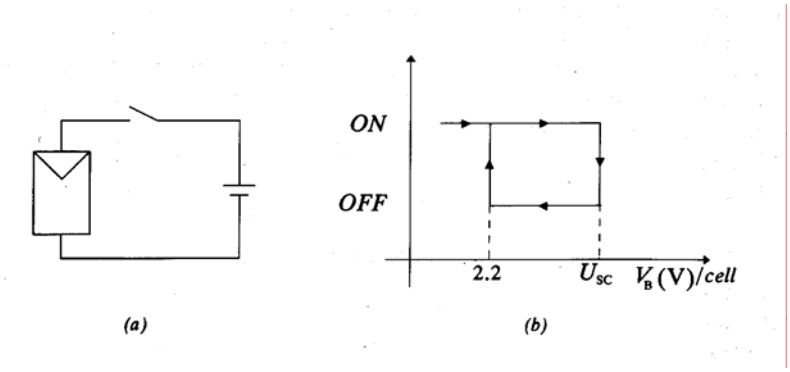


Figura 4.8 Principio de operación de un regulador en serie

El interruptor puede ser electromecánico (relés, contactores, etc.) o de estado sólido (transistores bipolares, MOSFET, etc.). Los dispositivos electromecánicos tiene la ventaja de no introducir bajas de voltaje entre el generador y la batería. Sin embargo, en ambientes expuestos a polvo y a arena, puede ser difícil mantener contactos limpios y eso puede hacerlos inseguros. En cualquier caso la corriente usada para mantener el dispositivo encendido debería ser minimizada. En el caso de un dispositivo electromecánico es preferible un interruptor del tipo “normalmente encendido”. En el caso de un transistor, se debería usar un dispositivo bipolar de alta ganancia o aún mejor un MOSFET.

Nótese que el mismo interruptor también puede ser usado para prevenir descarga nocturna de las baterías a través de los paneles.

Para proteger la batería contra la descarga excesiva, la carga se desconecta cuando el voltaje terminal cae por debajo de cierto umbral, U_{SD}. Esto se hace conectando, entre la batería y la carga, un interruptor con un ciclo de histéresis como se muestra en la figura 4.9.

Así como con el protector de sobrecarga se puede usar ya sea un dispositivo electromecánico o de estado sólido. La corriente usada por el dispositivo en sí, debería ser menor cuando la energía de la carga está encendida. Se incluye frecuentemente una alarma o una advertencia de algún tipo para alertar al usuario del sistema fotovoltaico cuando las baterías se están agotando. Si es necesario, el usuario puede reducir la carga del sistema.

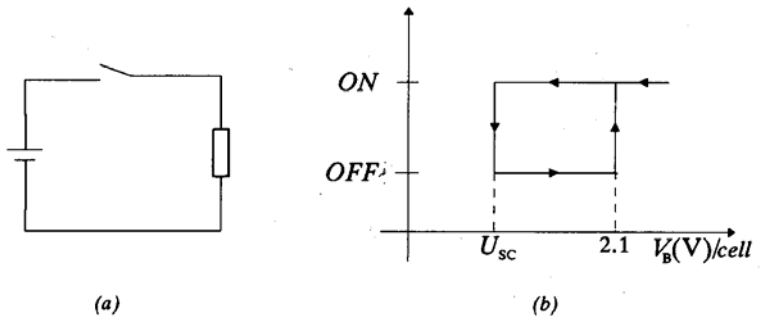


Figura 4.9 Principio de operación de un protector de sobrecarga

No se recomienda conectar las baterías en paralelo. Si por alguna razón se decide hacerlo, entonces se deberían evitar las corrientes entre las baterías usando generadores independientes para cada batería, y diodos entre las baterías y la carga como se muestra en la figura 4.10

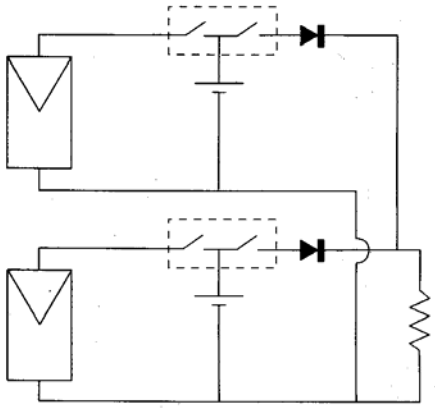


Figura 4.10 Circuito recomendado para baterías conectadas en paralelo

Además de las medidas ya señaladas, para proteger la batería contra descargas repentinas es prudente incluir un fusible (o un componente similar) entre la batería y el regulador. Esto evita que algún cortocircuito en el generador o en la carga cause daño.

Finalmente debería destacarse que el regulador de carga es un elemento esencial en cualquier sistema fotovoltaico que use baterías. En el pasado los así llamados módulos autoregulantes hicieron su aparición en el mercado. Supuestamente estaban destinados a evitar sobrecargar las baterías asegurando que la máxima tensión producida por el generador era menor que el voltaje de sobrecarga. Sin embargo, existe una amplia evidencia teórica y experimental para mostrar que la variación de la tensión máxima producida por las celdas, debido a cambios en la temperatura y en las condiciones de trabajo, es demasiado grande para trabajar adecuadamente.

4.3 EL SUBSISTEMA DE CONVERSIÓN.

4.3.1 Convertidores DC-DC.

La conexión directa entre el generador fotovoltaico y la carga lleva a un punto de trabajo que la intersección de las características I.-V de cada uno. En general este punto no coincide con el punto de potencia máxima del generador, y las correspondientes pérdidas son llamadas pérdidas de operación.

Para evitar estas perdidas, se pueden usar convertidores DC-DC, o rastreadores de punto de potencia máxima. El caso de un generador fotovoltaico conectado a una pequeña carga resistiva, R, nos da un ejemplo de cómo funcionan estos convertidores. La figura 4.11 muestra los diferentes puntos de trabajo para conexión directa y conexión vía convertidor DC-DC

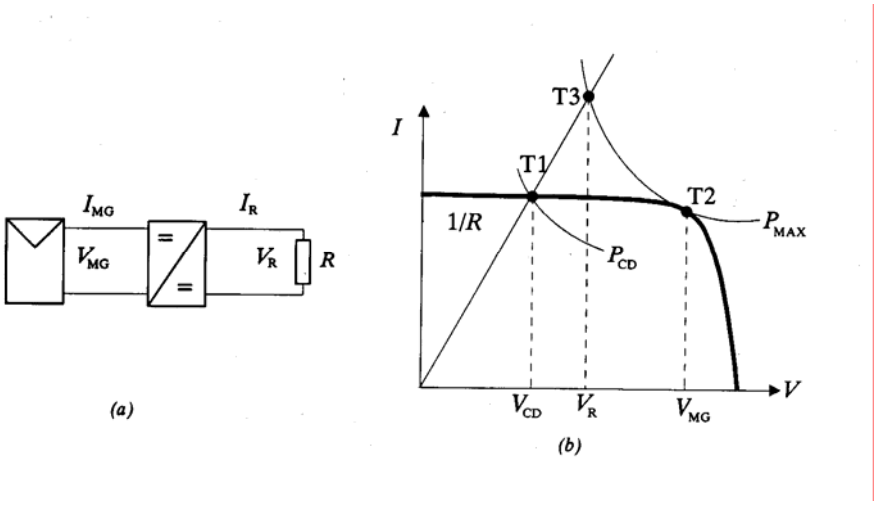


Figura 4.11 a) Principio de operación de un convertidor DC-DC. b) Puntos de trabajo con y sin el convertidor. Las hipérboles (líneas segmentadas) son curvas de potencia constante = IV.

En el primer caso, el generador y la resistencia operan al mismo voltaje, V_{CD} (punto T1). Si este valor es significativamente menor que el punto de máxima potencia correspondiente al voltaje V_{MG} del generador, entonces la energía obtenida P_{CD} será significativamente menor que lo que el generador es capaz de suministrar, y el generador es usado por debajo de su capacidad. Un convertidor DC-DC presenta al generador con una impedancia tal que el punto de trabajo coincide con el punto de máxima potencia (punto T2). Esto resuelve el problema de las pérdidas de operación.

Si el convertidor en sí no tuviera pérdidas, suministraría a la resistencia un voltaje $V_R = (P_{MG}R)^{1/2}$ el valor del cual estaría entre V_{CD} y V_{MG}. En otras palabras el convertidor reduce el voltaje. La figura 4.12 muestra una posible configuración para tal convertidor

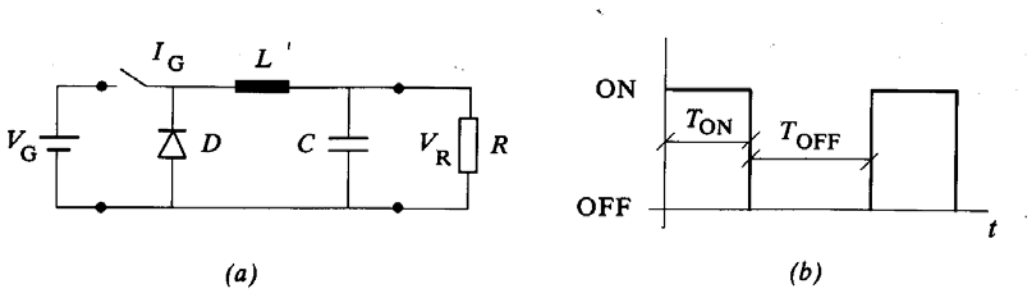


Figura 4.12. Diagrama de un reductor de voltaje DC-DC (Buck).

Si el interruptor abre y cierra periódicamente, permaneciendo encendido por T_{ON} y apagado por T_{OF}, se puede mostrar fácilmente que (con la simplificación de cero pérdidas) donde $T = T_{ON} + T_{OFF}$. El valor óptimo de la razón T_{ON} / T puede ser calculado tomando una muestra de potencia en la entrada del convertidor y comparándola con el valor previo. La figura 4.13 explica esto gráficamente. Ya que un aumento en T_{ON} / T trae consigo un

aumento en V_G, la detección de las condiciones 1, 2 o 3 hace que T_{ON} / T aumente, disminuya, o se mantenga, respectivamente.

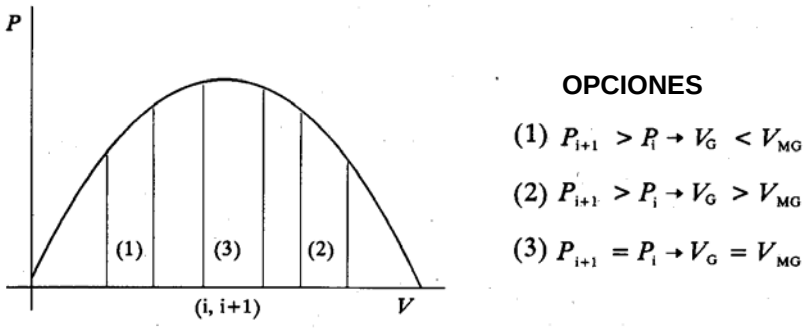


Figura 4.13 Rastreo del punto de máxima potencia en un convertidor DC-DC.

Del mismo modo, para un gran valor de R, V_{CD} y $V_R > V_{GM}$, luego el convertidor DC – DC aumenta el voltaje. La figura 4.14 muestra como se puede lograr esto. En este caso:

La eficiencia típica de estos convertidores normalmente está entre 95 y 99 %

Solamente vale la pena usar convertidores DC-DC en aquellos casos donde la ganancia en potencia entregada a la carga justifica la inversión inicial. En sistemas de baterías, no son justificados a menos de 10 o 20 kWp.

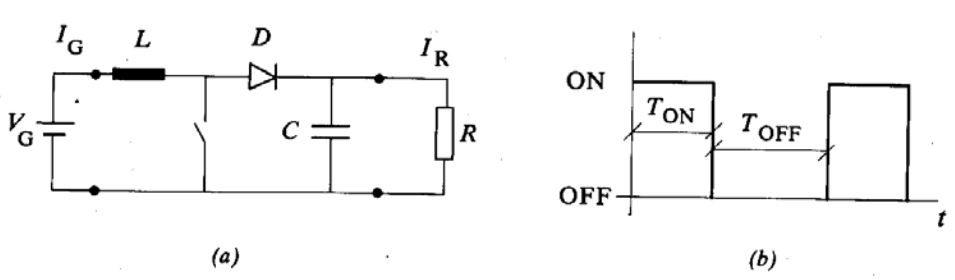


Figura 4.14 Diagrama de un aumentador de voltaje DC-DC (Boost)

4.3.2 Convertidores DC-AC

Los fotovoltaicos suministran corriente continua. Sin embargo, muchas aplicaciones, como aquellas que involucran conexiones a la red, requieren corriente alterna. En tales instancias se requieren, por lo tanto, convertidores de DC a AC (también llamados inversores).

En general, consisten en un sintetizador que controla un conjunto de interruptores electrónicos. Por lo tanto, a partir del suministro DC se generan pulsos de duración modulada. Se usa entonces un filtro para suavizar estas puntas en una onda vagamente sinusoidal y para eliminar armónicas indeseadas, figura 4.15

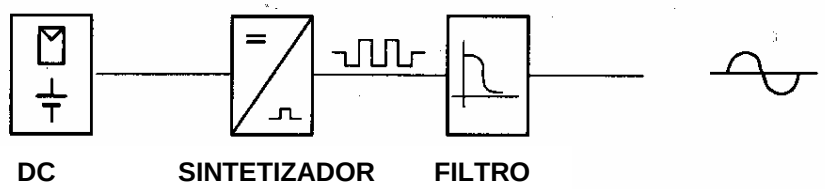


Figura 4.15. Diagrama de bloque de un convertidor DC- AC (o inversor)

El diseño de un inversor para aplicaciones fotovoltaicas debería dar a lugar al hecho de que la electricidad es producida a un costo muy alto y por lo tanto no debería ser desperdiciada. Consecuentemente, estos inversores deben poseer las características básicas de alta confiabilidad y eficiencia, bajo todas las condiciones de trabajo.

Los sistemas en lugares aislados (electrificación rural, etc) presentan demandas particularmente altas a los inversores. Primero la potencia extraída por la carga varía en un rango muy amplio. Esto hace necesario que el inversor sea eficiente en todas las salidas de energía menores o iguales al máximo. Segundo, comúnmente el inversor debe resistir altas

oleadas de carga, por ejemplo motores encendidos y cortocircuitos accidentales en el sistema.

Para extraer algunas lecciones prácticas de las ideas anteriores, consideremos el caso de un inversor basado en el clásico generador de onda cuadrada. La figura 5.16 muestra una posible configuración, con un arreglo de interruptores y la correspondiente *onda de escalera*. La tabla 4.1 muestra el contenido de armónica de la onda, para varios valores de la razón P_I / P_{IMAX} , la potencia de salida dividida por la máxima potencia de salida.

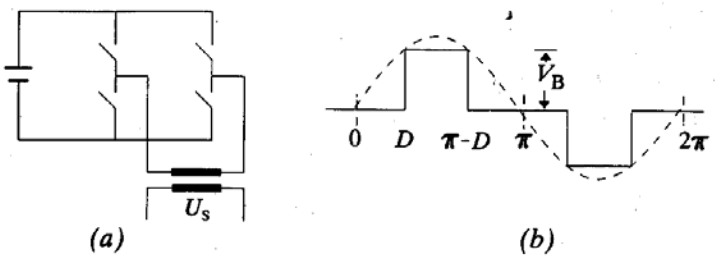


Figura 4.16 a) diagrama de un posible inversor, b) onda cuadrada

Hay un alto contenido de armónicas con intervalos cercanos (principalmente 3ra 5ta y 7ma), que aumenta mientras que la potencia extraída disminuye. El filtro usado para eliminarlas tiene varias ramificaciones sintonizadas con las armónicas menores. Usa mucha potencia, perjudicando la eficiencia del inversor. Tales filtros son también pesados y voluminosos, y hacen que el quipo sea caro y molesto.

En el pasado los dispositivos de interrupción más populares eran transistores bipolares para potencia baja y media, y tiristores para alta potencia. Los transistores no son tolerantes a cargas de corrientes y por lo tanto pueden ser poco confiables. Por otra parte los tiristores introducen grandes pérdidas de interrupción que no benefician la eficiencia del inversor.

Tabla 4.1 Contenido de armónicas de una onda cuadrada como función de la potencia de salida. El número de las armónicas indicadas es la frecuencia dividida por la onda funcamental

Armónica	Potencia de Salida / Máximo		
	1	**0.5**	**0.2**
Fundamental	1	1	1
3	0,3	0,38	0,87
5	0,2	0,17	0,65
7	0,14	0,18	0,37
9	0,11	0,08	0,11

Una solución mucho mejor es sintetizar una onda con una cantidad mayor de pulsos por medio ciclo (PWM). Esto reduce en gran medida el contenido de las armónicas cercanas. A modo de ejemplo, la figura 4.17 muestra una onda escalonada, usada con el mismo arreglo que la figura 4.16 a, obtenida con 15 pulsos por medio ciclo. La amplitud de estos pulsos es determinada por un algoritmo de “eliminación de armónicas” la tabla muestra el contenido de armónicas de esta onda. Todas las armónicas importantes son de mucha mayor frecuencia que la base armónica, haciéndolas fácil de filtrar. La principal desventaja es que las pérdidas de interrupción son mayores a causa de la operación a una frecuencia mayor. Esto puede superarse usando MOSFET o IGBT, dispositivos que virtualmente no causan pérdidas de conmutación. La figura 4.18 muestra la eficiencia que podría ser típicamente obtenida en este tipo de inversor. Hay numerosas formas de onda que podrían ser elegidas para dar un rendimiento comparable. Últimamente las ondas

escalonadas han resultado ser particularmente exitosas en la construcción de inversotes, por ejemplo los inversotes multinivel.

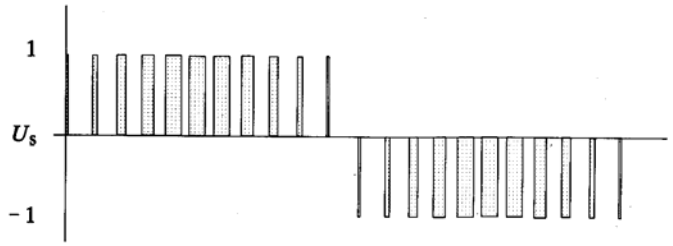


Figura 4.17 Onda de 15 pulsos por medio ciclo, usada para eliminar armónicas

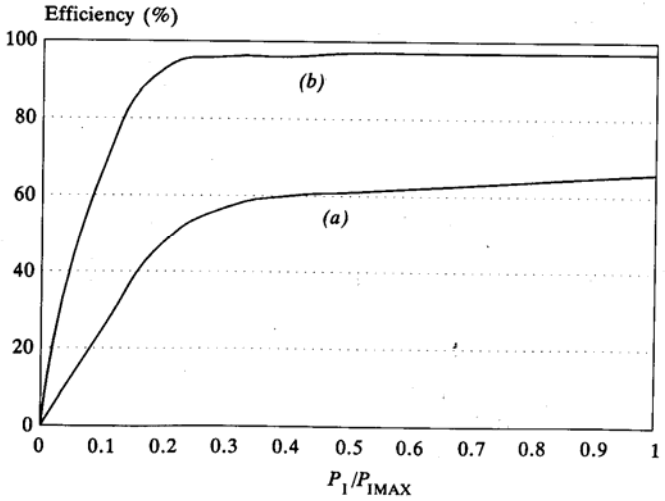


Figura 4.18 Eficiencia típicas de inversores a) onda cuadrada y b) onda con armónicas reducidas

Tabla 4.2 Contenido de armónicas de una onda de 15 pulsos por medio ciclo, como función de la potencia de salida.

Armónica	Potencia de Salida / Máximo		
	1	**0.5**	**0.2**
Fundamental	1	1	1
3 –21	0	0	0
23	0,33	0,58	0,76
25	0,13	0,18	0,44
27	0,14	0,3	0,24
29	0,15	0,09	0,04

Una aplicación particularmente interesante (una que se ha vuelto muy popular en los últimos años) es el uso de inversores para alimentar motores de jaula de ardilla acoplados a bombas. Estas bombas son muy útiles en lugares donde es necesario, por ejemplo, sacar agua de un pozo para utilizarla como potable. Estos inversores convierten DC del panel fotovoltaico en AC de frecuencia variable. La frecuencia establece la velocidad del motor y la bomba de acuerdo a la intensidad de la luz solar que cae en el generador. Los sistemas de bombeo resultantes son extraordinariamente simples, confiables y eficientes.

Es muy fácil integrar conversión DC-DC y DC-AC al mismo inversor. En aplicaciones donde no se usan baterías, tal como la conexión a la red o el bombeo de agua, el costo no es mucho mayor que la conversión tradicional. Por esta razón se ha convertido en una práctica muy común. Aún así, se debería señalar que (incluso en estos casos) la diferencia de producción anual de energía entre el rastreo del punto de máxima potencia y la operación del generador fotovoltaico a un voltaje fijo es por lo general menos que un 15 %, si el voltaje fijo es elegido correctamente.

Para concluir, enfatizamos la importancia fundamental de diseñar inversores que tengan un bajo "consumo de espera", y que estén bien dimensionados a la carga que alimentan. Debería trabajar a valores de P_I/P_{IMAX} que lleven a una alta eficiencia y bajo mantenimiento.

4.4 CONEXIÓN MÓDULO FOTOVOLTAICO- ACUMULADOR PLOMO- ÁCIDO

En numerosas aplicaciones de tipo autónomo, tanto residenciales como los sistemas de telecomunicación o señalización, es necesaria la utilización de acumuladores de forma que la operación del sistema pueda ser garantizada incluso en condiciones adversas de insolación. Por este motivo la conexión entre el módulo fotovoltaico propiamente dicho y el acumulador es un problema frecuente en la ingeniería fotovoltaica.

4.4.1 Rendimiento de la conexión.

El rendimiento de la conexión se calcula averiguando el cociente entre la potencia que realmente es entregada a la batería y la potencia máxima que entregaría el módulo fotovoltaico si estuviera polarizado en el punto de máxima potencia:

$$\eta = \frac{P_{batería}}{P_{in}} = \frac{P_{batería}}{P_M}\frac{P_M}{P_{M\max}}\frac{P_{M\max}}{P_{in}} = \eta_1\eta_2\eta_3$$

Donde como se ve hay tres componentes: la primera es el cociente entre la potencia entregada a la batería y la potencia proporcionada por el módulo en las condiciones de trabajo concretas; la segunda componente es el cociente entre la potencia generada por el módulo en ese punto de trabajo y la potencia que generaría si estuviera polarizado en el punto de máxima potencia, y la tercera componente es el cociente entre la potencia máxima

del módulo y la potencia incidente en el módulo. Para calcular el tercer factor hay que calcular la potencia máxima que puede generar el módulo fotovoltaico en esas condiciones de irradiancia y temperatura.

Las pérdidas en el diodo, que son tanto mas importantes cuanto mayor es la irradiancia, es lo que ha aconsejado a algunos fabricantes a producir módulos fotovoltaicos de menor número de celdas solares, lo que sitúa al sistema por debajo del umbral de conducción directa cuando se encuentra en situación de oscuridad, o a producir sistemas de protección basados en la apertura del circuito mediante un interruptor de bajas pérdidas, que se comporta prácticamente como un cortocircuito cuando está en conducción.

4.5 INSTALACIÓN, MANTENIMIENTO Y VIDA UTIL .

En esta sección se establecen las condiciones óptimas de instalación, de mantenimiento y vida útil de sistemas fotovoltaicos. En la sección de instalación se detalla la ubicación de cada elemento del sistema, la orientación y el ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico, como también el cableado entre subsistemas. En la mantención se especifica el procedimiento de una mantención preventiva, debido a que este tipo de sistema no necesita otro tipo de mantención, y por último el tiempo de vida útil del mismo.

4.5.1 Instalación.

4.5.1.1 Ubicación.

La ubicación del módulo deberá ser en un sitio despejado, que esté libre de objetos o árboles que puedan provocar sombras, lo más cerca al lugar donde desea instalar el

sistema (lámparas o aparatos). Puede ser sobre un poste metálico o de madera, o sobre el techo de la casa, si éste lo permite.

4.5.1.2 Orientación.

Un panel solar genera electricidad incluso en ausencia de luz solar directa. Por ende, un sistema solar generará energía aun con cielo nublado. Sin embargo, las condiciones óptimas de operación implican: la presencia de luz solar plena y un panel orientado lo mejor posible hacia el sol, con el fin de aprovechar al máximo la luz solar directa todo el año. En el Hemisferio Norte, el panel deberá orientarse hacia el sur y en el Hemisferio Sur, hacia el norte.

Por lo tanto, en la práctica, los paneles solares deberán ser colocados en ángulo con el plano horizontal (inclinados). Cerca del ecuador, el panel solar deberá colocarse ligeramente inclinado (casi horizontal) para permitir que la lluvia limpie el polvo.

Una pequeña desviación en la orientación no influye significativamente en la generación de electricidad, ya que durante el día el sol se traslada en el cielo de este a oeste.

4.5.1.3 Angulo de Inclinación.

El sol se desplaza en el cielo de este a oeste. Los paneles solares alcanzan su máxima efectividad cuando están orientados hacia el sol, en un ángulo perpendicular con éste a mediodía. Por lo general, los paneles solares son colocados sobre un techo o una estructura y tienen una posición fija; no pueden seguir la trayectoria del sol en el cielo. Por lo tanto, no estarán orientados hacia el astro con un ángulo óptimo (90 grados) durante toda la jornada. El ángulo entre el plano horizontal y el panel solar se denomina ángulo de inclinación.

Debido al movimiento terrestre alrededor del sol, existen también variaciones estacionales. En invierno, el sol no alcanzará el mismo ángulo que en verano. Idealmente, en verano los paneles solares deberían ser colocados en posición ligeramente más horizontal para aprovechar al máximo la luz solar. Sin embargo, los mismos paneles no estarán, entonces, en posición óptima para el sol del invierno, ver figura 4.19. Con el propósito de alcanzar un mejor rendimiento anual promedio, los paneles solares deberán ser instalados en un ángulo fijo, determinado en algún punto entre los ángulos óptimos para el verano y para el invierno.

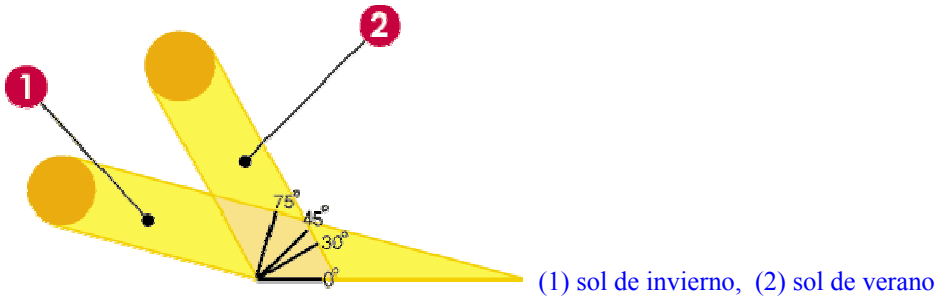


Figura 4.19 Angulo de inclinación óptimo en invierno y verano.

Algunos fabricantes recomiendan que se debe encontrar el punto de producción adecuada en el invierno, con lo que se logrará una generación óptima el resto del año. El ángulo de inclinación es medido entre el panel solar y el plano horizontal, tal como lo muestra la figura 4.20. Cada latitud presenta un ángulo de inclinación óptimo. Los paneles deben colocarse en posición horizontal únicamente en zonas cercanas al ecuador. Una tabla con ángulos de inclinación recomendados lo muestra la tabla 4.3

Figura 4.20. Angulo de inclinación

Tabla 4.3 Ángulos de inclinación para sistemas fijos

Latitud del lugar (en grados)	Angulo de inclinación fijo
0° a 15°	15°
15° a 25°	La misma latitud
25° a 30°	Latitud más 5 °
30° a 35°	Latitud más 10 °
35° a 40°	Latitud más 15 °
40° o más	Latitud más 20 °

Los distribuidores en Chile recomiendan 15° más latitud como norma para todo el territorio. Ligeras desviaciones de unos 5 grados con respecto del ángulo de inclinación óptimo tienen sólo un efecto menor en la producción de energía. Las diferencias a causa de las condiciones climáticas son más importantes en la producción de energía. En el caso de los sistemas autónomos, el ángulo de inclinación óptimo depende del patrón de demanda mensual.

4.5.1.4 Estructura de soporte

Una parte importante de un sistema de generación de electricidad solar es la estructura de soporte de los paneles. Ella asegura que los paneles puedan colocarse con el ángulo de inclinación correcto en dirección al sol y brinden seguridad a la instalación. El conjunto constituido por la estructura de soporte y los paneles deberá ser capaz de cumplir con los siguientes requerimientos:

- soportar vientos fuertes de 100 o hasta 150 km/h.
- El material debe ser resistente a la corrosión. Los mejores resultados son los obtenidos con acero galvanizado y aluminio anodizado.
- Sólo acero inoxidable deberá usarse en cierres.
- Todo el soporte deberá estar conectado a una tierra común que cumpla con la regulación de bajos voltajes.

Existe una amplia variedad de estructuras de soporte disponibles, desde aquéllas que se pueden montar sin requerir personal especializado hasta estructuras hechas a la medida, para sistemas solares más grandes. Las estructuras de soporte pueden ser fabricadas a base de un marco metálico o de un material sintético.

Existen diversos tipos de sistemas de soporte, dependiendo del lugar donde se instalará el sistema solar, como lo muestra la figura 4.21.

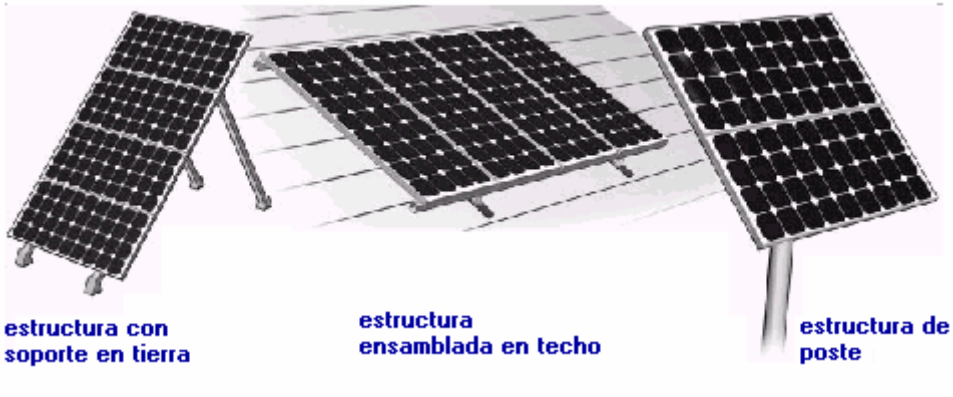


Figura 4.21 Tipos de soportes para paneles solares.

Para los sistemas conectados a la red, se puede usar un sistema de soporte de techo plano o inclinado, o un sistema de fachada.

Los sistemas conectados a la red son utilizados, de igual modo, como parte de la cubierta del edificio (integración al edificio). Para estos casos, se construye y desarrolla estructuras de soporte especiales.

La integración al edificio se ha convertido en un aspecto importante de los sistemas solares conectados a la red. Puede ser una herramienta útil para la reducción de costos. Asimismo, brinda una excelente oportunidad para usar los estos sistemas como herramienta útil para mejorar la arquitectura y demostrar que pueden tener otras funciones además de la generación de energía, soluciones como las antes mencionadas se pueden apreciar en la figura 4.22.

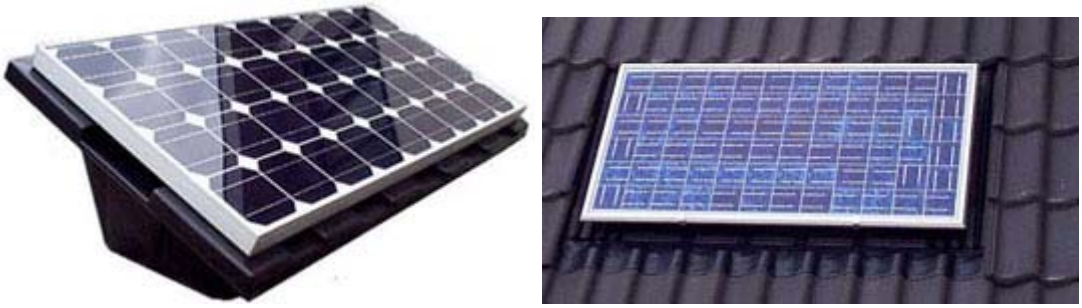


Figura 4.22 Estructuras ensambladas con la arquitectura

4.5.1.5 Cableado

Un buen cableado debería evitar grandes pérdidas de voltaje y proveer una aislación eléctrica para reducir el riesgo de que ocurran accidentes si altos voltajes se hacen presentes en el sistema. A continuación se enumeran algunas recomendaciones:

a) Los cables deberían ser de alguno de los siguientes tipos
   - Protegido de la corrosión por un tubo circundante
   - Aislado por un materia que trabaje a temperaturas sobre 90 ° (el PVC común no sirve)
   - Enterrado en una capa de arena, en una zanja de al menos 40 cm de profundidad.

b) Los cables deberían ser de una sección suficiente para asegurar que las pérdidas de voltaje en el generador, y entre el generador y las siguientes etapas del generador (regulador, inversor, etc.) no exceda el 1 % del voltaje nominal operando en condiciones normales. Es necesario hacer notar que la regla de pérdidas del 1 % también rige para el cableado entre el regulador y la batería, este cableado debería contar además con fusibles para aislar los componentes de posibles cortocircuitos.

c) Las cajas de conexión deben ser resistentes al agua y ubicadas a menos de 0.5 metros sobre el nivel de la tierra.

Un sistema fotovoltaico que cumple con las recomendaciones antes mencionadas y con las normas chilenas de instalaciones eléctricas se presenta en la figura 4.23, en donde además aparecen fusibles entre todas las conexiones para salvaguardar cada elemento de la instalación, además aparece el tipo de cable recomendado para cada parte del sistema.

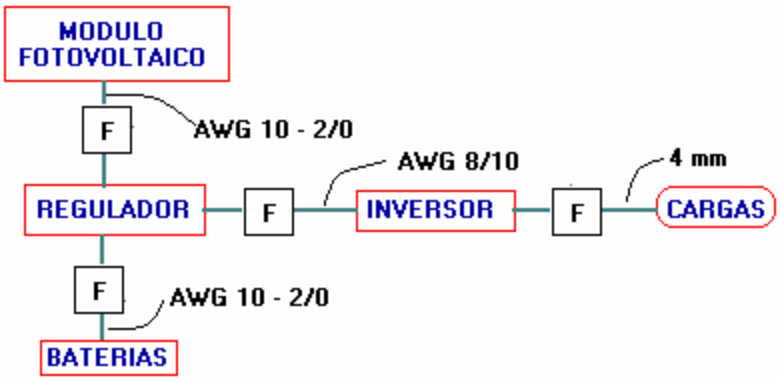


Figura 4.23 cableado de una instalación fotovoltaica en Chile

4.5.1.6 Ubicación del controlador y de las baterías.

El controlador debe estar en un lugar protegido de la intemperie (de preferencia dentro de la casa), procurando que la distancia entre el controlador y las baterías sea menor de 1.5 metros (para el tendido del cable), de esta forma se minimizarán las pérdidas de energía en el cable, haciendo más confiable y eficiente el sistema. Las baterías también deben estar en un lugar protegido de la intemperie (puede ser dentro de la casa), con buena ventilación, para evitar la acumulación de gases generados por la batería. Coloque la batería de preferencia sobre una tarima de madera, nunca directamente sobre el piso y fuera del alcance de los niños.

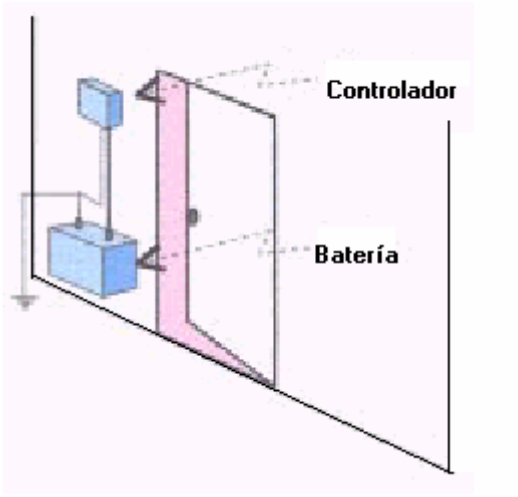


Figura 4.24 Ubicación del controlador y las baterías.

4.5.2 Mantención.

Por ser una tecnología exenta de piezas móviles, su mantención es casi nula, aún cuando los fabricantes recomiendan seguir las siguientes instrucciones.

Es recomendable hacer por lo menos 3 chequeos periódicos en el sistema fotovoltaico por año, así se pueden detectar y corregir pequeños problemas, antes que lleven a una falla total en la operación del sistema, el mantenimiento preventivo es el mejor mantenimiento.

Es indispensable revisar el sistema cuando está funcionando correctamente y no esperar a que la falla ocurra. es importante aprender del equipo y saber que se espera de él cuando está funcionando correctamente, de hecho se puede hacer la mayor parte de la revisión, con un multímetro.

Muchas fallas son evitables si se hacen inspecciones y se toman acciones correctivas antes de que el problema cause fallas en la operación del sistema, para lo cual se recomienda la siguiente rutina.

1.- Revisar todas las conexiones del sistema. Las conexiones de las baterías pueden limpiarse y tratarse periódicamente, con anticorrosivos de uso común en la industria de automóviles.

2.- Examinar el nivel de gravedad especifica del electrolito (ácido) en la batería que esté de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, este chequeo debe hacerse después de una recarga completa al banco de baterías y con el nivel de electrolito de acuerdo a las especificadas por el proveedor.

3.- Tomar muestras del voltaje de cada batería cuando éstas estén bajo carga, si el voltaje de alguna difiere más de un 10% del promedio de los voltajes de las demás, indica que existe un problema con esa batería. Esto hace necesario consultar al fabricante o a su distribuidor más cercano.

4.- Hacer un reconocimiento en el sistema de cableado. Si el cableado ha estado expuesto al sol o a la corrosión durante algún tiempo, es posible que se puedan formar grietas en la cubierta de este, esto provocará pérdidas de energía. Es recomendable aislar lo mejor posible todos los conectores de energía para evitar este tipo de fallas.

5.- Registrar todas las cajas de conexiones que estén correctamente selladas, incluyendo las del panel, controladores, etc., puntos de interconexiones, así mismo preocuparse de la existencia de corrosión o daños causados por el agua. Si se tienen componentes electrónicos montados dentro de un gabinete, asegurarse que tengan buena ventilación.

6.- Inspeccionar las piezas de la estructura soportante de los módulos. Al mover suavemente algún módulo de arreglo, ver si existe alguna pieza floja o suelta que pueda causar problemas.

7.- Revisar la operación de los interruptores y fusibles, asegurándose de que el movimiento del interruptor sea sólido, ver si existe corrosión tanto en los contactos como en los fusibles.

4.5.3 Vida útil.

Los fabricantes de módulos fotovoltaicos, garantizan que los paneles solares tendrán una vida útil de 20 años, por lo que cualquier desperfecto que estos tengan en este tiempo, ya sea que entreguen un voltaje menor al especificado u otra anomalía, ellos devuelven un módulo nuevo remplazando el defectuoso. Aún cuando luego de 20 años la garantía expire, un módulo fotovoltaico tiene una vida útil de 40 años, en donde el nivel de eficiencia del módulo baja a razón de un 3 a un 8 % por año. El dimensionamiento del sistema fotovoltaico considera un cambio en el subsistema de almacenamiento a los 10 años, por lo que si se utilizaron batería adecuadas, es decir, de ciclo profundo, no debiesen haber desperfectos antes de una década.

CAPITULO V.-ASPECTOS ECONÓMICOS.

En este capítulo se analizarán, los costos de celdas y sistemas fotovoltaicos, como también el mercado a nivel mundial y nacional, incluyendo demandas por región y empresas que proveen dichos sistemas.

5.1 COSTOS.

Para analizar la estructura de costos y precios finales que tienen las celdas fotovoltaicas, se debe entender que los precios competitivos que se manejan en diversos países industrializados son mayores a los precios con el cual se comercializan en Chile, lo que se explicará en detalle más adelante cuando se analice el mercado de las celdas solares.

5.1.1 Costos en Países Industrializados.

Los costos de fabricación y los precios de venta de los módulos comerciales para los diferentes tipos de tecnologías de celdas solares se muestran en la tabla 5.1

Tabla 5.1 Costos actuales y proyectados de celdas solares.

Tecnología de celda	1999 US$/Wp precio	2000 US$/Wp costo/precio	2010 US$/Wp Costo/precio
Silicio monocristalino	3,9 - 4,25	1,5/2,5	1,2/2,0
Silicio policristalino	3,9 - 4,25	1,5/2,5	1,2/2,0
Silicio en cinta	3,9 - 4,25	1,5/2,5	1,2/2,0
Concentrador (incluye electrónica)	6,0	1,5/2,5	0,5/1,33
Silicio amorfo (incluyendo multicapas)	2,5 - 4,5	1,2/2,0	0,75/1,25
Diselenuro de indio y cobre	-	1,2/2,0	0,75/1,25
Teluro de cadmio	-	1,2/2,0	0,75/1,25
Película de silicio sobre substrato barato	-	1,2/2,0	0,75/1,25

Estos costos incluyen la recuperación de inversión a 20 % anual del costo de capital invertido y los precios incluyen 40 % de margen comercial bruto que abarca la investigación, ingeniería, comercialización y ganancias.

En los últimos 5 años los precios de venta de los módulos de silicio monocristalino y policristalino en fábrica han estado oscilando en forma muy estable entre los 3,75 y 4,15 US$/Wp y los costos de fabricación han descendido en 50 %.

Los estudios internacionales de diferentes agencias de energía y del Banco Mundial muestran que para plantas de producción de 100 MWp anuales de módulos de silicio monocristalino los costos de fabricación pueden ser de 1,40 US$/Wp. Estos costos permiten un precio de venta ventajoso de 2,33 US$/Wp.

Estos precios son los que se necesitan para desarrollar el mercado de las aplicaciones de uso masivo de los sistemas solares fotovoltaicos en edificaciones, integrados a la arquitectura de estos en techos y fachadas, conectados a la red eléctrica nacional

El costo de producción de módulos del silicio policristalino en lingote moldeado puede continuar disminuyendo y llegar a un precio de venta ventajoso de 2,00 US$/Wp. Los módulos de película delgada de diferentes materiales y los de concentración pueden llegar a un precio ventajoso de 1,25 US$/Wp.

5.1.2 Costos en Chile.

Debido a que nuestro país no cuenta con un mercado grande ni dinámico de celdas solares, y además que sólo existen tres proveedores, los precios a los cuales se comercializan los sistemas fotovoltaicos son distintos a los de otros países.

Cabe señalar que entre los costos de un sistema fotovoltaico el 65 % corresponde sólo al módulo fotovoltaico y el resto a los otros subsistemas: de almacenamiento, regulación, conversión etc. El precio por watt de un módulo fotovoltaico es de US$ 7, y el de un watt de un sistema fotovoltaico instalado es de US$ 10, es decir, instalar 1 kW costaría US$ 10.000 (diez mil dólares), cifra sideral si la comparamos con lo que cuesta en una ciudad como santiago estar conectado a la red eléctrica, en donde pagamos mensualmente de cargo fijo $ 1.000 (mil pesos) y en donde el kWh nos cuesta alrededor de los $ 55 (cincuenta pesos). Por tanto no existe ninguna forma de comparar ambas alternativas. Para lugares lejanos, en donde no llega tendido eléctrico el panorama es más alentador ya que la solución fotovoltaica es mejor alternativa que otro tipo de tecnología como es la de generadores *diesel*, básicamente porque no tienen costos de mantención, ni de combustible. En el análisis económico de este tipo de instalaciones se debe considerar que realizar un tendido eléctrico a una zona alejada cuesta alrededor de US$ 5.000 a US$ 6.000 por cada kilómetro (sin considerar servidumbre), por lo que hablar de instalar un sistema en donde el kW instalado cueste US$ 10.000 nos es tan descabellado.

Por ser una tecnología modular casi no existen economías de escala, más bien existe una posible negociación por compras de alto precio en donde se consiguen mejores precios, o bien varias ventas a un mismo lugar geográfico.

5.2 MERCADO MUNDIAL Y NACIONAL.

.

5.2.1 Demanda de módulos solares

Las compras por región en el ámbito mundial de los módulos solares fotovoltaicos entre los años 1992 y 1998 se han comportado según se muestra en la tabla 5.2.

Las compras mundiales en 1998 tuvieron un tope de 153 MWp en el mercado japonés, que ha tenido el mayor crecimiento con 80 % desde 1997 a 1998 (72 % en dos años), el cual está dado por el programa japonés altamente subsidiado por el estado para la conexión de sistemas fotovoltaicos residenciales con la red eléctrica. Alrededor de 9 000 sistemas de 3 kWp fueron instalados en 1998. Antes del año 1997 las compras en esta región se incrementaban entre 12 y 15 % por año, solamente para aplicaciones autónomas consideradas económicas por los usuarios.

Tabla 5.2 Compra mundial por regiones de celdas y módulos fotovoltaicos en MWp

Región	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Usa	18,10	22,44	25,64	34,75	38,75	51,00	53,70	62,80	69,72	76,95
Japón	18,80	16,70	16,50	16,40	21,20	35,00	49,00	52,7	61,06	69,42
Europa	16,40	16,55	21,70	20,10	18,80	30,40	31,00	33,07	35,96	38,85
Resto del mundo	4,60	4,40	5,60	6,35	9,75	9,40	18,70	20,23	23,89	27,56
Total	**57,90**	**60,09**	**69,44**	**77,60**	**88,60**	**125,80**	**152,40**	**168,47**	**190,63**	**212,78**

Las compras mundiales por segmentos del mercado en los últimos diez años se han comportado como se muestra en la tabla 5.3.

Tabla 5.3 Compras mundiales por segmentos del mercado en MWp

Segmento	1990	1993	1996	1999	2001
Productos de amplio consumo	16	18	22	26	30
USA residencial autónomo	3	5	8	9	10
Mundial rural autónomo	6	8	15	19	24
Comunicaciones/Señalización	14	18	23	28	31
Híbrido Diesel –Comercial	7	10	12	16	20
Conectado a la red	1	2	7	27	36
Planta central conectada a red	1	2	2	2	2
Total	**48**	**63**	**89**	**127**	**153**
Precio promedio (US$/Wp)	4,5	4	4	4.2	4
Precio mínimo (US$/Wp)	4	3,5	3	2,75	2,6

De esos datos se puede deducir que todos los segmentos, excepto el de planta central conectada a la red, han tenido en los últimos diez años un crecimiento sostenido entre 12 y 15 % anual.

El segmento de planta central conectada a la red no ha tenido crecimiento, ya que pocas plantas centrales mayores a 100 kWp han sido instaladas en estos años, debido a sus altos costos y las instaladas han respondido a programas pilotos demostrativos con un fuerte carácter experimental.

El precio del kW-h generado para los sistemas solares fotovoltaicos autónomos con acumulación, en la actualidad está entre los 0,20 y 0,30 US$ mientras que para los sistemas solares fotovoltaicos conectados a red pública de distribución está entre 0,12 y 0,18 US$.

Para las mismas prestaciones, potencia demandada y capacidad de generación de un sistema solar fotovoltaico autónomo y un sistema de generación diesel, el costo del kW-h generado está entre 0,20 y 0,30 US$ para el primero y de 0,50 a 1,00 US$ para el segundo.

En Chile el mercado de sistemas fotovoltaicos es de US$ 2 millones al año, en donde un alto porcentaje es debido a mega proyectos tales como la industria minera, y en menor proporción la alimentación de hogares.

5.3 EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.

El 90 % de las ventas de celdas solares y sistemas fotovoltaicos, a nivel mundial, son proveídas por sólo 4 empresas:

- Shell – Siemens Solar (40 % del total del mercado)
- BP Solarex
- Kyocera Solar
- Astropower Atersa

En Chile hay representantes de las tres primeras empresas en donde Siemens tiene el 65 % del mercado, BP Solarex 25 % y Kyocera un 10 %. Cabe destacar que hace tres años atrás el único proveedor de sistemas fotovoltaicos era Siemens, pero en estos últimos años la entrada de dos nuevos actores en la industria ha hecho bajar drásticamente los precios. En el anexo n° 1 se encuentra un listado de las empresas que comercializan en todo el mundo celdas solares para usos domiciliarios.

CAPITULO VI.- APLICACIÓN DE CELDAS SOLARES EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN CHILE.

6.1 ANALISIS DE DEMANDA Y RECURSOS ENERGÉTICOS

6.1.1 Demanda en Chile

6.1.1.1 Crecimiento de la demanda

El crecimiento de la demanda por energía eléctrica en Chile, ha crecido en estos últimos años a un ritmo elevado debido principalmente a 4 factores, los cuales son: i) Aumento de la población, ii) Aumento de PIB (producto interno bruto), iii) Intensidad de energía eléctrica por unida de producto bruto y iv) Crecimiento del porcentaje de electrificación. Este crecimiento en los últimos 18 años en el sistema interconectado central (SIC) se puede ver en la figura 6.1

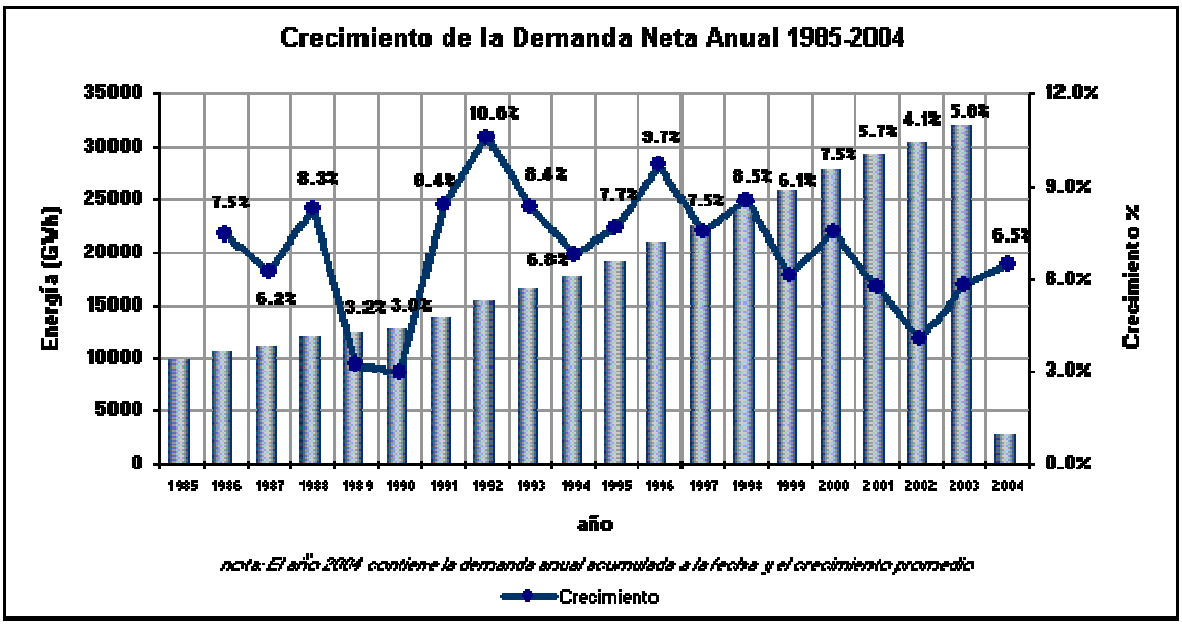


Figura 6.1 Crecimiento de la demanda anual neta en Chile

Fuente CDEC-SIC

De esta se puede ver, que en los últimos 10 años la demanda ha crecido a un ritmo aproximado de 6 %, y que aun cuando en los últimos años el país se ha visto enfrentados a una crisis económica, el crecimiento del sector no se ha interrumpido.

Considerando este dato histórico, la CNE estima que el SIC tendrá un aumento en los próximos años de aproximadamente un 7%. Proyectando esta situación hasta el año 2020 con un aumento en el consumo, de un 7% en promedio, tenemos la situación que muestra el grafico 6.2.

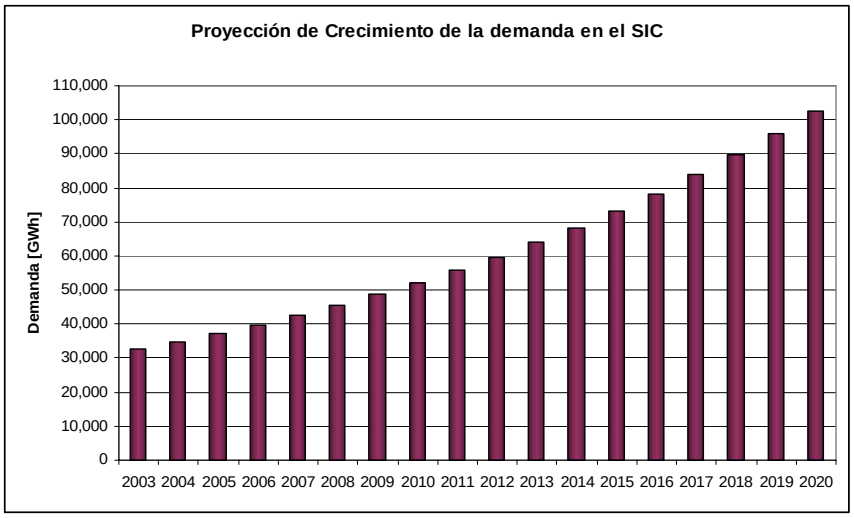


Figura 6.2 - Proyección de demanda del SIC hasta el año 2020.

El mercado eléctrico del Norte Grande es un sistema cuyo consumo ha venido creciendo muy rápidamente, a tasas del 15% anual e incluso más, de tal manera que la tendencia ha sido instalar centrales cada vez más grandes, de modo de aprovechar las economías de escala. Dadas estas estimaciones se puede inferir que la demanda en el año 2010 a nivel nacional llegará a 86.264,8 GWh. Y que la potencia instalada en el SIC deberá ser de 10.576MW, en tanto que en el norte grande de 2.569 MW. Ambas cifras representan un poco menos del doble de la potencia instalada en la actualidad.

6.1.1.2 Evolución y características de la demanda anual en el SIC

Debido a que la generación a partir de celdas solares no es constante en cada mes del año, es relevante saber en que meses del año el sistema está más ajustado ya sea cuando se produce la demanda máxima o en que mes se consume más energía. Una primera aproximación nos diría que en los meses de invierno se produce el mayor consumo de electricidad, debido al frío y la menor cantidad de luz aprovechable al día. Además con esta afirmación tendría sentido el período de punta que en el SIC es desde el 1 de mayo hasta el 30 de septiembre.

Si analizamos la demanda en el 2003 nos daremos cuenta que en realidad no se da este comportamiento. En la figura 6.3 se presenta el consumo mensual en el SIC, debido a que la cantidad de días entre los meses es distinta, este tipo de gráfico presenta una distorsión que puede quitarse al escalar cada mes por su cantidad de días y luego multiplicarlos por 30 (número de días de un mes promedio) con ello se obtiene lo que muestra la figura 6.4.

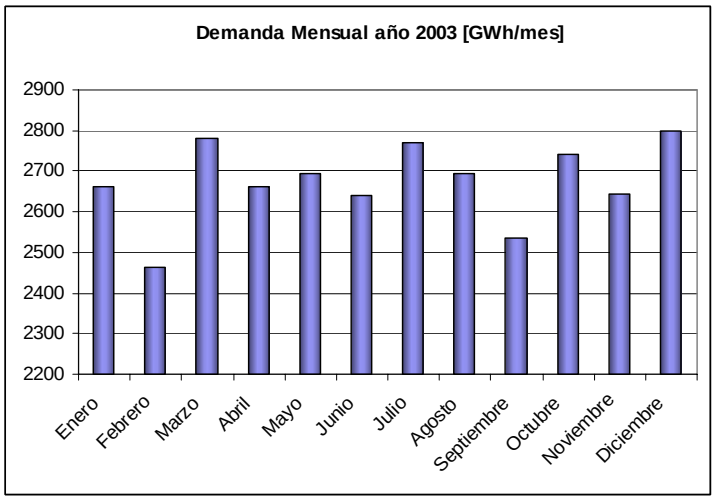


Figura 6.3 – Demanda Mensual SIC año 2003.
Fuente: Anexo III Informe CNE 2003

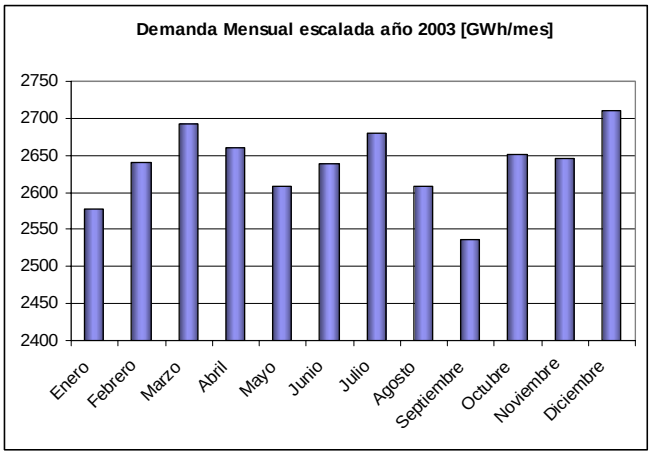


Figura 6.4 – Demanda Mensual SIC año 2003 escalada.
Fuente: Anexo III Informe CNE 2003

Tal como se aprecia en las figuras, sin considerar enero, los meses de septiembre, agosto, mayo y junio son los meses con menor demanda a nivel mensual, esto se explica por el esquema tarifario al cual están afecto los grandes clientes del SIC, los cuales ajustan o modular su generación.

Graficaremos las demandas máximas horarias para determinar cual es el mes del año donde el sistema presenta una mayor exigencia para las plantas del SIC. Como se puede apreciar en a figura 6.5 la mayor exigencia en el SIC se presenta nuevamente fuera del período de punta.

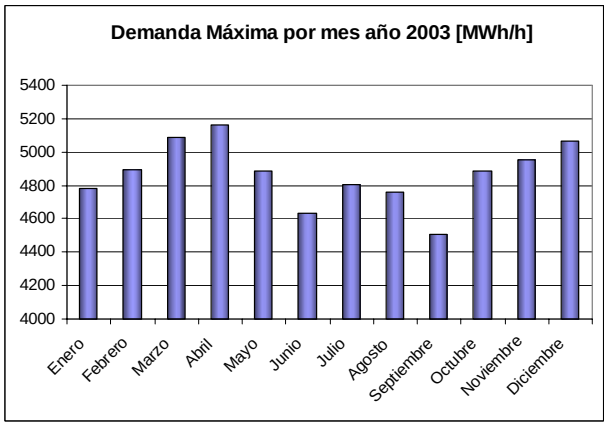


Figura 6.5 – Demanda Mensual SIC año 2003 escalada.
Fuente: Resdia.new empresas CDEC-SIC

6.1.2 Recursos Energéticos.

6.1.2.1 Energías convencionales.

El principal recurso de generación de energía eléctrica es el hidráulico, dados los grandes desniveles que proporciona la cordillera, seguido por el gas natural y por último los combustibles de origen fósil, principalmente carbón utilizado en centrales termoeléctricas. La generación nacional de energía hidroeléctrica durante los últimos diez años correspondió aproximadamente a un 70% de la generación eléctrica total del país, correspondiendo la proporción restante a generación térmica. En la actualidad la capacidad instalada total del SIC (Sistema Interconectado Central), el cual abarca desde Tal Tal a Chiloé con una cobertura a nivel de población del 92,63 %, se descompone aproximadamente en 4.055,3 MW (58,0 %) y 2.940,9 MW (42,0 %) de capacidad hidroeléctrica y termoeléctrica, respectivamente.

Dentro de las alternativas de generación termoeléctrica el gas natural es el combustible que ha tenido un mayor crecimiento, con la instalación de diversas centrales de ciclo combinado. Se espera que el gas natural incremente su participación en la generación total de energía desde un 14 % en la actualidad a un 30 % en el 2015.

Actualmente, son tres las centrales de ciclo combinado de gas natural conectadas al Sistema Interconectado Central. Estas son: Nueva Renca, de la Sociedad Eléctrica de Santiago S.A., en servicio desde 1997 y con una capacidad instalada de 379 MW; San Isidro, de San Isidro S.A., en servicio desde 1998 y con una capacidad instalada de 370 MW; y Nehuenco, de Colbún S.A., en servicio desde 1998 y con una capacidad instalada de 370 MW. Entre las tres suman una potencia instalada de 1.119 MW, lo que representa

un 38,1 % de la potencia instalada térmica en el SIC, y un 16,0 % de la potencia total instalada en el SIC.

Para fines de mayo de este año se espera la conversión de la turbina a gas Nehuenco II (250 MW) a ciclo combinado (380 MW aprox), con lo cual subiría la capacidad instalada de centrales de ciclo combinado a casi 1.500 MW.

En las figuras 6.3 y 6.4 se muestra el creciente aumento de la participación en la generación eléctrica del SIC de las centrales de ciclo combinado de gas natural. Esto se debe principalmente a los bajos costos de operación de estas centrales y a las sequías existentes hasta el 2001, que han mermado la generación de las centrales hidráulicas. Posteriormente han desplazado generación de centrales a carbón cuando las condiciones hidrológicas han sido favorables tal como los años 2002 y 2003

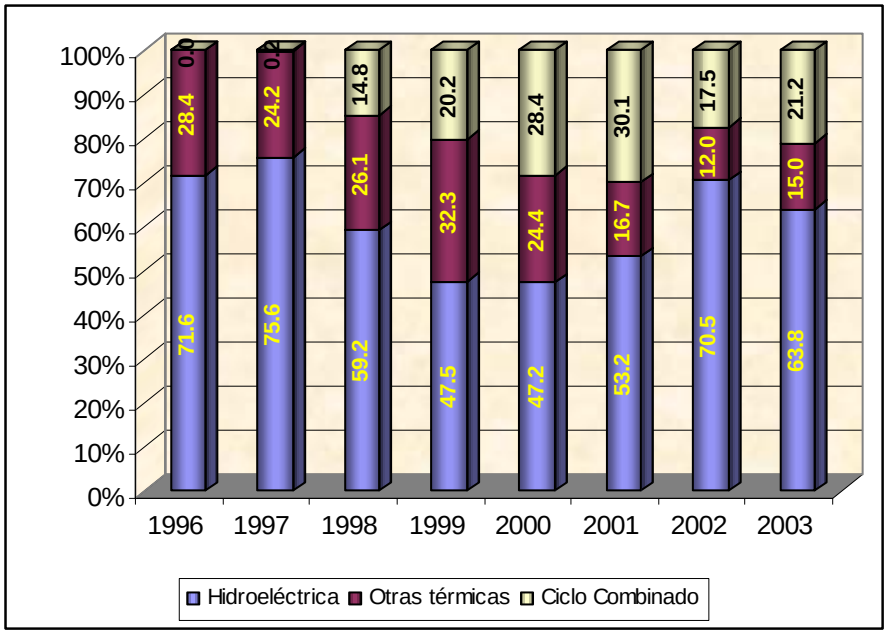


Figura 6.3 Participación de generación de distintas tecnologías del SIC

Fuente: Anuario 94-03 CDEC -SIC

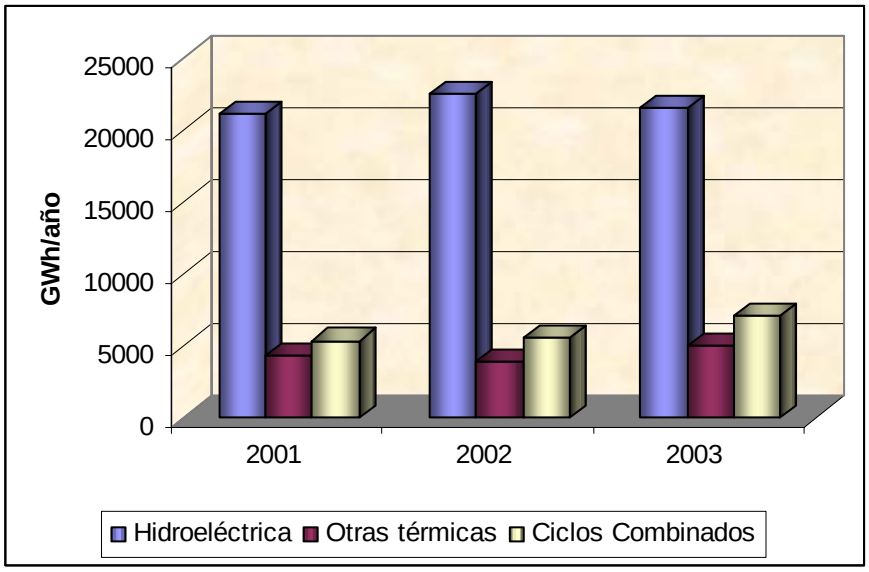


Figura 6.4 Generación anual de distintas tecnologías del SIC

Fuente: Anuario 94-03 CDEC -SIC

En el caso del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), también se aprecia un creciente aumento de la participación en la generación eléctrica de las centrales de ciclo combinado de gas natural, tales como la CTM3 de Termoeléctrica Mejillones cuya potencia instalada es de 250 MW, la U16 de Termoeléctrica Tocopilla de 400 MW, Salta de 642,8 MW, CC1 y CC2 de Atacama cuyas potencias instaladas son 395,9 y 191,7 MW respectivamente.

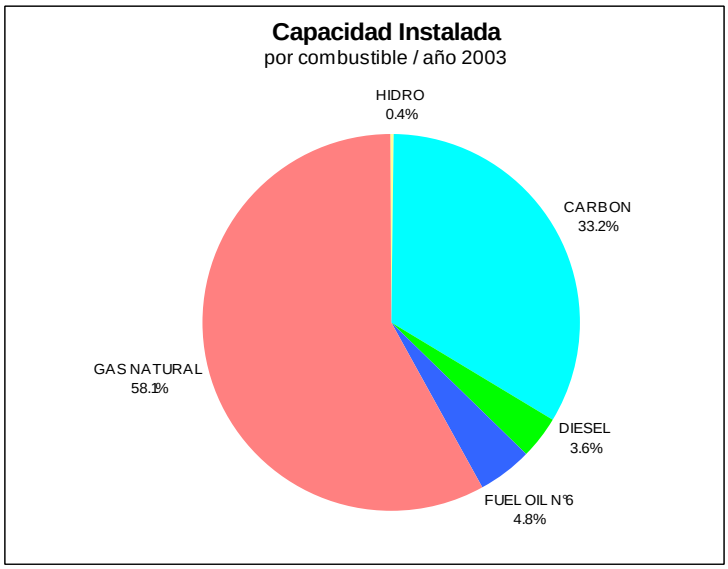


Figura 6.5 Potencia Instalada por Combustible al año 2003

Fuente CDEC-SING

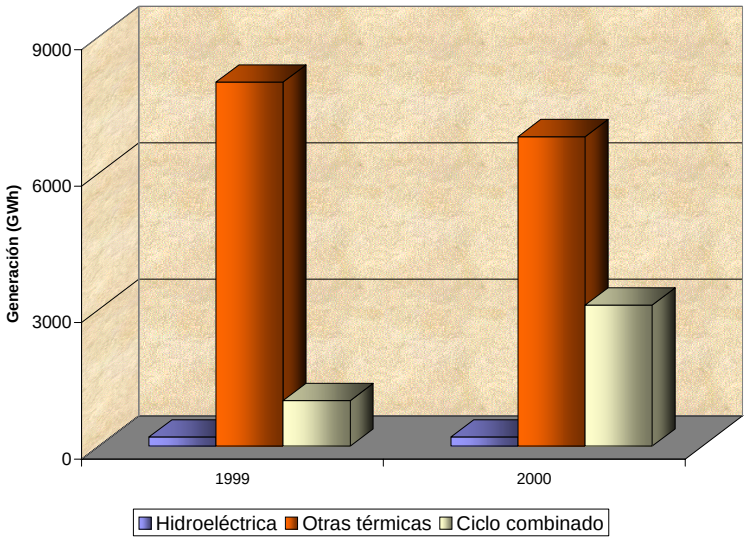


Figura 6.6 Generación en el SING

Fuente: CNE

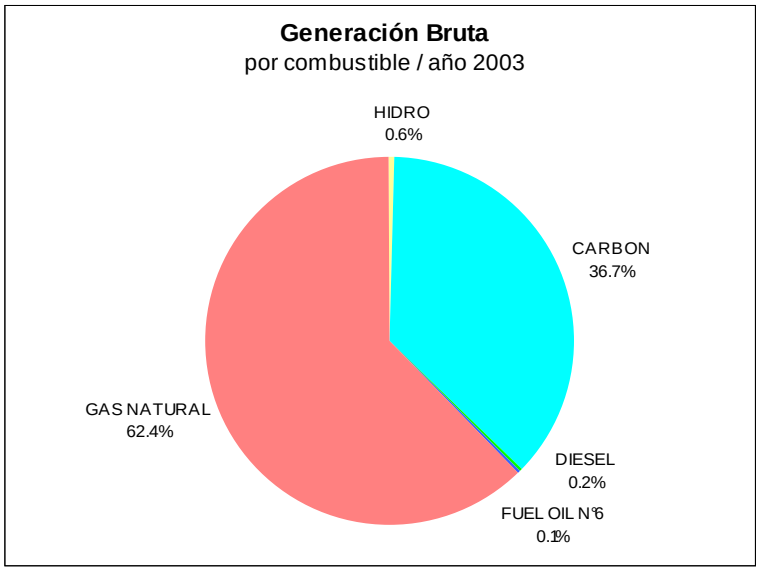


Figura 6.7 Generación bruta en el SING por combustible año 2003

Fuente: CDEC-SING

6.1.2.2 Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

Dados los compromisos internacionales acordados en materia de medio ambiente y la favorable aceptación que en el país han tenido, Chile debería potenciar políticas energéticas en torno a un uso eficiente de este recurso y la implementación y difusión de energías no convencionales renovables, las que han mostrado ser una alternativa real, principalmente para zonas rurales y aisladas de los países. Con esto, además corroboraría su posición acerca del modelo económico adoptado, que tiene un fuerte énfasis en la equidad social, y por tanto coherente con el desarrollo sustentable.

Chile por su condición geográfica posee grandes ventajas para el desarrollo de energías alternativas renovables, por lo que junto con ratificar su posición acerca de los compromisos internacionales en materia de medio ambiente, se beneficiaría en el ámbito económico, al disminuir su condición de importador neto de energía.

En materia de energías renovables, Chile posee enormes ventajas dada la fisonomía y diversidad climática de su territorio:

- Energía solar en abundancia en la zona norte del país (I y II Región)
- Energía hidráulica en la zona sur (entre la VII y XII Región)
- Energía eólica básicamente a lo largo de todo el territorio nacional, específicamente en las zonas costeras.
- Energía de la biomasa en la zona sur, proveniente principalmente de la industria forestal; además de grandes cantidades de desechos municipales en las grandes zonas pobladas.
- Energía geotérmica en la zona norte, específicamente en el sector de Atacama y el Tatio y en la zona sur.

A continuación se muestra la participación que tienen las distintas energías renovables en Chile.

Tabla 6.1 Participación esperada de las energías renovables en el mercado energético chileno

Tipo	Consumo (MWh/año)	Participación (%)
Solar	4.770	46,3
Eólica	45	0,4
Micro-hidráulica	4.998	48,5
Geotermal	458	4,4
Biomasa	36	0,3
Total	10.307	100,0

Fuente: CNE

Cabe considerar que en la tabla anterior no aparecen la generación de las centrales hidráulicas (pasada o embalse) la cuales son consideradas recursos energéticos convencionales debido a su masiva explotación por empresas privadas.

Sin necesidad de grandes inversiones se podrían generar en el corto plazo más de 1.100 MW en base a recursos renovables propios y limpios. Sólo mediante el uso de pequeñas centrales hidroeléctricas, a un costo de 61 millsUS/kWh, se podría duplicar la capacidad energética actual del país.

La Zona Austral encierra el mayor potencial hidroeléctrico del país. El nuevo Código de Aguas que ha despachado la Comisión de Obras Públicas del Senado establece un plazo máximo de 9 años para que los que tienen derechos de aguas, puedan llevarlos a la práctica. En caso contrario, las patentes dejarán de tener la posibilidad de crédito tributario. Con esta nueva ley se podrá hacer un uso racional de esta enorme cantidad de derechos hoy

inutilizados. Chile tiene un potencial hidroeléctrico de 28.345 MW, y en operación apenas 12,5%. Con la Ley de Ordenamiento Territorial que se incluirá en la ley de Bases Generales del Medio Ambiente, se tendrá la medida en que este potencial puede ser sanamente aprovechado.

En la actualidad las ERNC son utilizadas en diversas actividades, tal como lo señala la tabla 6.2

Tabla 6.2 Aplicación de las ERNC en Chile

	MWh/año	**%**
Calentamiento	3.788	36.8%
Comunicaciones	1.191	11.6%
Electrificación de Viviendas	5.168	50.1%
Otro *	160	1.5%

***excluye el uso de leña con fines industriales y domésticos**
Fuente: CNE

6.1.3 Dependencia del Gas en la matriz energética Chilena.

La reducción de provisión de gas natural argentino hacia Chile, ha puesto de manifiesto las bases para una crisis en cuanto a la matriz energética chilena.

Argentina, desde el 1 de abril del 2004, ha decidido limitar las exportaciones de gas que le vendió a Chile en el 2003, para asegurar el suministro al mercado doméstico, en medio de una crisis energética que afectará la provisión a las centrales eléctricas chilenas. "Ninguna autorización de exportación podrá ejecutarse por niveles superiores a los registrados durante el año 2003", ha informado el Gobierno argentino oficialmente.

Según datos oficiales, la economía argentina creció 8,7 por ciento en 2003 y oficialmente prevé una mejora del 5,5 por ciento para el 2004, lo que incrementó la demanda energética a niveles que sorprendieron a las empresas proveedoras.

La pregunta es clara, ***¿cuanto realmente dependemos del gas argentino en estos momentos?*** , para responder esta interrogante se analizará de tres puntos de vistas:

a) potencia instalada
b) por potencia firme de las centrales
c) en una hidrología seca (68-69)

Responder esta interrogante desde todas estas dimensiones nos permitirá tener más claro el nivel de dependencia real.

a) Potencia Instalada (diciembre 2003):

Centrales hidráulicas (pasada + embalse)	=	4.055,3 MW	(58 %)
Centrales a Carbón	=	837,7 MW	(12 %)
Centrales a Petróleo	=	494,2 MW	(7 %)
Centrales a Gas Natural	=	1.609 MW	(23 %)

Fuente :Anuario CDEC-SIC 94-03

Como se puede apreciar existe una dependencia de un 23 % de gas natural en términos de capacidad instalada, pero este número pierde validez ya que asume que al faltar generación a gas natural se puede suplir instantáneamente con otro tipo de generación. Este hecho no considera restricciones de líneas de transmisión, restricciones de reserva en giro y pronta. Por otro lado considera que no existen restricciones en las centrales, las centrales a carbón y a petróleo en general presenta restricciones debido a que son de las más antiguas del sistema y por ende algunas no alcanzan su potencia nominal. Las centrales de pasada

dependen del mes en que se encuentren y de su régimen (pluvial o nival), por ejemplo no se puede considerar que la central Pangue puede entregar todo el año 450 MW.

b) Potencia Firme (año 2003):

Centrales hidráulicas (pasada + embalse)	=	2.245,2 MW	(58 %)
Centrales a Carbón	=	595,6 MW	(15 %)
Centrales a Petróleo	=	160,1 MW	(4 %)
Centrales a Gas Natural	=	869,9 MW	(22 %)

Fuente :Anuario CDEC-SIC 94-03

Por definición la potencia firme es la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas de punta del sistema considerando su indisponibilidad probable (art. 259 DS 327). En el cálculo de la potencia firme se castiga el aporte de las centrales por sus fallas históricas, se castiga el aporte hidráulico considerando una hidrología seca, se consideran restricciones de transmisión y se castiga a las centrales térmicas por sus tiempos de partida. Con todo lo anterior este cálculo del nivel de dependencia toma en cuenta las características del sistema, de las centrales y la hidrología. Se puede apreciar que el nivel de dependencia es muy similar al calculado en la parte a)

c) En una hidrología seca (68-69)

EL CDEC-SIC confecciona semanalmente Políticas de Operación las cuales definen el orden de mérito y la cantidad de energía con que es despachada cada central según los caudales afluentes, los mantenimientos, la cota de los embalses, restricciones de línea etc., para ello usa los modelos PLP y PCP (Programación de Largo y Corto Plazo).

Ambos modelos son multiembalse y multinodal, por lo que pueden simular con bastante precisión el despacho de centrales para una hidrología en especial. En nuestro caso simularemos el despacho de centrales de abril del 2004 a marzo del 2005 (incluye la entrada de Ralco en Julio del 2004) con el supuesto que nos enfrentáramos a un año seco como el ocurrido en el año hidrológico 1968-1969. En la tabla 6.3 se muestran los porcentajes de generación según tipo de combustible para cada mes del período antes señalado.

Tabla 6.3 Porcentaje de generación por tipo de combustible hidrología 68-69

Mes	Año	Hidro	Gas	Carbón	Petróleo
Abril	2004	49%	32%	15%	3%
Mayo	2004	52%	38%	8%	3%
Junio	2004	64%	28%	5%	2%
Julio	2004	69%	27%	2%	2%
Agosto	2004	71%	24%	2%	2%
Septiembre	2004	74%	21%	2%	2%
Octubre	2004	74%	20%	4%	2%
Noviembre	2004	74%	21%	3%	2%
Diciembre	2004	72%	23%	3%	2%
Enero	2005	55%	36%	7%	2%
Febrero	2005	55%	35%	8%	2%
Marzo	2005	56%	34%	8%	2%

Como se puede apreciar la dependencia del gas natural argentino es variable para cada mes teniendo un máximo de casi 40 % en el mes de mayo. Al escoger una hidrología seca, la cual viene acompañada de un mal periodo de deshielo debido a la poca cantidad de nieve caída, provoca que en los meses de verano y otoño se tenga que operar con más centrales térmicas.

Los meses en donde hay más dependencia del gas son los meses en que hay más cantidad de horas de sol al día, por lo que esta modulación mensual de dependencia es relevante al momento de analizar el aporte de celdas fotovoltaicas

6.2 VENTAJAS COMPARATIVAS RESPECTO A OTROS PAISES

El sol emite constantemente enormes cantidades de energía; una fracción de ésta alcanza la tierra. La cantidad de energía solar que recibimos en un solo día resulta más que suficiente para cubrir la demanda mundial de todo un año. Sin embargo, no toda la energía proveniente del sol puede ser utilizada de manera efectiva. Parte de la luz solar es absorbida en la atmósfera terrestre o, reflejada nuevamente al espacio.

La intensidad de la luz solar que alcanza nuestro planeta varía según el momento del día y del año, el lugar y las condiciones climáticas.

Con el fin de simplificar los cálculos realizados en base a la información sobre radiación, la energía solar se expresa en equivalentes a horas de luz solar plena. La luz solar plena registra una potencia de unos 1.000 W/m²; por lo tanto, una hora de luz solar plena equivale a 1 kWh/m² de energía.

Ésta es, aproximadamente, la cantidad de energía solar registrada durante un día soleado de verano, con cielo despejado, en una superficie de un metro cuadrado, colocada en perpendicular al sol.

La radiación varía según el momento del día. Sin embargo, también puede variar considerablemente de un lugar a otro, especialmente en regiones montañosas. La radiación fluctúa entre un promedio de 1.000 kWh/m² al año, en los países del norte de Europa (tales

como Alemania), y 2.000 a 2.500 kWh/m² al año, en las zonas desérticas. Estas variaciones se deben a las condiciones climáticas y a la diferencia con respecto a la posición relativa del sol en el cielo (elevación solar), la cual depende de la latitud de cada lugar.

En Chile, la energía solar es utilizada preferentemente en la zona norte del país, en donde existe uno de los niveles de radiación más altos del mundo. De acuerdo a la información disponible en el archivo solarimétrico nacional elaborado por la Universidad Técnica Federico Santa María, las radiaciones solares diarias para las regiones del país son señaladas en la tabla 6.5:

Tabla 6.5 Radiación solar y energía incidente por m^2 en Chile para cada región.

Región	Radiación Solar (Kcal/(m^2/día))	Irradiación (kWh/m^2) al año
I	4,554	1,933
II	4,828	2,049
III	4,346	1,844
IV	4,258	1,807
V	3,520	1,494
VI	3,676	1,560
VII	3,672	1,558
VIII	3,475	1,475
IX	3,076	1,305
X	2,626	1,114
XI	2,603	1,105
XII	2,107	0,894
RM	3,570	1,515
Antártica	1,563	0,663

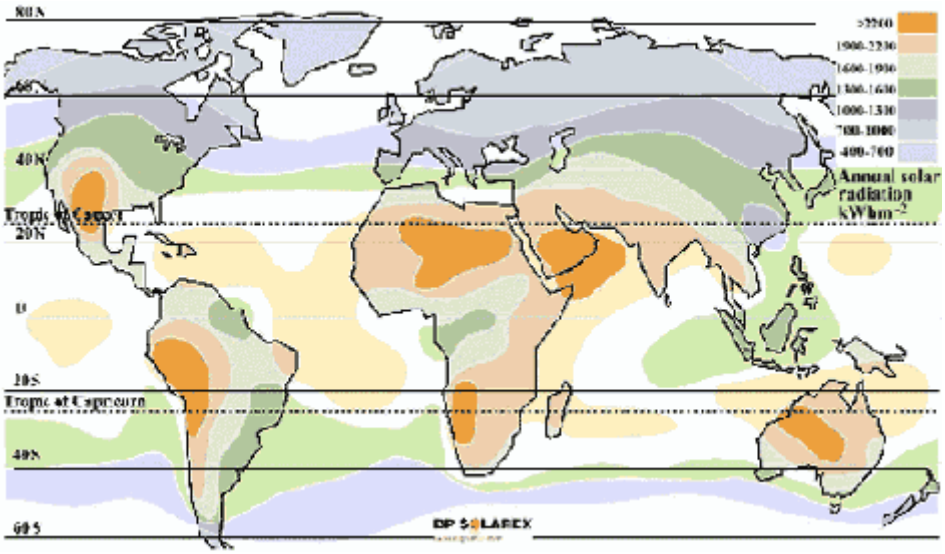


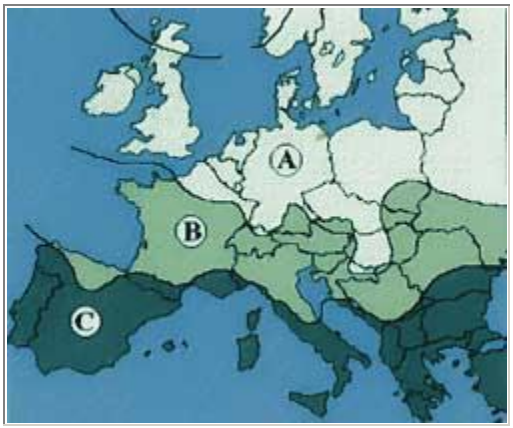
Figura 6.8 Mapa de irradiación mundial

Fuente: BP Solarex

En el mapa de irradiación solar se puede ver que Chile tiene gran potencial para la instalación de celdas solares, no tan sólo en el norte, ya que en países como España o Alemania, en donde son utilizados módulos fotovoltaicos, existen niveles de radiación de dos veces menor que en la zona central de Chile, donde se concentra la mayor parte de la demanda energética, y donde sería atractivo efectuar generación distribuida. Según datos proporcionados por la empresa Siemens, las celdas fotovoltaicas que funcionan en Alemania lo hacen con la radiación solar que tenemos en Punta Arenas. Estos sistemas funcionan en casas, hospitales y otras aplicaciones domiciliarias, tanto aisladas de la red como también interconectadas con ella.

En la tabla 6.6 se muestra el potencial que tiene Europa, en donde está más masificada la instalación de módulos fotovoltaicos

Tabla 6.6 Radiación solar de Europa.

ZONA A	A < 1.250 kWh / (m2 al año)	
ZONA B	1.250 < B < 1.500 kWh / (m2 al año)	
ZONA C	C > 1.500 kWh / (m2 al año)	

En la zona A del mapa de Europa se encuentran países como Alemania, Austria y Dinamarca, los cuales son los más desarrollados en materia de energía solar, aún cuando no es la zona más privilegiada en términos de radiación solar. Francia, España, Italia y Portugal tienen mayor radiación que los países de la zona A del mapa pero tienen 10 veces menos de capacidad fotovoltaica instalada.

6.3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida (GD) se refiere al uso estratégico de pequeñas unidades modulares de generación eléctrica, instaladas dentro de las áreas de servicio de una empresa eléctrica, que pueden estar aisladas para proporcionar un servicio específico, o interconectadas a las redes de distribución o subtransmisión de electricidad, para reducir el costo del servicio y mejorar la calidad de la energía entregada.

Se estima que las unidades de GD tendrán capacidades de 100 W a 3.000 kW. Algunas de las tecnologías que se vienen considerando como fuertes candidatos para la GD interconectada, a nivel de kilowatts, son las celdas de combustible, los motores a gas o

diesel, las turbinas de gas, los bancos de baterías, los aerogeneradores y los sistemas fotovoltaicos.

Las principales ventajas al utilizar GD son:

- Ofrece una mayor eficiencia
- Brinda al sistema de distribución una mayor flexibilidad
- Hace posible posponer las extensiones de líneas de transmisión y distribución,
- Permite un mejor y más uniforme despacho de carga
- Reduce la magnitud de la capacidad de reserva requerida
- Para los usuarios representa un servicio más confiable y de mejor calidad.

Otras de las ventajas que ofrece la GD ante las grandes plantas, son los tiempos mucho menores de instalación y menores inversiones, y por lo tanto menores riesgos financieros, con el potencial de reducir los costos globales del servicio eléctrico.

Debido a estas ventajas, el concepto de GD merece la atención en la mayoría de las empresas eléctricas. Además, las economías de escala que ofrecen las grandes centrales, y la nivelación de la carga de los sistemas interconectados, empiezan a dejar de ser la influencia dominante en la planeación de la generación. La nivelación de las curvas de carga se puede lograr de una manera más eficiente inyectando energía al sistema en las cercanías de los centros de carga, y las economías de escala están cambiando hacia las economías de producción masiva.

El costo de las tecnologías convencionales de GD interconectada al sistema eléctrico, tales como los módulos fotovoltaicos, se ha reducido significativamente al incrementarse su fabricación. En contraste, muchas de las grandes centrales eléctricas se diseñan especialmente para cada sitio. En el caso de la GD por sistemas aislados (no interconectados a la red eléctrica), las aplicaciones que ya son económicamente

competitivas son aquellas cargas pequeñas cuya satisfacción requiere la extensión de las líneas eléctricas por más de uno o dos kilómetros.

El concepto de GD interconectada a la red que se explora actualmente es el de plantas propiedad de las empresas eléctricas, o de productores independientes que le venden energía a la empresa, instaladas de manera dispersa, preferentemente cerca de cargas importantes; en las salidas de las subestaciones eléctricas para "aplanar" las curvas de demanda y reducir la necesidad de incrementar la capacidad de la subestación; o en las líneas de distribución muy largas, donde la inclusión de un sistema de GD en puntos finales de la línea mejora el voltaje en el circuito además de inyectarle energía. Estas plantas operarían como lo hace ahora una gran central entregando energía a la red para cubrir la demanda, con la ventaja que se encontrarían más cerca de los centros de consumo evitando así las pérdidas de transmisión y con la posibilidad de aprovechar los recursos energético locales.

6.3.1 La Generación Distribuida Aislada

Para la GD aislada en lugares apartados con pequeñas demandas, los sistemas fotovoltaicos son una de las tecnologías con mejores perspectivas y económicamente viables, ya que al hacer uso de energéticos locales evitan el suministro de combustibles fósiles hasta lugares remotos, o la extensión de la red eléctrica por grandes distancias.

Arreglos fotovoltaicos con capacidades que van desde watts hasta decenas de kilowatts, suministrando energía para aplicaciones específicas como telecomunicaciones, señalización o bombeo de agua en sitios donde no llega la red eléctrica, o dentro del propio sector eléctrico para aplicaciones de bajo voltaje en líneas de alta tensión, se han ido

masificando este último tiempo. En Chile, entre 1992 y 1999, se han instalado cerca de 2.500 soluciones individuales con sistemas fotovoltaicos, para abastecer de energía eléctrica a viviendas rurales, escuelas y postas.

Actualmente la Comisión Nacional de Energía, en conjunto con el Gobierno Regional de la IV región, está trabajando en el diseño de un proyecto que tiene como objetivo proveer a más de 6000 viviendas rurales dispersas en la IV región, con energía solar fotovoltaica.

6.3.2 Análisis Legislativo

A fin de que el esquema distribuido logre establecerse, la estructura tradicional del sector eléctrico debe evolucionar de tal forma que puedan coexistir los sistemas de generación centralizados con los dispersos. Esto habrá de requerir nuevas formas jurídicas, reglamentarias, administrativas y operativas. Un cambio en esa dirección no es fácil, tomando en cuenta el origen histórico y los más de cien años de tradición del esquema centralizado.

Un aspecto es asegurar el acceso a las redes de transmisión y distribución ya que permite también contemplar la instalación de plantas de autoabastecimiento en los sitios donde abundan los recursos renovables, como son los sitios con buen viento o insolación, los pequeños recursos hidráulicos, los rellenos sanitarios de basura, sitios donde se acumulan residuos agropecuarios o del bosque, etc., y llevar la electricidad generada para satisfacer la demanda de los copropietarios en sus instalaciones. Cuando estas plantas de autoabastecimiento se localicen en las cercanías de un centro de demanda cualquiera, se tendrá un esquema de GD, ya que la energía generada por el autoabastecedor iría a satisfacer esta carga, y su demanda sería satisfecha por el sistema eléctrico nacional. Los

grandes usuarios, como las industrias intensivas en uso de energía o los Municipios, podrían interesarse en esta opción.

En ambos casos, el autoabastecedor vendería sus excedentes de producción de energía eléctrica.

6.3.2.1 Incentivos al empleo de Fuentes no Convencionales de Energía en otros países.

El aumento de competidores puede ser un síntoma de un cambio más fundamental que también aliente a las empresas eléctricas a invertir en la pequeña generación, un cambio en la economía de la entrega de electricidad a los usuarios finales.

La implantación generalizada de la GD modificaría de manera fundamental la forma de planear y operar de las empresas eléctricas, por lo que desde ahora habrá que definir metodologías para identificar las aplicaciones de la GD con mayor viabilidad y para cuantificar su costo/beneficio, y los retos tecnológicos que presentará la inclusión de la GD en los sistemas eléctricos centralizados, para poder evaluar si esta implementación generalizada de la GD resulta conveniente para las empresas eléctricas.

Un ejemplo del incentivo para la instalación de tecnologías que utilicen recursos renovables, tales como la fotovoltaica, lo constituye España en donde se ofrecen los siguientes aportes de parte del gobierno en particular por el Ministerio de Fomento a través de ICO-IDEA (Instituto para la Diversificación y ahorro energético):

- ***Beneficiarios Finales***: Personas físicas o jurídicas, de naturaleza pública o privada.

- ***Plazos de ejecución de las inversiones financiables***: Son financiables exclusivamente los proyectos cuya inversión se inicie a partir de la fecha de solicitud por el beneficiario.

- ***Máximo financiable***: Con carácter general (cualquier tipo de ERNC), el 70% del costo del proyecto. Solar Fotovoltaica de hasta 100 kWp y Solar Térmica, el máximo financiable será el 89% y 96%, respectivamente, del costo total.

- ***Préstamo máximo por beneficiario/año***: 6.310 Euros, formalizado en una o varias operaciones.

- ***Plazo***: Con carácter general, 5,7 o 10 años, con 0,1 o 2 años de gracia. Para energía solar, la única modalidad de préstamo será la del plazo de 7 años sin año de gracia.

- ***Bonificación del IDAE***: Solar Fotovoltaica de hasta 100 kWp y Solar Térmica, además de la bonificación al tipo de interés, percibirán una ayuda directa de IDAE del 19% y 26%, respectivamente, del costo total del proyecto para la amortización parcial del préstamo en el momento de la disposición.

6.3.3 Análisis Económico.

Por décadas, las empresas eléctricas de países en desarrollo han recurrido al endeudamiento externo para financiar las obras de expansión de su capacidad para el suministro del servicio. La disponibilidad de créditos relativamente blandos en los organismos financieros internacionales hizo posible por un buen tiempo la construcción de grandes obras de generación, transmisión y distribución, en ocasiones a costos superiores y en plazos más largos que sus contrapartes en los países industrializados, pero la época del acceso fácil al crédito y de costos laxos parece haber llegado a su fin. Atrapadas entre el desincentivo de una operación poco rentable y la dificultad de un mercado de capitales caros y escasos, un buen número de empresas eléctricas se debate ante la disyuntiva de utilizar el poco capital a su alcance para acrecentar su capacidad de suministro, o bien

destinar a dar mantenimiento a su ya, en muchos casos, obsoleta infraestructura. Lamentablemente para quienes no cuentan todavía con el servicio, típicamente las decisiones van en favor de lo segundo.

Una de las rutas actualmente más ponderadas para tener acceso al financiamiento fresco en los países en desarrollo es abrir el sector eléctrico a la participación de capitales privados, nacionales o transnacionales. El grado de apertura varía de país a país. En algunos casos la privatización es total, quedando el Estado únicamente como responsable de los aspectos regulatorios; algunos países optan por privatizar únicamente la parte de generación; otros, solamente la de distribución; y otros sólo la de transmisión o alguna combinación de éstas. Independientemente del esquema adoptado, se está haciendo evidente que la participación del capital privado es apenas un paliativo al problema de fondo de la electrificación. Si bien es cierto que el capital privado refacciona financieramente a la empresa eléctrica, y que en muchos casos releva al Estado de su responsabilidad de operar y mantener la infraestructura eléctrica, también es cierto que dicha participación se está dando por definición en aquellas áreas de la empresa que son económicamente rentables o que tienen un buen potencial para ello. Esto es entendible, ya que una de las principales motivaciones de la empresa privada es hacer negocio, pero al mismo tiempo deja sin resolver el problema de la electrificación de las zonas remotas, en donde vive una tercera parte de la humanidad, lo cual, en principio, no ha sido resuelto porque no hay suficiente capital para ello y, a su vez no hay suficiente capital porque la electrificación de sitios remotos no se mira como un buen negocio.

6.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En términos económicos reducidos la inyección a la red de electricidad generada por medios fotovoltaicos sólo se justifica, si el costo es comparable a la energía generada por medios convencionales. En el presente esto no sucede. Aún así, otros motivos, tales como preocupación acerca de fuentes de energía futuras y la necesidad de reducir emisiones dañinas, ha llevado al establecimiento de varios programas subvencionados. Consecuentemente se ha convertido en un sector de importancia dentro del mercado.

La naturaleza modular de la tecnología fotovoltaica, significa que el costo unitario de la energía producida casi no es afectado por la escala del sistema (no hay economías de escala). Podemos distinguir dos métodos diferentes de instalar los módulos fotovoltaicos.

6.4.1 Estaciones de energía que alimentan la red

Estos sistemas siguen el sistema simple de la figura 6.9. Por lo general tiene generadores de salida de energía entre 100 kWp y algunos MWp, y son operados por las compañías de electricidad. En todo momento toda la energía eléctrica que se está produciendo es directamente inyectada a la red .

La mayor estación de energía fotovoltaica fue construida en Carrisa (California) en 1983 con una capacidad nominal de 6 MWp.

Estos proyectos han probado ser muy confiables y los tiempos de construcción han sido muy cortos, por lo general menos de un año. Esto implica obvios beneficios financieros.

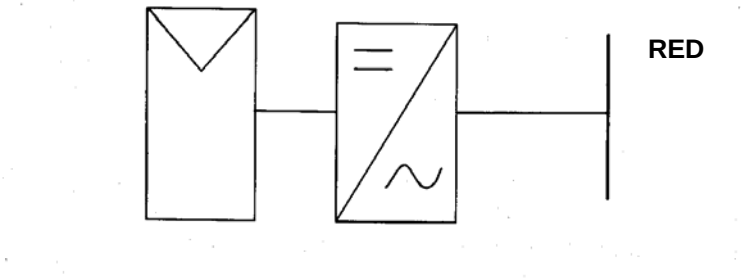


Figura 6.9 Diagrama de una estación fotovoltaica usada para alimentar la red

6.4.2 Sistemas que intercambian energía con la red

Aquí tratamos con consumidores normales de electricidad conectados a la red pero que también poseen sistemas fotovoltaicos, como se muestra en la figura 6.10. El consumidor puede comprar o vender electricidad. La figura 6.11 muestra como la compra y venta de electricidad varía durante el día.

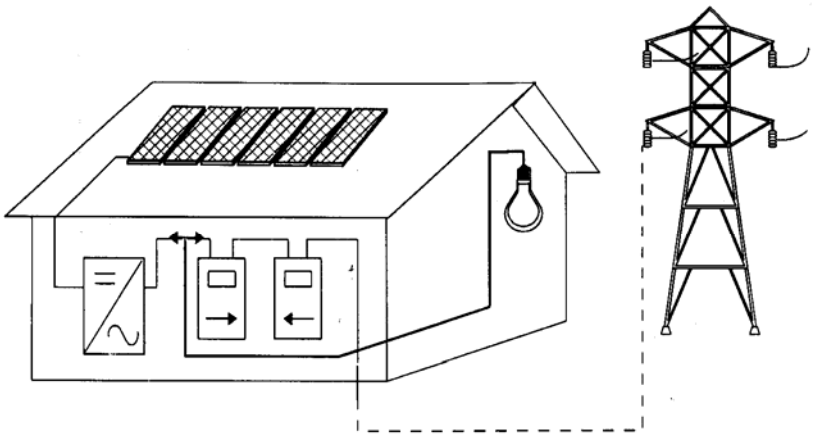


Figura 6.10 Sistema fotovoltaico conectado a la red

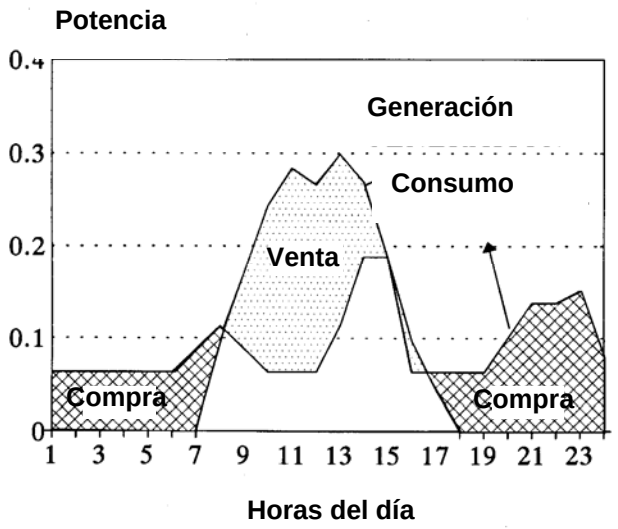


Figura 6.11 Patrón diario de venta y compra de energía de un sistema conectado a la red

Estos sistemas presentan peculiaridades dignas de un estudio más detallado. Por ejemplo existe la posibilidad de hacer de los paneles una característica arquitectónica de los edificios. Dentro de ciertos límites la cantidad de radiación capturada no es demasiado sensible a la orientación de la superficie. Esto significa que la mayoría de las superficies externas de los edificios orientadas hacia el norte son recomendables. El rango de superficies posibles incluye: techos inclinados, fachadas, estacionamientos, claraboyas, superficies sobresalientes, etc. Por otro lado los módulos fotovoltaicos pueden ser considerados como elementos de construcción que además de generar electricidad sirvan para otro propósito tal como proveer sombra, aislamiento del ruido, etc. Esto aumenta su valor y los hace más convenientes. Los aspectos estéticos inherentes en tal integración deberían ser cuidadosamente considerados por los diseñadores. Ya que estos sistemas se convierten en parte de un domicilio, es importante considerar cómo podrían afectar la seguridad de los habitantes. Hasta el momento no existen normativas acerca de estos aspectos. Algunos aspectos especiales de este tipo de instalación eléctrica incluyen: i) la

fuente primaria de energía, el sol, no puede ser “apagado”, ii) usan DC y iii) el generador, que en este caso es el módulo fotovoltaico, está expuesto a los elementos. Se debe ejercer prudencia y se deben observar las siguientes pautas

- El voltaje usado en el módulo no debería exceder 120 V nominales.
- Los inversores de una fase no debería ser usados para cargas sobre 5 kWp.
- Debería haber una separación considerable entre las líneas positivas y negativas en la caja de conexión entre el módulo fotovoltaico y el inversor.
- Se debería utilizar cables que sean resistentes al clima, de manera que no exista riesgo de incendio incluso en caso de cortocircuito en el generador.
- Se debería poner a tierra las partes metálicas del generador (armazón, estructuras de soporte, etc).
- Se debería evitar separar demasiado los conductores positivos y negativos entre el generador y el inversor para eliminar loops grandes. Esto puede aumentar la probabilidad de voltajes peligrosos inducidos por relámpagos.
- Se debería aislar eléctricamente las partes AC de las partes DC del sistema.
- Con el objetivo de evitar daño a la red y de no poner en peligro al personal encargado de la mantención, la conexión y desconexión debería ser llevado a cabo de acuerdo a las normativas aplicadas a las estaciones de energía. (desconexión automática si la red sobrepasa ciertos límites de voltaje y frecuencia)

La mayoría de los sistemas que intercambian energía con la red tienen un tamaño de menos de 20 kWp. Usan inversores autosincrónicos con una alta frecuencia de corte, los que son usualmente muy silenciosos y por lo tanto podrían usarse dentro de las casas sin causar molestias.

Un sistema fotovoltaico bien diseñado puede producir entre 140 y 180 kWh/año por m^2 de módulo. Es interesante contrastar estas cifras con el consumo actual de electricidad del sector domiciliario de Chile que es de 4800 kWh por casa en el año 2001. Esto significa que la superficie de generador necesitada para autosuficiencia es de entre 27 m^2 y 34 m^2. Este simple cálculo muestra que no hay problema de espacio previniendo una explotación masiva de la tecnología.

Aparte de esto, debido a que los costos de compra y venta de energía son generalmente diferentes, la viabilidad económica de estos sistemas no sólo depende de la cantidad de energía producida sino también de cuanta energía es intercambiada con la red, como veremos más adelante.

Completemos esta sección con una breve reseña histórica. La primera casa fotovoltaica conectada a la red está en Arlington, en la Universidad de Texas. Comenzó a operar en 1978 y todavía funciona normalmente. Desde entonces esta aplicación es un objeto de creciente interés. La introducción de un conjunto de impuestos de concesiones entre 1979 y 1984 favoreció las inversiones en energía renovables haciendo que esta tecnología floreciera en el sur de los EEUU donde hay alrededor de 2000 de estas casas.

En Europa a tendido a rezagarse, pero ahora esta haciendo un esfuerzo significativo. El programa “1000 techos fotovoltaicos”, instigado por el gobierno alemán, es el más emblemático. A causa de la muy buena recepción por parte del público, la cantidad ha crecido bastante más allá de los mil. En Suiza hay alrededor de 1.3 MWp diseminados en más de 400 sistemas. En Holanda está instalado 1 MWp. Se han hecho movimientos similares en otros países como España.

6.4.2.1 Conexiones a la red con acumuladores

Algunas tomas de la red eléctrica sufren de problemas de calidad de suministro, a causa de la capacidad limitada de la línea en relación a la demanda que debe ser alcanzada. Para resolver esto, se han propuesto algunas alternativas basadas en una combinación de un generador fotovoltaico, un inversor y una batería recargable. El arreglo es usado para inyectar energía en los puntos problemáticos de la red. La energía viene de los paneles fotovoltaicos en el día y de la batería durante la noche cuando el consumo es alto. La batería puede ser recargada desde el generador fotovoltaico durante el día o desde la red cuando la demanda es pequeña. De esta manera, la carga a la red durante las horas punta se reduce. La mejora resultante en la calidad del suministro puede darle más valor a la energía inyectada a la red, haciendo el sistema fotovoltaico más conveniente.

6.4.3 Consideraciones económicas

En términos generales, un sistema fotovoltaico produce electricidad, que a su vez, es usada para producir un beneficio tangible tal como iluminación, agua etc. Consecuentemente, el valor económico de tal sistema puede ser analizado ya sea viendo el valor de la electricidad producida o el valor de los beneficios producidos. Ambos métodos son posibles. Sin embargo es conveniente distinguir entre dos situaciones:

6.4.3.1 Sistemas aislados de la red

Para suministrar energía eléctrica en sitios remotos y aislados (por ejemplo, en el sector rural) hay diferentes alternativas: extensión de redes, plantas eléctricas individuales o comunitarias, baterías recargables, generadores diesel, sistemas fotovoltáicos, etc. Con el fin de elegir entre estas alternativas es necesario considerar las características de la demanda y del suministro de energía de cada una de ellas, y sus respectivos costos

asociados. Si el diseño de las diferentes alternativas es tal que satisfacen la demanda, siendo el suministro igualmente confiable, entonces la comparación entre las diferentes alternativas en igualdad de condiciones técnicas se podría reducir a una comparación económica. Los costos en que se incurre para generar energía eléctrica se pueden clasificar de acuerdo a diferentes criterios. Si se considera el tiempo, se habla de costos iniciales o de capital y otros costos de funcionamiento que se presentan posteriormente en el tiempo. Al primer grupo pertenecen todos los costos en equipos, instalaciones, derechos de conexión (en el caso de extensión de redes), esto es, todos las inversiones que hay que hacer para tener un sistema en capacidad de suministrar energía. Pero para obtener energía durante el tiempo es necesario comprar combustibles, pagar operarios que se ocupen de la operación y mantenimiento del sistema de generación, disponer de fondos para hacer reemplazos de partes que se deterioran con el uso, etc. De acuerdo a lo anterior, los costos se pueden clasificar en:

- Costos de capital o iniciales
- Costos de O&M (Operación y Mantenimiento, incluyendo reparaciones)
- Costos de combustibles
- Costo de reemplazos

Dependiendo del tipo de sistema, la estructura de estos costos varía. Si se comparan pequeñas plantas a gasolina o diesel vs sistemas fotovoltaicos (SFV), para las plantas a gasolina o diesel los costos iniciales son bajos, los costos de O&M moderados pero los costos de los combustibles son altos y mayores si se tienen que transportar a zonas remotas o adquirir en ellas. Por el contrario, los SFV tienen costos iniciales altos pero cero costo de combustibles y bajísimos costos de O&M. De acuerdo a lo anterior es claro entonces que una decisión entre dos alternativas no se puede tomar considerando solamente, por ejemplo,

un tipo de costos como pueden ser los costos iniciales, sino que es necesario considerar todos los costos que se causan durante la vida útil del proyecto.

Pero, ¿cómo considerar costos que se generan en diferentes períodos de tiempo?

El método de análisis denominado CCVU (Costo del Ciclo de Vida Util) permite hacer una comparación entre las diferentes alternativas al considerar la totalidad de los costos que se presentan durante la vida útil del proyecto. Para seleccionar un sistema se compara el CCVU de los diferentes sistemas y se selecciona el que presenta el CCVU más bajo. En el caso de los SFV, se determina su CCVU y el de los sistemas alternativas. De allí se decide la preferencia por el SFV o el sistema alternativo. Figura 6.12

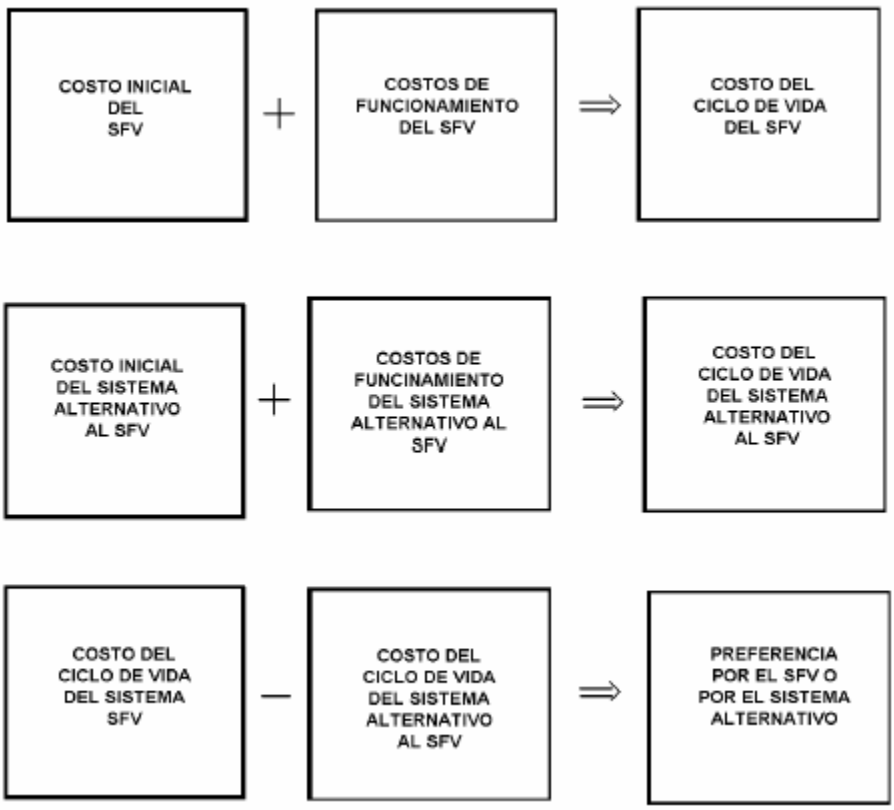


Figura 6.12 Comparaciónde CCVU's para determinar la preferencia por un sistema fotovoltaico (SFV) o un sistema alternativo (Los costos de funcionamiento incluyen todos los costos exceptuando los iniciales)

El CCVU es un método de evaluación económica que calcula el costo total de un sistema durante la vida útil del mismo. Este método considera el costo inicial y todos los demás costos necesarios para que el sistema funcione apropiadamente.

El CCVU de un sistema está dado por

$$CCVU = Cvp + O\&Mvp + Evp + Rvp - Vvp \qquad (6.1)$$

en donde el subíndice vp enfatiza que se trata de costos calculados en valor presente (VP). Se consideran los siguientes costos:

Costo de capital o inicial (Cvp): este costo es el costo de los equipos, incluyendo el diseño e ingeniería del sistema, y su instalación. Es un pago único que se hace al comienzo del proyecto.

Costo de operación y mantenimiento (O&Mvp): es la suma total de costos anuales actualizados (en valor presente) de desembolsos tales como salario de operarios, inspecciones de equipo, seguros, impuestos, mantenimiento prepagado, etc. y no incluye ni el costo del combustible consumido ni tampoco el costo de reemplazo de equipos ni reparaciones mayores. Estos costos se causan anualmente durante toda la vida útil del proyecto.

El costo del combustible (Evp) es el total de los costos anuales actualizados de los combustibles o energía consumida por el sistema. Estos costos varían anualmente a una tasa que es diferente de la de O&M, razón por la cual se considera separadamente de O&M.

El costo de reemplazo (Rvp) es la suma de todos los costos actualizados de reparaciones mayores y reemplazos de equipos que se presentan debido a que la vida útil de las

componentes de un sistema resulta inferior a la vida útil de todo el sistema y no ocurren de manera regular en el tiempo.

Se suele también incluir el valor de recuperación (Vvp) o salvamento que es el valor neto del equipo al final de la vida útil del sistema. En este caso hemos supuesto este valor igual a cero. Además de la ventaja de considerar todos los costos, el CCVU permite estudiar el impacto económico que tiene sobre el proyecto el uso de diferentes componentes de costo con diferentes factores de confiabilidad y también optimizar el diseño desde el punto de vista económico. Otra ventaja es que permite evaluar el impacto de variables económicas tales como tasas de interés e inflación.

Una limitación importante de este método es que no permite evaluar ventajas difícilmente cuantificables, como son por ejemplo, el costo asociado con la contaminación del aire o sonora producida por un generador a combustible.

Debido a que los costos ocurren en distintos años, entonces es necesario transformarlos a valor presente. Para ello se emplean factores de descuento.

La tasa de descuento empleada tiene un gran impacto sobre los resultados finales. Si se emplea una baja tasa de descuento, se enfatizará en los costos futuros debido a que se descuentan menos que los costos iniciales, mientras que una alta tasa de descuento enfatizará los costos iniciales sobre los costos futuros.

La tasa de descuento debe reflejar el nivel potencial de ganancias del propietario del sistema, independientemente de la clase de propietario que sea.

La tasa de rendimiento nominal no es la tasa de rendimiento real o efectiva percibida por el inversionista. La inflación hará disminuir el valor de las ganancias futuras. Por lo tanto es preciso restar el porcentaje de inflación de la tasa de rendimiento nominal para obtener la tasa de descuento real. Sin embargo, la inflación afecta de manera diferente

a los diferentes productos. En general podemos suponer que existe una inflación para productos y una escalación (o aumento) de costos de combustibles superior a la tasa de inflación de los demás productos.

Para aplicar el CCVU es necesario ejecutar los siguientes pasos:

- Determinar la carga que debe atender el sistema
- Determinar la capacidad del sistema de generación (y de los sistemas alternativos)
- Determinar las condiciones económicas de la evaluación y la vida útil del proyecto.
- Determinar el valor presente total del sistema (incluyendo todos los costos que se presentan durante la vida útil del proyecto).
- Determinar el valor presente de otras alternativas de suministro de energía
- Comparar las diferentes alternativas (valor presente total del proyecto -en $ o US$- y el valor presente unitario -$/kWh o US$/kWh-).

En el anexo 2 se muestra un ejemplo en donde se comparan los costos de un sistema fotovoltaico con un generador diesel utilizando el CCVU.

Para alimentar un sistema remoto aislado tales como son las viviendas rurales y determinar que tipo de alternativa de suministro de energía es la más adecuada (sistemas fotovoltaicos, generadores diesel, o extensiones de redes) se debe evaluar el costo de la energía suministrada el cual depende de la distancia que es necesario transportar la energía y el nivel de demanda. Actualmente se ha determinado que para demandas inferiores a 10 kWh/día los sistemas fotovoltaicos son la mejor alternativa para el suministro de energía (anexo 2), los generadores diesel ocupan un rango intermedio y para demandas superiores sigue siendo más económico la interconexión.

6.4.3.2 Sistemas Conectados a la Red

En estos, el producto final apreciado por usuario es la energía eléctrica producida por el sistema, que puede ser consumida directamente o vendida a la red.

Los precios a los que se compra y se vende la energía difieren, así como los costos de la electricidad generada convencionalmente durante el curso de un día o un año. Por lo tanto la economía de este tipo de aplicación es vista de una manera diferente desde el punto de vista de la electricidad que se compra a la red y del usuario que la vende. El mejor parámetro para cuantificar la situación en lo que concierne a la red es el *costo de la energía producida*, P_p. Dada las suposiciones simplificadas de los costos de bajo mantenimiento y la ausencia de prestamos con interés pagable, u otros mecanismos financieros, P_p está dado por la expresión (6.2):

$$P_p(\$/kWh) = \frac{(A/P, r_D, N) \quad C_i(\$/kWp)}{365 Y_F (kWh/kW_P)} \qquad (6.2)$$

donde C_i es el costo inicial del sistema por cada kWp generado y (A/P, r_d, N) es la anualidad por unidad de capital desembolsada, sobre un periodo de N años a una tasa de descuento de r_d, siendo considerada la última como un valor regido por la inflación. Es dad por la ecuación (6.3)

$$(A/P, r_d, N) = \frac{r_d}{1-(1+r_d)^{-N}} \qquad (6.3)$$

La tabla 6.1 presenta los valores de (A/P, r_d, N) para diferentes combinaciones de r_d y N. Un rápido vistazo a esta tabla y a la ecuación de P_p, revela que los valore de P_p y r_d tienen una relación cercana. Ahora, elegir el valor correcto para r_d significa establecer la forma en que la economía general se desarrollará durante la vida del sistema fotovoltaico, la cual es típicamente mayor que 25 años. Este es un ejercicio muy difícil y un sujeto de

controversia permanente. Toca asuntos delicados tales como la justicia entre las generaciones. En efecto, altas tasas de descuento cobran importancia lejos de los costos futuros en general y por lo tanto favorecen a las presentes generaciones sobre las futuras.

Tabla 6.1 Valores del factor (A/P, r_d, N)

r_d (%)	N (años)			
	15	20	25	30
-3	0,0518	0,0358	0,0263	0,0201
-2	0,0565	0,0402	0,0304	0,0240
-1	0,051	0,0449	0,0350	0,0284
0	0,0667	0,0500	0,0400	0,0333
1	0,0721	0,0554	0,0454	0,0387
2	0,0778	0,0612	0,0512	0,0447
3	0,0838	0,0672	0,0574	0,0510
4	0,0899	0,0736	0,0640	0,0578
5	0,0963	0,0802	0,0710	0,0651
6	0,1030	0,0872	0,0782	0,0726

Desde el punto de vista del usuario, el valor de la inversión se cuantifica mejor por el Valor Actual Neto VAN, calculado como la diferencia entre los beneficios y los costos derivados de la inversión. Un valor positivo de VAN indica que la inversión es rentable y un valor negativo indica que está perdiendo dinero. Otra vez el caso más simple es no asumir costos de mantenimiento y descuidar los mecanismos financieros. El VAN esta dado por (6.4):

$$VPN\left(\frac{\$}{kW}\right) = 365Y_F\left[p_c(\$/kWh)F + p_v(\$/kWh)(1-F)\left[\frac{Fc(r_d, r_e, N)}{(A/P, r_d, N)}\right] - C_i(\$/kW)\right] \quad (6.4)$$

Donde F es la fracción anual de la energía producida por el sistema fotovoltaico que es consumida directamente por el usuario y que es por lo tanto innecesaria para comprar desde la red. P_c es el precio que el usuario paga por la energía comprada desde la red y P_v es el precio que la red recibe por la energía que vende. $F_c(r_e, r_d, N)$ es un factor que permite un posible crecimiento futuro de los costos de energía, de acuerdo con una tasa de crecimiento corregida por la inflación, r_e. Este factor se calcula como

$$F_C(r_d, r_e, N) = \frac{(A/P, r_d, N)}{(A/P, r_e', N)} \quad (6.5)$$

donde

$$r_e' = \frac{r_d - r_e}{1 + r_e} \quad (6.6)$$

Excepto en un escenario catastrófico de corto plazo, cualquier tipo de análisis económico, con valores de kW instalado alrededor de los U$ 10,000 llevan a la conclusión de que este tipo de aplicación fotovoltaica no es conveniente para el usuario, económicamente hablando. De todas maneras, la perspectiva real es más optimista a causa de la tendencia creciente a internalizar los costos externos de la producción de energía cuya identificación y cuantificación está recibiendo atención creciente. Los estudios sugieren que hay por lo menos cuatro tipos de costos de externalidades que debería ser considerados cuando se trata de comparar energía convencionales y renovables. Los primeros están relacionados con la polución (SO_2, NO_x, etc) y han sido estimados en unos US$ 0.056

/kWh a favor de la energía renovables. El segundo se refiere a los efectos macroeconómicos que resultan en el deterioro del balance de pagos cuando una fuente de energía es importada. . Esto es estimado en unos U$10 por barril de petróleo importado. Un tercer factor que implica costos adicionales de combustibles convencionales surgen de los problemas de seguridad: protección de las estaciones de energía, gastos militares en áreas productoras de petróleo, etc.). Finalmente el cuarto tipo se deriva del cambio climático provocado por las emisiones de $C0_2$. Esto es difícil de cuantificar debido al conocimiento limitado del impacto futuro de estos efectos. Un dato relevante es el estimado por la Comisión de la Comunidad Europea que, para reducir las actuales emisiones de la UE en un 20 %, sería necesario aumentar el costo del combustible en entre un 50 y un 150 %, dependiendo del contenido de carbono del combustible.

Este proceso de internalización de costos está teniendo diferentes efectos. Uno bien conocido es el intento de añadir un "eco-impuesto" al precio de la energía convencional. Más interesante aún, es la existencia de varios programas de apoyo para establecer sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Obviamente, estos programas apuntan a hacer del Valor Presente Neto del proyecto algo positivo a los ojos del usuario. Esto se puede lograr por varios medios. El programa alemán "1000 techos fotovoltaicos" ha elegido subvencionar el desembolso financiero inicial. El programa Suizo optó por establecer altos valores de P_v. Un caso especialmente significativo es el de Burgdof donde la compañía de distribución eléctrica municipal paga al usuario un franco suizo por cada kWh de electricidad de origen fotovoltaico, cuatro veces la cantidad que se cobra por cada kWh de electricidad de fuentes convencionales ($P_v = 4\ P_c$) . esto, además de ayudar a dar valores positivos de VPN, anima a los usuario ha preocuparse por la eficiencia y el funcionamiento saludable de sus

sistemas. Otros medios de promover los fotovoltaicos incluyen la exención de impuestos, créditos flexibles, etc.

Para terminar este capítulo señalamos que los sistemas fotovoltaicos que intercambian energía con la red representan una novedad conceptual importante dentro de la esfera de la generación de electricidad. Implican que algunas decisiones son trasladadas desde el marco de la actividad comercial, donde se tiende a seguir una lógica económica pura, a la actividad del individuo, cuya lógica tiende a incorporar muchos otros factores. Es probable que en el futuro inmediato veamos a las administraciones públicas traducir esta lógica en un aumento de la electricidad producida fotovoltaicamente, en beneficio de la diversificación y protección del ambiente.

Tabla 6.2 CUADRO RESUMEN FACTORES PRO ENERGÍA FOTOVOLTAICA

EXTERNALIDADES	
Contaminantes SO_2, NO_x 0.056 US$/kWh	**Fuente de energía importada** 1 % a importación de combustibles fósiles
Cambio Climático emisión de CO_2 ecoimpuesto a combustibles fósiles	**Gastos gubernamentales en seguridad de plantas petroleras**
PAGOS CONCEPTO DE ENERGÍA LIMPIA	
kWh fotovoltaico = x veces kWh convencional	Pagos por Potencia Firme de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red
CRÉDITOS BLANDOS Y SUBVENCIÓN ESTATAL	
50 % de la inversión inicial	Tasas bajas para financiamiento restante

CAPITULO VII.-CONCLUSIONES.

Las políticas energéticas en Chile, al igual que en la mayoría de los países de la región, tradicionalmente se orientaron hacia el aumento del suministro de energía y la ampliación de los sistemas de transmisión de la misma, con el objeto de abastecer a los grandes emprendimientos productivos y a los centros urbanos. Particularmente en Chile, la abundante disponibilidad de recursos hídricos motivó que la generación eléctrica se centrara casi exclusivamente en esta fuente. Los escasos recursos fósiles disponibles en el país (carbón y petróleo) se destinaron hacia el sector transporte y algunos sectores industriales, especialmente en aquellos como la actividad minera, que concentra sus actividades en el árido norte del país, con escasa disponibilidad de recursos hídricos.

Salvo la búsqueda de disponibilidad de nuevas fuentes energéticas y de proveer abastecimiento abundante y al menor costo frente a las demandas energéticas de la producción nacional, no se han priorizado en Chile objetivos de sustentabilidad ambiental, social o política para el sector. Sin embargo, a partir de los año 80, el sistema eléctrico empezó. a enfrentar problemas crecientes, debido a la baja disponibilidad de recursos fósiles propios y la excesiva dependencia de la generación hidroeléctrica, que debido a las variaciones climáticas, se tradujo en mayor inseguridad en el suministro eléctrico. Estos problemas empezaron a poner en jaque la confiabilidad del sector, debiendo recurrirse a estrategias de ahorro y racionamientos de electricidad en varias oportunidades durante los años 90. Simultáneamente, la quema de combustibles fósiles generó niveles crecientes de contaminación atmosférica, especialmente en los grandes centros urbanos. Todos estos problemas obligaron al país a buscar nuevas fuentes de energía. Esencialmente, ello se

concretó en la segunda mitad de los 90, con la adopción del gas natural, proveniente de Argentina, como combustible para la diversificación de fuentes energéticas, especialmente en el sector eléctrico.

El ingreso del gas natural a la matriz energética fue intensivo y veloz. En pocos años se implementaron diversas plantas de generación eléctrica a través del ciclos combinados, en base a gas natural. Sin embargo, a partir del año 2002 la crisis económica y la menor inversión en el sector en Argentina generó el escenario de una eventual crisis de disponibilidad en el suministro de gas natural hacia Chile. Durante el año 2004 esta situación se hizo crítica traduciéndose en recortes reales de gas que afectaron a plantas de generación existentes tales como Nueva Renca, Tal Tal, Nehuenco I y III y a plantas que se instalaron durante el año tal como Nehuenco II, esta situación se extendió desde abril a septiembre dejando alguna restricciones permanentes para Tal Tal y Nehuenco III, se congelaron los permisos de exportación quedando en duda el suministro de gas para Nehuenco II y Candelaria que parte su funcionamiento el año 2005. La crisis de gas del año 2004 no trajo cortes de suministro eléctrico a clientes residenciales sólo debido a que existían los recursos hídricos para hacerle frente, y a que existía la posibilidad de remplazar la generación a gas con generación diesel de los ciclos combinados.

Al escenario de vulnerabilidad en el suministro de gas, se sumó la situación de saturación de algunas cuencas de la zona central del país por la presencia de contaminantes atmosféricos como el NOx, asociados, entre otros, a las plantas de ciclo combinado que utilizan gas natural para la generación eléctrica. Este hecho evidenció la excesiva concentración de la generación eléctrica en el gas natural y, al mismo tiempo, la concentración de las plantas en zonas cercanas a la demanda. Ello está actualmente obligando a quienes toman las decisiones en materia de energía, a pensar en nuevas

alternativas para la diversificación y la seguridad del sector eléctrico. Para el cálculo del precio nudo de este año (abril y octubre), la autoridad cambió el plan de obras con 8 ciclos combinados en forma seguida para los siguiente 10 años, a un plan de obras que incluye la instalación de centrales carboneras, centrales hidroeléctricas de pasada, centrales que funcionan a gas natural licuado (GNL) y centrales geotérmicas.

Desde la política energética oficial en Chile, no existe una definición consensuada y pública sobre el conjunto de problemas que debiera enfrentar, ni menos aún, una visión de largo plazo del sector desde la perspectiva de un desarrollo en el abastecimiento de la generación con recursos renovables.

En resumen los principales problemas que enfrenta el sector energético en nuestro país son:

- Excesiva dependencia de combustibles externos
- Vulnerabilidad eléctrica por concentración de la generación en la energía hidroeléctrica y gas natural.
- Límites ambientales y contaminación local: Saturación de cuencas por emisiones de la quema de combustibles fósiles.
- Concentración de la propiedad y de la gestión energética en muy pocos actores.

Enfrentar en el corto plazo el problema de dependencia y vulnerabilidad energética que sufre el país y asegurar la confiabilidad en el suministro, requiere apurar el proceso de diversificación de la matriz energética; y que esta diversificación se realice prioritariamente a través de la incorporación de fuentes de energía renovable no convencionales (ERNC), las cuales son nacionales, limpias y renovables (se renuevan sin agotar la fuente). El fomento de estas fuentes de energía también contribuye a la diversificación y multiplicación de los

actores involucrados en la producción y distribución energética, facilitando la descentralización, el acceso al servicio y la estabilidad del sistema.

En este contexto la utilización de celdas fotovoltaicas en generación distribuida se presenta como una de las soluciones a los problemas antes descritos, principalmente debido a que Chile cuenta con privilegiadas condiciones para el aprovechamiento de la energía solar. En la zona norte, entre Arica (I región) y Coquimbo (IV región) las condiciones de pureza del cielo, el numero de días despejados que en el interior supera los 300 días al año, y los índices de 75% de transparencia atmosférica media, no tienen equivalente en otras latitudes. Se calcula un potencial de producción eléctrica de 20.000 MW en base a radiaciones estimadas de 4.500 a 3.700 Kilocalorías/m3/día entre las regiones I y VII respectivamente, en nuestro país. Sin embargo aunque geográficamente las condiciones son inmejorables para proyectos solares confiables y rentables, el costo del aprovechamiento de la energía solar es muy superior a otras fuentes no convencionales, alrededor de 10.000 US$/kW instalado, lo que hace inviable su ingreso a la matriz por el momento, restringiendo su utilización a pequeños proyectos en zonas aisladas, tal como el programa de electrificación rural implementado en la zona norte, en donde se pretende la ejecución a gran escala de 6.000 soluciones fotovoltaicas individuales acompañado de un programa de capacitación para los usuarios y de la creación de pequeñas empresas o cooperativas rurales que se harán cargo de su operación y mantenimiento. . En capítulos anteriores se pudo apreciar que las opciones de suministro de energía con un sistema fotovoltaico son muy favorables y económicas para demandas inferiores a 10 kWh/día. Los progresos en la utilización de materiales que hacen las celdas más eficientes y más económicas tales como teluro de cadmio, diselenuro de Indio cobre y arseniuro de galio, celdas de película delgada y de silicio amorfo estrechan las brechas de costo inicial con otras alternativas. Por otro

lado como no existen piezas móviles las celdas solares duran mucho tiempo y no necesitan mantenimiento, de hecho los fabricantes las entregan con garantía de 20 años, aún cuando en la actualidad hay celdas funcionando que tienen más años. Por último cabe señalar que, al igual como se han implementado en otros países tales como Alemania o Brasil, las energías renovables necesitan apoyo de parte del Estado con créditos “blandos” o subsidios para amortizar la inversión inicial, asegurar la compra de esta energía limpia con un con un pago adicional al precio de nudo por kWh realmente generado y entregado a la red y gravando la generación en base a combustibles fósiles, es una alternativa que aceleraría la inclusión de este tipo de tecnologías a la matriz energética del país.

CAPITULO VIII.- BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.

[Lore94] E. LORENZO,. (1994) **Solar Electricity, Engineering of Photovoltaic Systems**. Institute of Solar Energy, Polytechnic University of Madrid, Madrid España.

[New88] D.G. NEWMAN,. (1988) **Engineering Economic Analysis**. Engineering Press, San José, California.

[Kre88] F. KREITH AND J.F. KREIDER, (1988) . **Principles of Solar Engineering,** Hemisphere Publishing Corpporation, New York.

[Root86] D. ROOT, (1986).**Understanding Life Cycle Costing**, Florida Solar Energy Center Cape Canaveral, USA.

[Bloss93] W.H. BLOSS, F. PFISTERER Y H.P. HERTLEIN, (1993) **Photovoltaics : Solar Electricity**, World Solar Summit, Conf. 003/7, UNESCO Paris.

[Ric92] A. RICAUD, **Thin Film Photovoltaic Technology: From the Laboratory to Mass Production**, (1992) . Advanced Technology Assessment System, United Nations, New York.

[Mert92] R. MERTENS, (1992) **Photovoltaics: Presesent Reality and Future Prospects**. Advanced Technology Assessment System, United Nations, New York.

[Bloss93] W.H. BLOSS (1993), **Photovoltaics: Solar electricity**, World Solar Summit, París.

[Over82] R. VAN OVERSTRAETEN, R. MERTENS AND J. NIJS, (1982) . **Progress in Photovoltaic Energy Conversion**, Reports on Progress in Physics 45 1041-1112.

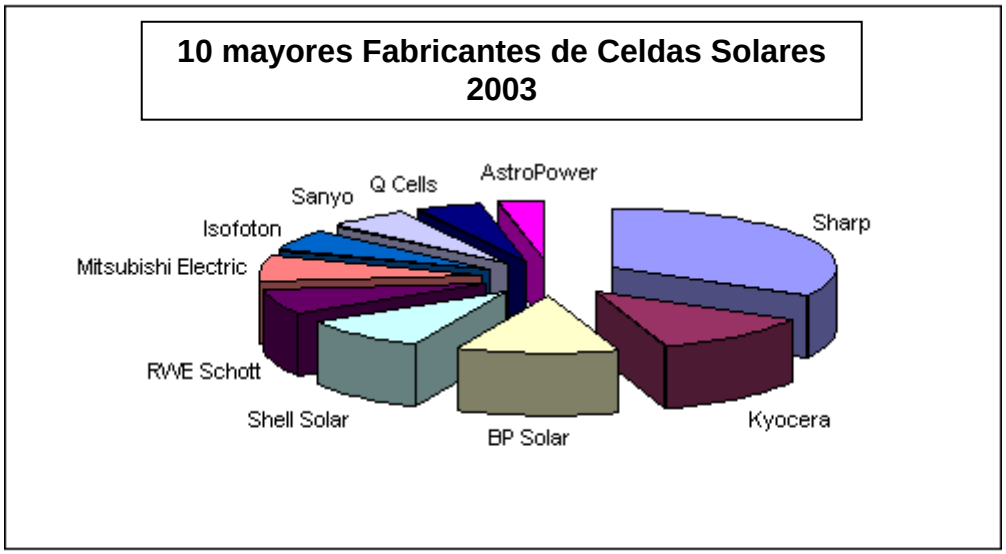
[Batt87] **Battery Book One-Lead Acid Traction Batteries**, (1987) Curtiss Instruments Mount Kisco, New York, USA..

Referencia de Internet

- http://www.solarbuzz.com
- http://www.iie.org.mx
- http://www.eere.energy.gov
- http://www.energias-renovables.com
- http://www.cdec-sic.cl
- http://www.cdec-sing.cl
- http://www.cne.cl
- http://www.eldiario.cl
- http://www.distributed-generation.com
- http://www.empresas.mundo-r.com/Solycia
- http://www.greenpeace.org
- http://www.suntechnics.de
- http: //www.shell.com

ANEXOS.

ANEXO I . Fabricantes de Celdas Fotovoltaicas.



Nombre Compañía	Dirección	Contacto	Tecnología de celda
Al-Afyi Solar Wafers y Cells Factory	P.O.Box 452, Jeddah, 21411, Saudi Arabia	**Tel:** 966 2 6634442 **Fax:** 966 2 6657597 **E Mail:**	Silicio Multicristalino
Antec	Emil-Paßburgstraße 1 D-99310 Arnstadt, Germany	**Tel:** 49-3628-5898600 **Fax:** 49-3628-5898699 **E Mail:** produktion@antec-solar.de	Telurio de Cadmio
Asirus	1119 S. Mission Road, #243 Fallbrook, California 92028, United States	**Tel:** 1 619 548 4315 **Fax:** 1 413 451 5878 **E Mail:** dparsons@asirus.com	Silicio Amorfo Película Delgada
Atersa	C/ Embajadores, 187 28045 Madrid Spain	**Tel:** 34 915 178 580 **Fax:** 34 914 747 467 **E Mail:** international@atersa.com	Silicio Monocristalino
Bharat Electronics Limited	2nd Floor S.N.Bldg, 25 M.G.Road, Bangalore - 560 001, India	**Tel:** 91 80 5595729 **Fax:** 91 80 5584911 **E Mail:** imd@bel-india.com	Silicio Monocristalino
Bharat Heavy Electricals Limited (BHEL)	Integrated Office Complex, Lodhi Road, New Delhi - 110003, India	**Tel:** (91) 11-4367927 **Fax:** (91) 11-4368837 **E Mail:** scvig@bhelindustry.com	Silicio Monocristalino
Boading Yingli New Energy Resource Co	Boading Sanfeng Road NO.255 071000, China	**Tel:** 86 312 213 1135 **Fax:** 86 312 213 4750 **E Mail:** yingli@yingligroup.com	Silicio Multicristalino
BP Solar	630 Solarex Court Frederick, Maryly 21703, USA	**Tel:** 1 301 698 4200 **Fax:** 1 410 981 0278 **E Mail:**	Silicio Mono y Multicristalino
Canon Inc **E Business Division**	3-30-2, Shimo-Maruko, Ohta-ku, Tokyo 146-8501, Japan	**Tel:** 81 3 3758 2111 or 81 3 3757 6675 **Fax:** 81 3 3757 7134	Silicio Amorfo Película Delgada

		E Mail:	
Canrom Photovoltaics Inc	108 Aikman Avenue, Hamilton, Ontario, Canada L8M 1P9	**Tel:** 1 905 526 7634 **Fax:** 1 905 526 9341 **E Mail:** info@canrom.com	Silicio Monocristalino
Central Electronics Limited (CEL)	4 Industrial Area, Ghaziabad, 201 010, Sahibabad, India	**Tel:** 91 575 77 19 05 **Fax:** 91 575 77 18 43 **E Mail:** cel@celsolar.com	Silicio Monocristalino
CSG Solar AG	Guardianstrasse 16, 06766, Thalheim, Germany	**Tel:** **Fax:** 49 3494 668610 **E Mail:**	Silicio Cristalino Película delgada
Energy Conversion Devices Inc (ECD Ovonics)	2956 Waterview Drive Rochester Hills, MI 48309, USA	**Tel:** 1 248 293 0440 **Fax:** 1 313 844 1214 **E Mail:** michelle@ovonic.com	Silicio Amorfo Película Delgada
Energy Photovoltaics Inc (EPV)	276 Bakers Basin Road Lawrenceville, NJ 08648, USA	**Tel:** 1 609 587 3000 **Fax:** 1 609 587 5355 **E Mail:** sales@epv.net	Silicio Ammorfo y película fina Diselenio de Cobre Indio
EniTechnologie SpA	Via A D'Yrea 6, 00048, Nettuno, Roma, Italy	**Tel:** 39 06 98560 300 **Fax:** 39 06 98560 234 **E Mail:** eurosolare@eurosolare.agip.agip.it	Silicio Mono y Multicristalino
Ersol	Wilhelm-Wolff-Str. 23 99099 Erfurt, Germany	**Tel:** 49 3 61 4 42 46 - 0 **Fax:** 49 3 61 4 42 46 - 25 **E Mail:** info@ersol.de	Silicio Multicristalino
E-Ton	No. 498, Sec. 2, Bentian Rd.,Tainan,709 Taiwan R.O.C	**Tel:** 886-6-3840777 **Fax:** 886-6-3840966 **E Mail:**	Silicio Mono y Multicristalino
Evergreen Solar Inc	259 Cedar Hill Street Marlboro, MA 01752 USA	**Tel:** 1 508 357 2221 **Fax:** 1 508 357 2279 **E Mail:** info@evergreen solar.com	String ribbon crystalline Silicio
First Solar LLC	4050 E Cotton Center Blvd. Suite 6-69 Phoenix, Arizona 85040, USA	**Tel:** 1 602 414 9300 **Fax:** 1 602 414 9400 **E Mail:** fsinfo@firstsolar.com	Telurio de Cadmio
Free Energy Europe	PO Box 9564 5602 LN Eindhoven The Netherlys	**Tel:** 31 (0)40 290 12 45 **Fax:** 31 (0)40 290 12 49 **E Mail:** info@free-energy.net	Silicio Amorfo Película Delgada
Fuji Electric Co Ltd	2-2-1 Nagasaka Yokosuka, Chiyoda-ku, 240-01, Kanagawa, Japan	**Tel:** 81 46 857 67 30 **Fax:** 81 46 6857 27 91 **E Mail:** info@fujielectric.co.jp	Silicio Amorfo
GE Energy (Solar Division)	231 Lake Drive, Newark, Delaware, USA	**Tel:** 1 302 451 7500 **Fax:** 1 302 451 7501 **E Mail:** solarsales@ps.ge.com	Silicio Monocristalino
Harbin-Chronar Solar Energy Electricity Corp	No 142 Jinxiang Street, Dongli District, Harbin, China	**Tel:** 86 451 82681322 **Fax:** 86 451 82681316 **E Mail:** hcsolar@163.com	Silicio Amorfo
Helios Technology srl	Via Postumia 11, 35010 Carmignano di Brenta (PD) Italy	**Tel:** 39 049 9430288 **Fax:** 39 049 9430323 **E Mail:** info@heliostechn ology.com	Silicio Monocristalino
Huamei PV Company	No.86 Jianguolu, Qinhuangdao, Hebei, China 066000	**Tel:** 86 335-3035394 **Fax:** **E Mail:**	Silicio Monocristalino
ICP Solar Technologies Inc	6995 Jeanne-Mance Montreal, Quebec Canada H3N 1W5	**Tel:** 1 514 270 5770 **Fax:** 1 514 270 3677 **E Mail:** info-customers@icpsolar.com	Silicio Amorfo Película Delgada

Iowa Thin Film Technologies	2337 230th Street, Boone, Iowa 50036, USA	**Tel:** 1 515 292 7606 **Fax:** 1 515 292 1922 **E Mail:**	Silicio Amorfo Película Delgada sobre sustrato de plástico
Isofotón SA	c/ Montalban No9, 2 Izq. 28014 Madrid, Spain	**Tel:** 34 91 531 2625 **Fax:** 34 91 531 1007 **E Mail:** isofoton@isofoton.es	Silicio Monocristalino
Kaifeng Solar Cell Factory	No.45 XinhuaDongjie, Kaifeng, Henan, China 475000	**Tel:** 86 378 597722 **Fax:** 86 378 5958025 **E Mail:**	Silicio Monocristalino
Kaneka Corporation	3-2-4,Nakanoshima, Kita-ku Osaka 530-8288, Japan	**Tel:** 81 6 6226 5237 **Fax:** 81 6 6226 5144 **E Mail:** kanekapv @kn.kaneka.co.jp	Silicio Amorfo Película Delgada
Kvazar JSC	severno syretskaya 3, Kiev, Ukraine	**Tel:** 380 44 205 34 77 **Fax:** 380 44 205 34 77 **E Mail:** camedicslev@hotmail.com	Silicio Mono y Multicristalino
Kyocera Corporation (Solar Energy Division)	Kyocera Corporation Headquarters Building 6 Takeda Tobadono-cho, Fushimi-ku, Kyoto 612-8501, Japan	**Tel:** 81 75 604 3476 **Fax:** 81 75 604 3475 **E Mail:** webmaster_se @kyocera.co.jp	Silicio Multicristalino
Kyocera Solar Inc., (US Division)	7812 East Acoma Scottsdale, Arizona 85260	**Tel:** 1 480 948 8003 **Fax:** 1 480 483 6431 **E Mail:** info@kyocerasolar.com	Silicio Multicristalino
Maharishi Solar Technology Pvt. Ltd	A–14, Mohan Co-operative Industrial Estate Mathura Road, New Delhi–110 044, India.	**Tel:** 91 11 6959701 **Fax:** 91 11 6836682 **E Mail:** solar@maharishi.net	Multicristalino y Silicio Monocristalino
Matsushita Battery Industrial Company (MBI)	Photovoltaic Division, 1-1 Matshushita-cho, Moriguchi-shi, 570-8511, Osaka, Japan	**Tel:** 81 (0)6 6991 1141 **Fax:** **E Mail:**	Silicio Cristalino, Telurio de Cadmio película delgada
Matsushita Seiko Co Ltd	4017, Shimonakata, Takaki-cho, Kasugai, Aichi, 486-8522, Japan	**Tel:** 81 0568 81 1511 **Fax:** **E Mail:**	Silicio Monocristalino
Microsolpower India P Ltd	10/3/3-30, Dev Appartments East, Nehrunagar, Secunderabad, A.P., 500016, India	**Tel:** 91 40 27766917 **Fax:** 91 40 27766916 **E Mail:** info@microsolpower.com	Silicio Monocristalino
Mitsubishi Electric Corporation	Mitsubishi Denki Building 2-2-3, Marunouchi, Chiyoda-ku, Tokyo 100-8310, Japan	**Tel:** 81-3-3218-2111 **Fax:** **E Mail:**	Silicio Multicristalino
Mitsubishi Heavy Industries (Power Systems Division)	5-1 Marunouchi 2-Chome, Chiyoda-ku Tokyo 100-8315, Japan	**Tel:** 81 (0)3 3212 9408 **Fax:** 81 (0)3 3212 9874 **E Mail:**	Silicio Amorfo Película Delgada
Motech Industries Inc	Solar Electricity Division, No 3 Da-Shun 9th Road, Tainan County, 744, Hsin-Shi, Taiwan	**Tel:** 886 6 505 07 89 x204 **Fax:** 886 6 505 17 89 **E Mail:** simon_tsuo@motec hind.com	Silicio Multicristalino
Neskor Solar Co Ltd	222-7, Sinneung-li, Seoun-myeon, Anseong-si, Kyeonggi-do, Korea (Zip Code : 456-853)	**Tel:** 82-31-671-5833~5 **Fax:** 82-31-671-5836 **E Mail:** neskor@kornet.net	Silicio Monocristalino
Ningbo Solar Energy Power Co	Zhou Fuuzhang, 315012 No 80 Qiafengjie, Ningbo, Zhejiang, China	**Tel:** 86 574 712 1761 **Fax:** 86 574 712 1586 **E Mail:**	Silicio Monocristalino

Pentafour Solec Technology Limited (licensee of Solec International)	Chitra Towers, 332-2 Aarcot Road, Kodambakkam, Chennai 600 024, India	**Tel:** 91 44 4836 351 **Fax:** 91 44 4834 517 **E Mail:**	Silicio Monocristalino
Photon Semiconductor & Energy Co., Ltd.	300, Cheoncheon-dong, Jangan-gu, Suwon-si, Gyeonggi-do, 440-746 Korea	**Tel:** 82 55 294 2116 **Fax:** 82 55 294 2118 **E Mail:** master@psec.co.kr	Crystalline Silicio
Photovoltech NV SA	Grijpenlaan 18 3300 Tienen, Belgium	**Tel:** 32 1 6805-850 **Fax:** 32 1 6805-905 **E Mail:** info@photovoltech.be	Silicio Multicristalino
Photowatt International SA (part of ATS Automation)	33 rue St Honore, ZI Champfleuri, 38300 Bourgoin Jallieu, France	**Tel:** 33 (0)474 93 80 20 **Fax:** 33 (0) 474 93 80 40 **E Mail:** marketing@ photowatt.com	Silicio Multicristalino
Q-Cells AG	Guardianstr. 16, D-06766 Thalheim, Germany	**Tel:** 49 3494 66 86-0 **Fax:** 49 3494 66 86-10 **E Mail:** sales@q-cells.com	Silicio Multicristalino
RWE Schott Solar	Industriestraße 13, , Alzenau, Germany. D 63755	**Tel:** 49 (0)6023 91-17 12 **Fax:** 49 (0)6023 91-17 00 **E Mail:** ase_sales@ ase.tessag.com	Silicio Monocristalino, Multi-cristalino y Silicio Amorfo Película Delgada
Sanyo Electric Co Ltd Soft Energy Co., Business HQ	222-1, Kaminaizen, Sumoto City, Hyogo 656 Japan	**Tel:** 81 799 23 2901 **Fax:** 81 799 24 4128 **E Mail:**	Silicio Amorfo/ Silicio Monocristalino híbrido
Scancell AS	Teknologivn.4 P.O.box 73 8501 Narvik, Norway	**Tel:** 47 76 96 45 00 **Fax:** 47 76 96 45 01 **E Mail:** scancell@scancell.no	Silicio Multicristalino
Sharp Corporation (Photovoltaics Division)	Sharp Photovoltaics Div. 282-1 Hajikami , Shinjo-cho, Kita-Katsuragi-gun, Nara Prefecture 639-2198, Japan	**Tel:** 81 745 63 3579 **Fax:** 81 745 62 8253 **E Mail:** webmaster@ sharp.co.jp	Silicio Mono y Multicristalino
Sharp Solar Systems Division, USA	5901 Bolsa Avenue, Huntington Beach, CA 92647, USA	**Tel:** 1 630 378 3357 **Fax:** **E Mail:**	Silicio Mono y Multicristalino
Shell Solar	4650 Adohr Lane Camarillo, CA 93012, USA	**Tel:** 1 805 388 6519 **Fax:** 1 805 388 6395 **E Mail:** solarsalesusa @shellsolar.com	Silicio Mono y multi cristalino y diselenio de cobre Indio película delgada
Shenzhen Topray Solar Co Ltd	9th Block, 1st Industrial Area of Nangang Area Nanshan District Shenzhen Guangdong China 518055	**Tel:** 86 755 27652266 **Fax:** 86 755 27653588 **E Mail:** topsolar@public. szptt.net.cn	Silicio Amorfo Película Delgada
Sinonar Corporation	8 Prosperity Road 1, Science-Based Industrial Park, Hsinchu, Taiwan	**Tel:** 886-2-23257235 **Fax:** 886-2-27036565 **E Mail:** solar@sinonar.com.tw	Silicio Amorfo
Solar Power Industries	13 Airport Road Belle Vernon, PA 15012, USA	**Tel:** 1 724 379 2001 **Fax:** 1 724 379 4028 **E Mail:** rrosey@solarpower industries.com	Silicio Multicristalino
SolarWorld AG	Kurt-Schumacher-Str. 12-14 53113 Bonn, Germany	**Tel:** 49 - (0) 228 / 55 92 00 **Fax:** +49 - (0) 228 / 55 92 099 **E Mail:** service@solarworld.de	Silicio Cristalino
Sinonar Corporation	Prosperity Road 1, Science-Based Industrial Park, Hsinchu, Taiwan, R.O.C.	**Tel:** 886 3 5783366 **Fax:** 886 3 5781812 **E Mail:** info@mail. sinonar.com.tw	Silicio Amorfo Película Delgada
Solar Cells (formerly	Tezacki put BB, 21000,	**Tel:** 385 21 374 510	Silicio Amorfo Película

Koncar Solar Cells)	Split, Croatia	**Fax:** 385 21 374 111 **E Mail:** contact@solar-cells.net	Delgada
Solartec s.r.o.	1 Máje 1000/M3, CZ- 756 64 Roznov pod Radhostem 3 , Czech Republic	**Tel:** 42 0651 603377 **Fax:** 42 0651 603393 **E Mail:** solartec@solartec.cz	Silicio Monocristalino
Solar Wind Europe S.L.	C/ Doctor Esquerdo, 17 - 2º 28028 Madrid, Spain	**Tel:** 34 620 20 49 93 **Fax:** 34 91 301 64 56 **E Mail:** stephan@solar-windeurope.com	Silicio Monocristalino
Solmecs (Israel) Ltd	Omer Industrial Park, P.O. Box 3026, Omer 84965, Israel	**Tel:** 972 7 6900950 **Fax:** 972 7 6900953 **E Mail:** michael@solmecs.co.il	Silicio Monocristalino
Solterra Fotovoltaico SA	via Milano 7 CH - 6830 Chiasso Switzerly	**Tel:** 41 91 695 40 60 **Fax:** 41 91 695 40 70 **E Mail:** info@solterra.ch	Silicio Monocristalino
Spheral Solar	25 Reuter Drive Cambridge, Ontario Canada N3E 1A9	**Tel:** 1 519 653 6500 **Fax:** **E Mail:**	Silicio Cristalino flexible
SunPower Corporation	430 Indio Way Sunnyvale, CA 94085 USA	**Tel:** 1 408 991 0900 **Fax:** 1 408 739 7713 **E Mail:** webmaster@sunpowercorp.com	Silicio Monocristalino
Suntech Power Co., Ltd	17-6 ChangJiang South Road, New District Wuxi, China 214028	**Tel:** 86 510 5345000 **Fax:** 86 510 5343049 **E Mail:** sales@suntech-power.com	Silicio Multicristalino
Sunways AG	Macairestr. 3-5, 78467 Konstanz, Germany	**Tel:** 49 7531 99677-0 **Fax:** 49 7531 99677-10 **E Mail:** info@sunways.de	Silicio Multicristalino
TATA/BP Solar (JV between BP Solar/TATA)	#78, Electronic City, Hosur Road, Bangalore, India	**Tel:** 91 080 2235 8465 **Fax:** 91 80 2852 0972 **E Mail:** tatabp@tatabp.com	Silicio Monocristalino
TerraSolar Inc	44 Court Street, Tower B, Brooklyn, New York, 11201, USA	**Tel:** 1 718 422 0100 **Fax:** 1 718 422 0300 **E Mail:** info@terrasolar.com	Silicio Amorfo Película Delgada
Tianjin Jinneng Solar Cell Co.,Ltd	Tianjin High Tech Industrial Park, Chinese Catalpa Park Road 20, Tianjin, 300384 PR China	**Tel:** 86 022 23078366 **Fax:** 86 022 23078367 **E Mail:** postmaster@jns.cn	Silicio Amorfo Película Delgada
Udhaya Semiconductors Ltd	1/473, Avanashi Road, Neelambur, Coimbatore 641 014, India	**Tel:** 91 422 2627851 **Fax:** 91 422 2628504 **E Mail:** udaya@uslsolar.com	Silicio Cristalino
United Solar Ovonic	3800 Lapeer Raod, Auburn Hills, Michigan 48326, USA	**Tel:** 1 248 475 0100 **Fax:** 1 248 364 0510 **E Mail:** info@uni-solar.com	Silicio Amorfo Película Delgada
Usha India Ltd	12/1, Mathura Road, Faridabad, Haryana, India 121 003	**Tel:** 91129 5277641-45 **Fax:** 91 129 5277679 **E Mail:** sachin@usha.org	Silicio Cristalino
VHF-Technologies SA	EICN Avenue de l'Hotel de Ville 7 2400 Le Locle, Switzerly	**Tel:** 41 (32) 930 31 95 **Fax:** 41 (32) 930 36 54 **E Mail:** marketing @vhf-technologies.com	Silicio Amorfo Película Delgada sobre sustrato de plástico
Viva Solar Inc	P.O. Box 53004, 10 Royal Orchard Blvd, Thornhill, Ontario, L3T 7R9, Canada	**Tel:** 1 905 762 9076 **Fax:** 1 905 762 9060 **E Mail:** sales@vivasolar.com	Silicio Monocristalino
West Bengal Electronics Industry Development	Webel Bhavan, Block EP & GP Sector V, Bidhannagar, Salt Lake Calcutta - 700	**Tel:** 91 33 357 1702 / 04/ 06 **Fax:** 91 33 357 1708 / 1739 **E Mail:** webel@giascl01.	Silicio Monocristalino

Corporation Limited (Webel SL Solar)	091 India	vsnl.net.in	
Würth Solar	Ludwigsburger Strasse 100, 71672 Marbach an Neckar, Germany	**Tel:** 49 07144 94 14-0 **Fax:** 49 07144 94 14-19 **E Mail:** wuerth.solar@we-online.de	Diselenio de cobre Indio película delgada
Yunnan Semiconductor Device Factory (part of Kunming TDSUN Technology Co.,Ltd.)	295 Jianshe Road, Kunming, Yunnan, 650033, China	**Tel:** 86 871 8328818-2611 **Fax:** 86 871 8328989 **E Mail:** lsl@tdsun.cn	Silicio Monocristalino

ANEXO II. Sistema Fotovoltaico vs Generador Diesel.

Con el fin de ilustrar el método CCVC, la tabla A1 muestra el análisis comparativo de costos para un sistema fotovoltaico y para un sistema que emplea un generador a combustible líquido, que deben suministrar durante 20 años la misma cantidad de energía en kWh (8 kWh/día).

Condiciones económicas

La vida útil se ha tomado 20 años. Se han considerado US$ para que los resultados mostrados tengan validez durante algún tiempo. Las cifras para las tasas corresponden bien con las de los costos en US$. El costo del combustible se ha supuesto 1 US$ para zonas aisladas.

Valor presente de los sistemas de generación

La potencia punta del sistema fotovoltaico (SFV) corresponde a la de un sistema en una región con 5 kWh/m² de irradiación solar diaria y una eficiencia energía DC-AC de 80%. El BOS (Balance of System: demás componentes del SFV excluyendo los módulos fotovoltaicos y las componentes que se den explícitamente) es el apropiado para la eficiencia dada.

La potencia del generador es de 7 kW y operando con un factor de carga promedio de 0.25, para generar 8 kWh/d debe operar 1669 h/año. En estas condiciones es necesario reemplazarlo cada 3.9 años. Se da el VP (valor presente) de cada uno de los reemplazos, calculado con el factor SPW (Tabla A1) y el total.

Considerando el VP a nivel de generador, el SFV es ya aproximadamente 38% del valor del kWh del generador.

Valor presente del banco de baterías

El banco de baterías se ha diseñado para una autonomía de 8 días. Debido a la baja tasa de descarga, la vida útil de la batería resulta en 14 años.

El banco de baterías para el sistema con generador, diseñado para tener energía 24 horas al día, debido a su menor capacidad tiene un costo menor pero también una menor vida útil (8.5 años). Por lo tanto requiere reemplazarse cada 8.5 años, en total 2 veces durante la vida útil del sistema. Además, el sistema requiere de un cargador de baterías (conversor AC DC). A nivel de banco de baterías (suministro DC), el kWh del SFV es 65% del valor del kWh para el generador.

TABLA A1. ANALISIS DE COSTOS

ANALISIS DE COSTOS PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO			
CONDICIONES ECONOMICAS			
Vida util del proyecto		20	años
Inflacion		6,0%	
Tasa descuento		8,0%	
Tasa real de descuento		2,0%	
VALOR PRESENTE DEL SFV Y BOS			
Potencia punta generador		2.000	Wp
Costo por Wp		9	$/Wp
Costo inicial		18.000	US$
Vida util esperada en horas			
Horas operacion al año			
Vida util esperada en años		20	años
VALOR PRESENTE DEL SFV Y BOS			
	año		
Instalacion inicial	0	18.000	US$
VP del generador y BOS		**18.000**	**US$**
O&M anual esperado		0	US$/año
VP de la O&M vida sistema		**0**	**US$**
COMBUSTIBLE			
Generación Diaria		8	kWh
Generación Energía		58.400	kWh
VP del SFV y BOS		**0.31**	**US$/kWh**

ANALISIS DE COSTOS PARA GENERADOR AUTONOMO			
CONDICIONES ECONOMICAS			
Vida util del proyecto		20	años
Inflacion		6,0%	
Escalacion de costos de combustible		7,0%	
Tasa descuento		8,0%	
Tasa real de descuento		2,0%	
Costo corriente del combustible		1,00	US$/gal
VALOR PRESENTE DEL GENERADOR			
Potencia punta generador		7.000	W
Costo por W		0,65	$/W
Costo inicial		4.500	US$
Vida util esperada en horas		6.500	hr
Horas operacion al año		1.669	hr
Vida util esperada en años		3,90	años
VALOR PRESENTE DEL GENERADOR			
	año		
Instalacion inicial	0	4.550	US$
Reemplazo 1	3.9	4.212	US$
Reemplazo 2	7.8	3.899	US$
Reemplazo 3	11.7	3.610	US$
Reemplazo 4	15.6	3.342	US$
Reemplazo 5	19.5	3.094	US$
VP del generador		**19.614**	**US$**
O&M anual esperado		250	US$/año
VP de la O&M vida sistema		**4.088**	**US$**
COMBUSTIBLE			
Factor de Carga promedio		0.25	
Consumo de combustible carga media		0.78	gal/hr
Consumo anual de combustible		1.301	gal/año
VP del combustible		**19.614**	**US$**
VP generador + O&M+combustible		**47.343**	**US$**
Generación Diaria		8	kWh
Generación Energía		58.400	kWh
VP Generador + O&M+combustible		**0.81**	**US$/kWh**

VALOR PRESENTE DEL BANCO DE BATERIAS			
Capacidad total del banco		64	kWh
Costo unitario de baterías		185	US$/kWh
Costo Inicial		11.840	US$
Vida útil esperada en ciclos		5.100	ciclos
Vida útil esperada en años		14	años
AÑO DE REEMPLAZO	**año**		
Instalacion inicial	0	11.840	US$
Reemplazo 1	14	8.978	US$
Reemplazo 2			
VP del banco de baterías		**20.818**	**US$**
VP del SFV+ BOS +Bco. Baterías		**38.818**	**US$**
VP del SFV, BOS, Bco. Baterías		**0.66**	**US$/kWh**
VALOR PRESENTE DEL INVERSOR			
Capacidad del inversor		5.00	W
Costo unitario de inversor		0,75	$/W

VALOR PRESENTE DEL BANCO DE BATERIAS			
Capacidad total del banco		18	kWh
Costo unitario de baterías		185	US$/kWh
Costo Inicial		3.300	US$
Vida útil esperada en ciclos		3.100	ciclos
Vida útil esperada en años		8,5	años
AÑO DE REEMPLAZO	**año**		
Instalación inicial	0	3.330	US$
Reemplazo 1	8,5	2.815	US$
Reemplazo 2	17,0	2.379	US$
VP del banco de baterías		**8.523**	**US$**
VP del generador + O&M+comb+bco baterías		**55.866**	**US$**
VP del generador , O&M, comb,bco bat.		**0.96**	**US$/kWh**
VALOR PRESENTE DEL CARGADOR BATERIAS			
Capacidad del cargador		5.250	W
Costo unitario de inversor		0,3	$/W
Costo inicial		1.575	US$
Vida util esperada en años		10	años
AÑO DE REEMPLAZO DEL CARGADOR	**año**		
Instalación inicial	0	1.575	US$
Reemplazo 1	10	1.292	US$
Reemplazo 2			
VP del cargador		**2.867**	**US$**
VP del generador + bco baterías+ cargador		**58.733**	**US$**
VP del generador + bco bat.+ cargador		**1.01**	**US$/kWh**
VALOR PRESENTE DEL INVERSOR			
Capacidad del inversor		5.00	W
Costo unitario de inversor		0,75	$/W

Costo inicial		3.750	US$
Vida útil esperada en años		10	años
AÑO DE REEMPLAZO DEL INVERSOR	**año**		
Instalación inicial	0	3.750	US$
Reemplazo 1	10	3.076	US$
Reemplazo 2			
VP del inversor		**6.826**	**US$**
VP del SFV+ BOS +Bco. Baterías+ inv		**45.644**	**US$**
VP del SFV, BOS, Bco. Baterías+inv.		**0.78**	**US$/kWh**
Costo Inicial Total		**33.590**	**US$/kWh**

Costo inicial		3.750	US$
Vida útil esperada en años		10	años
AÑO DE REEMPLAZO DEL INVERSOR	**año**		
Instalación inicial	0	3.750	US$
Reemplazo 1	10	3.076	US$
Reemplazo 2			
VP del inversor		**6.826**	**US$**
VP del generador + bco baterías+ cargador+ inv		**65.560**	**US$**
VP del gen + bco bat.+ cargador+ inv.		**1.12**	**US$/kWh**
Costo Inicial Total		**13.205**	**US$/kWh**

Si el suministro es AC, entonces es necesario agregar el VP del inversor. Suponiendo un inversor de 5 kW, el costo del kWh AC suministrado por el SFV asciende a 0.78 US$/kWh y para el sistema con generador a 1.12 US$/kWh.

La tabla A2 muestra comparativamente estas cifras. Evidentemente el sistema más ventajoso a lo largo de los 20 años es el SFV, a pesar de que requiere una inversión inicial 2.5 veces superior.

TABLA A2. CUADRO COMPARATIVO ENTRE SFV Y SISTEMA CON GENERADOR

SISTEMA	VP TOTAL	VP UNITARIO	INVERSION INICIAL
Fotovoltaico	US$ 45.644	0.78 US$/kWh	US$ 33.590
Con generador	US$ 65.560	1.12 US$/kWh	US$ 13.205

La figura A.1 muestran de manera desagregada el VP de los dos sistemas. Se observa claramente como los costos de combustible inciden definitivamente en el sistema con generador y como también el costo del banco de baterías es muy significativo en el costo del SFV.

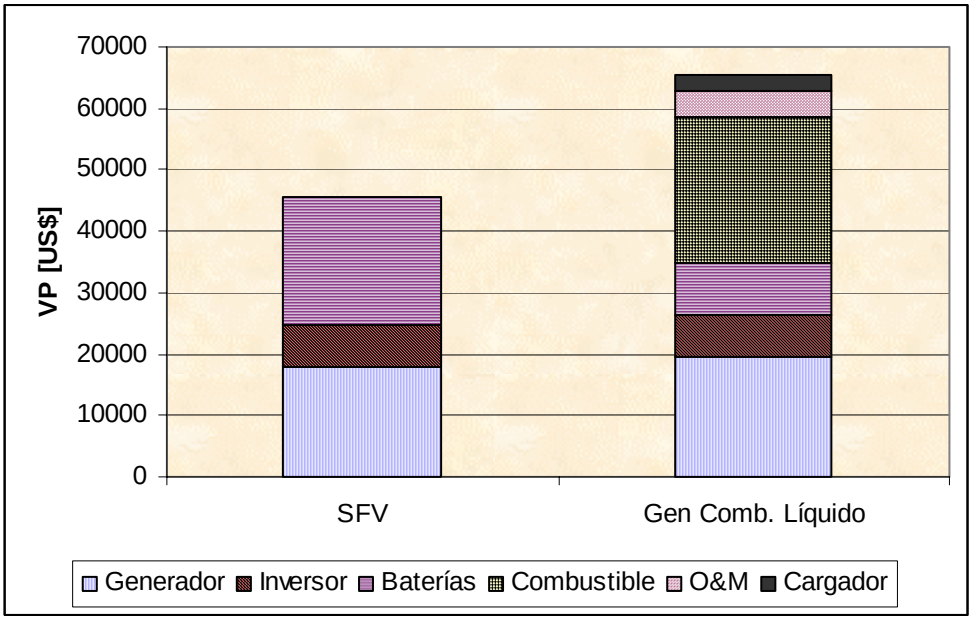


Figura A.1 Valor presente SFV y Generador a combustible líquido

ANEXO III. MAPAS DE RADIACIÓN.

El NREL publica, en forma periódica, los valores de insolación promedio, para una dada locación, usando colectores fijos con cinco ángulos de inclinación: horizontal: (0°), latitud del lugar menos 15°, latitud, latitud más 15°, y vertical (90°). Estos datos son complementados con mediciones tomadas usando superficies colectoras móviles, las que son montadas en aparatos que, automáticamente, siguen la trayectoria del sol. La información mensual proporciona, además, los valores de insolación máxima y mínima registrados para ese período. Complementando los datos de insolación, se tienen datos metereológicos de la máxima y mínima temperatura, por ciento de humedad relativa, y velocidad promedia del viento para la locación. Un dato importante, el de los días consecutivos promedio sin sol, no forma parte de la información, a pesar de su importancia en la determinación de la reserva de energía (banco de baterías).

LATITUD: Una forma universal de presentar los valores de insolación es usar, como referencia, un ángulo de inclinación para la superficie colectora que es igual al de la latitud del lugar. Los valores así obtenidos son complementados con mediciones hechas con ángulos de inclinación que varían +/-15° respecto al valor de referencia. Las Figuras A3.1 a A3.12 muestran los valores promedios para la radiación solar en el continente americano, durante un año, para tres ángulos de inclinación de los paneles respecto a la horizontal del lugar: latitud, latitud más 15° y latitud menos 15°. Estas cantidades representan, asimismo, la duración (en horas) del día solar promedio. En estos mapas se usa un punto, en lugar de la coma, para separar la cantidad decimal (notación típica de los EEUU de América).

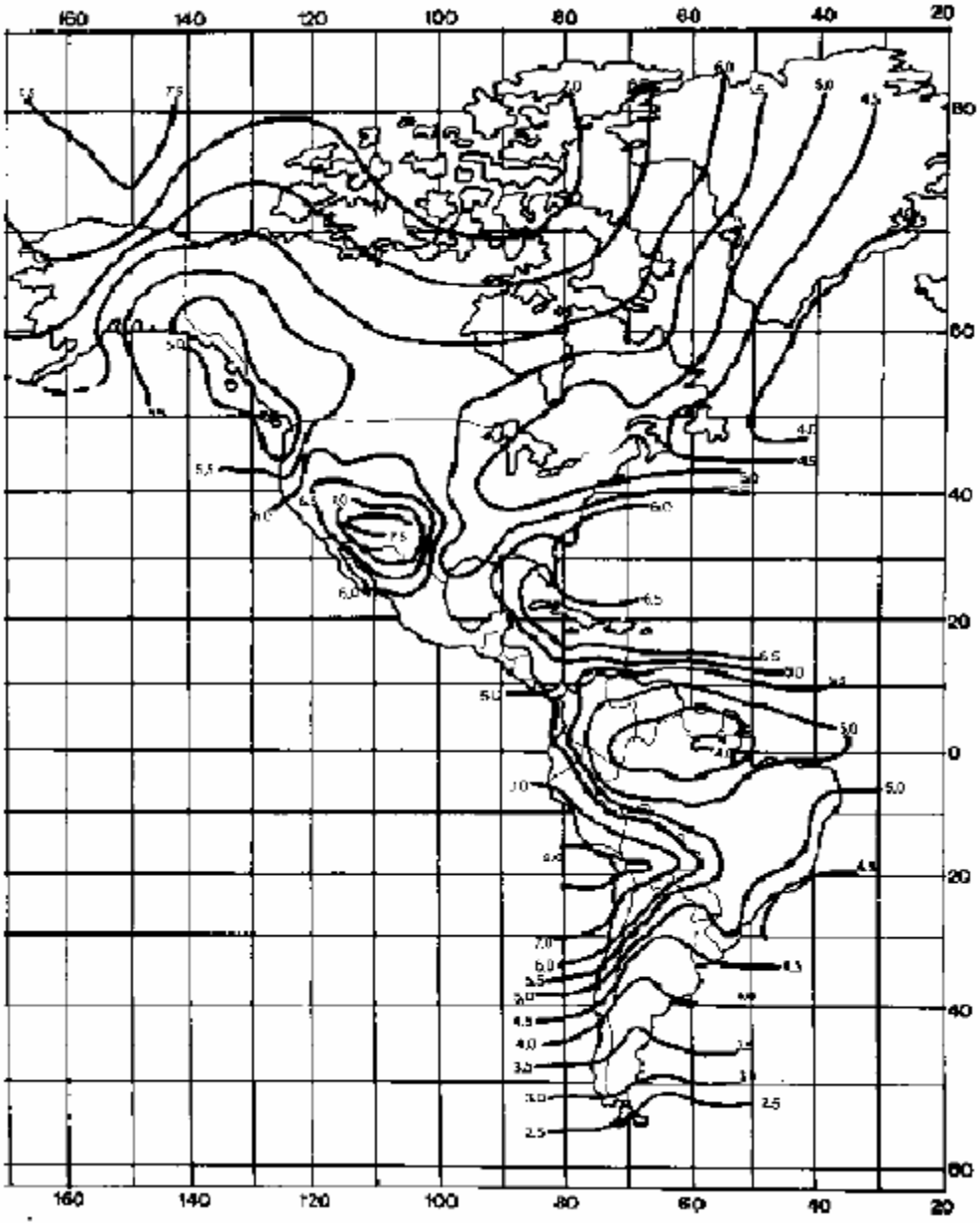


Fig A3.1 Duración del Día Solar. Inclinación : Latitud

Norte del Ecuador : Primavera
Sur del Ecuador: Otono

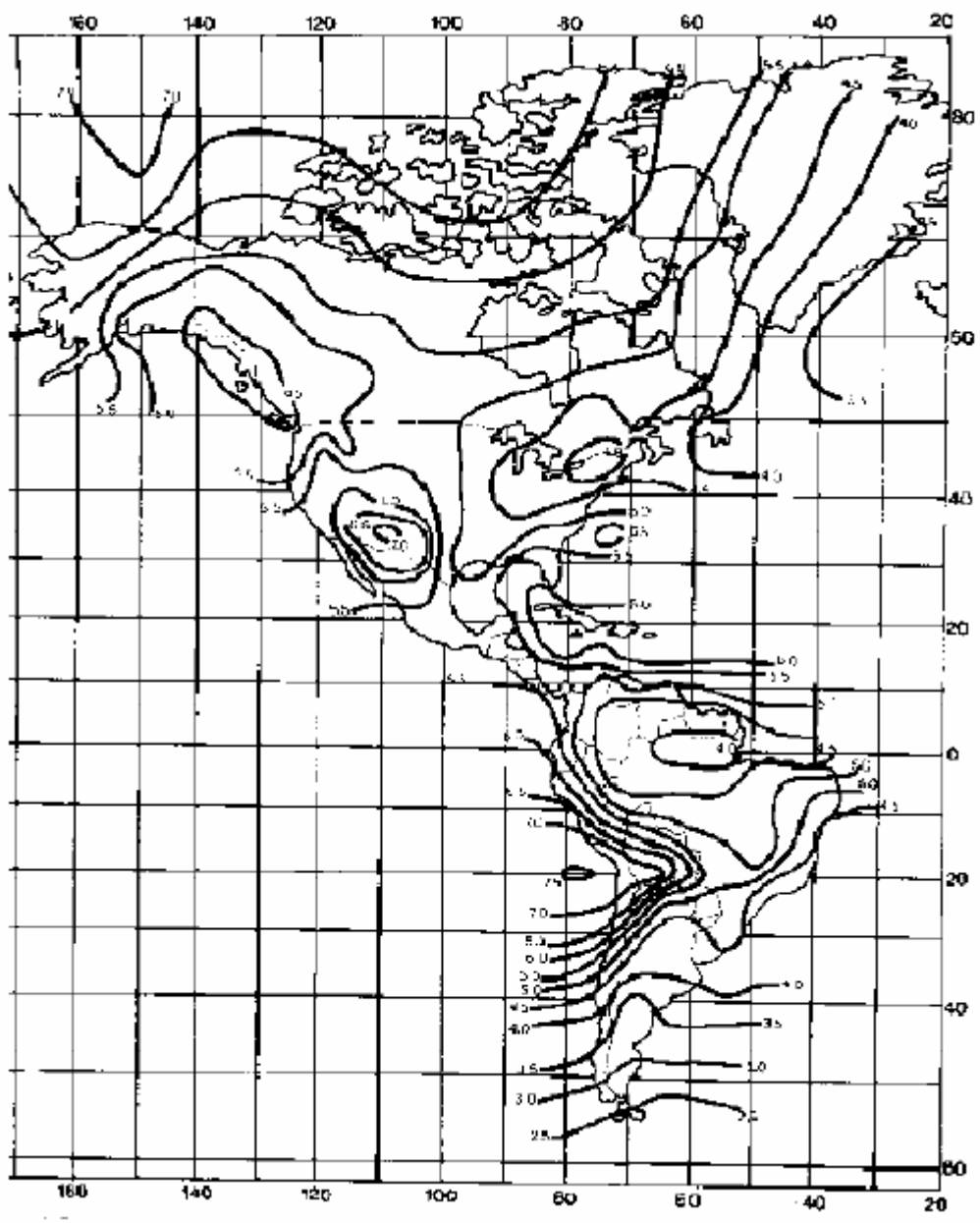


Fig A3.2 Duración del Día Solar. Inclinación : Latitud +15°

Norte del Ecuador : Primavera
Sur del Ecuador: Otono

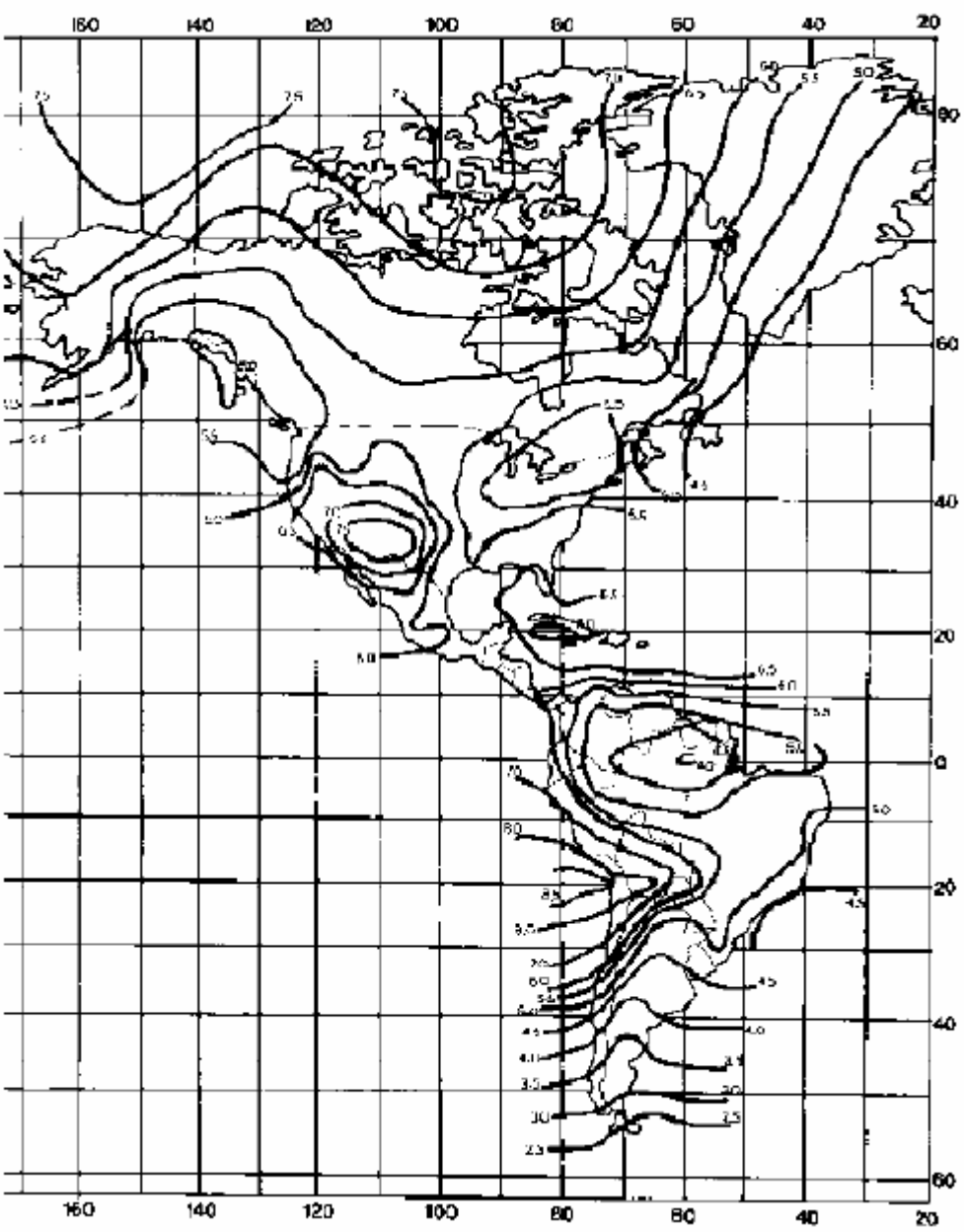


Fig A3.3 Duración del Día Solar. Inclinación : Latitud -15°

Norte del Ecuador : Primavera
Sur del Ecuador: Otono

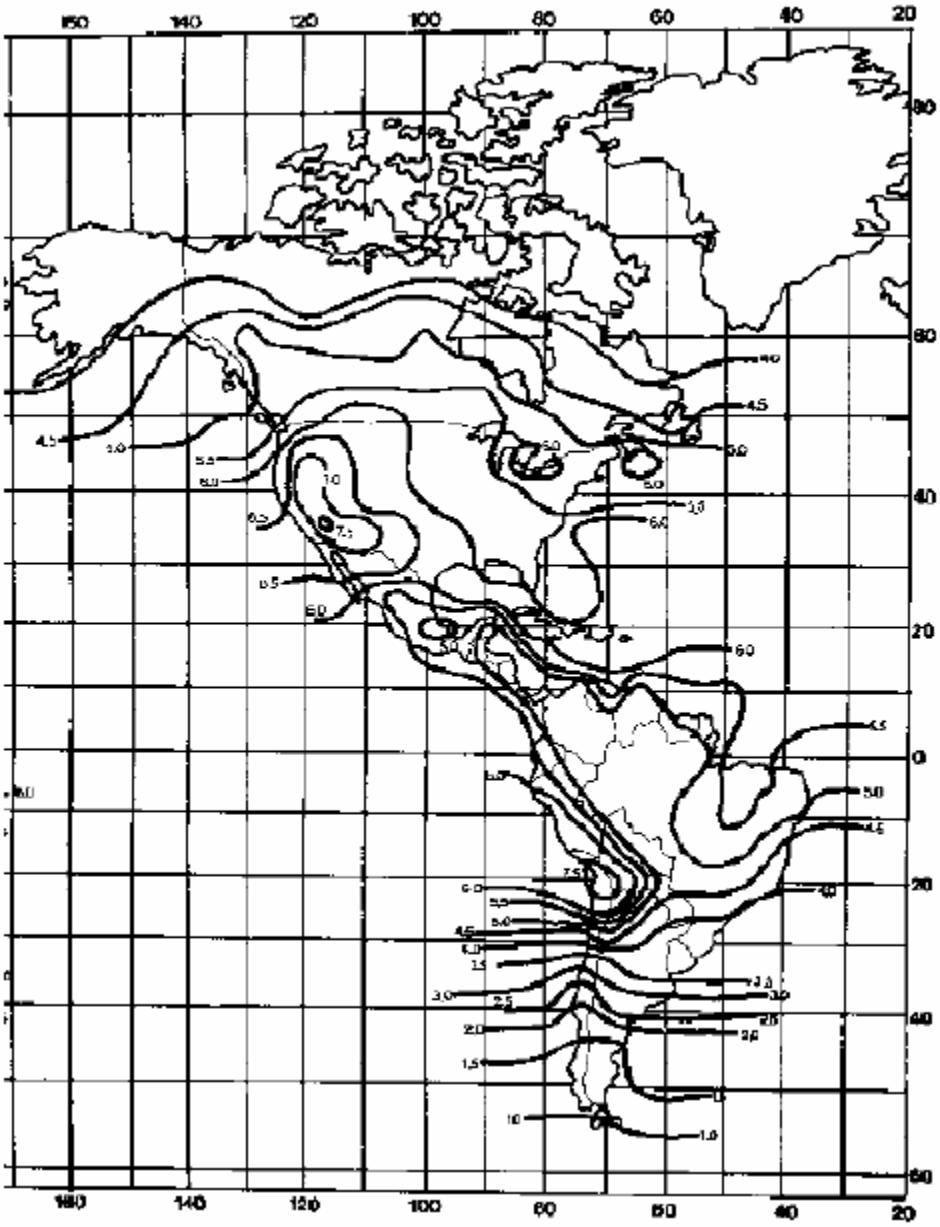


Fig A3.4 Duración del Día Solar. Inclinación : Latitud

Norte del Ecuador : Verano
Sur del Ecuador: Invierno

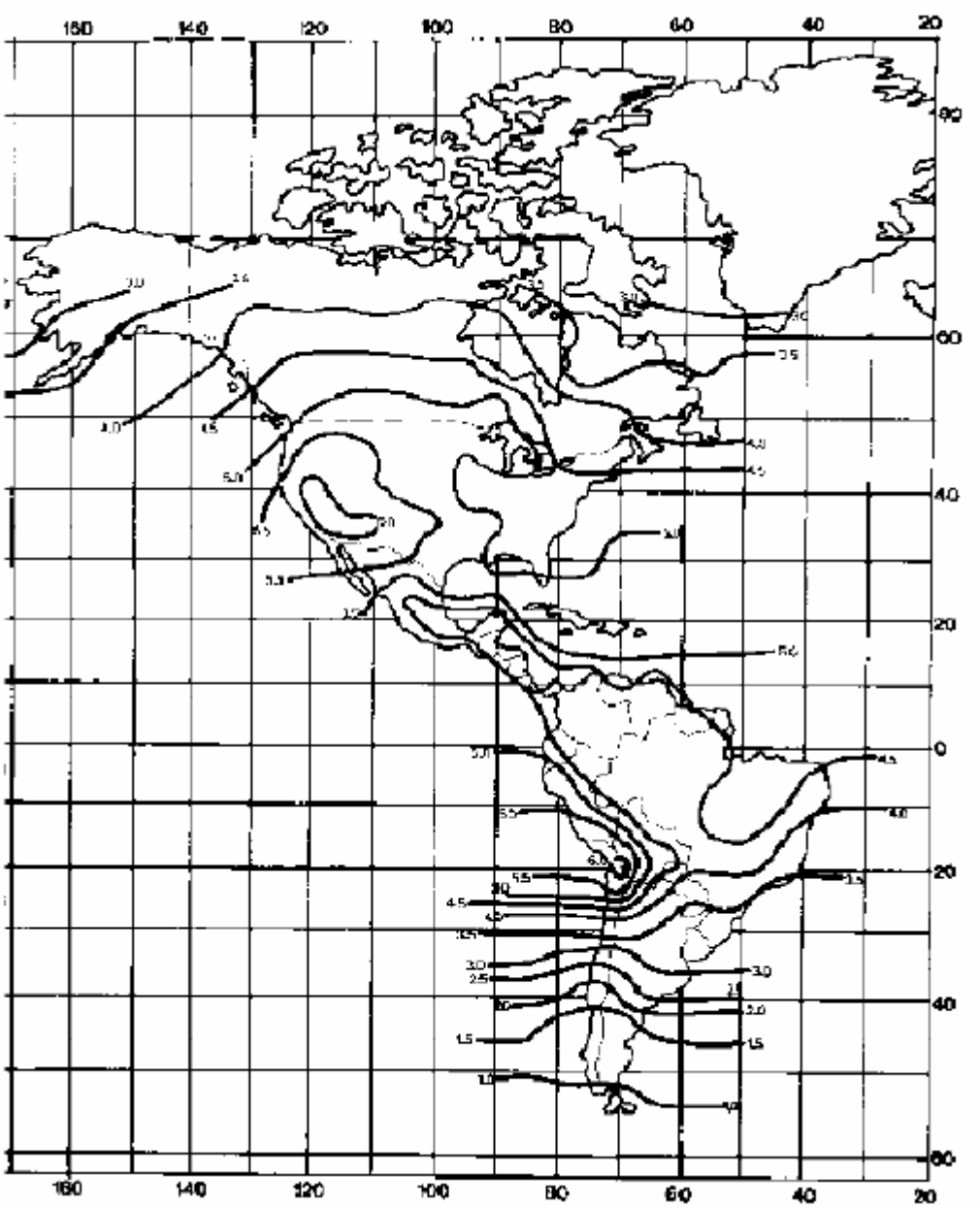


Fig A3.5 Duración del Día Solar. Inclinación : Latitud +15°

Norte del Ecuador : Verano
Sur del Ecuador: Invierno

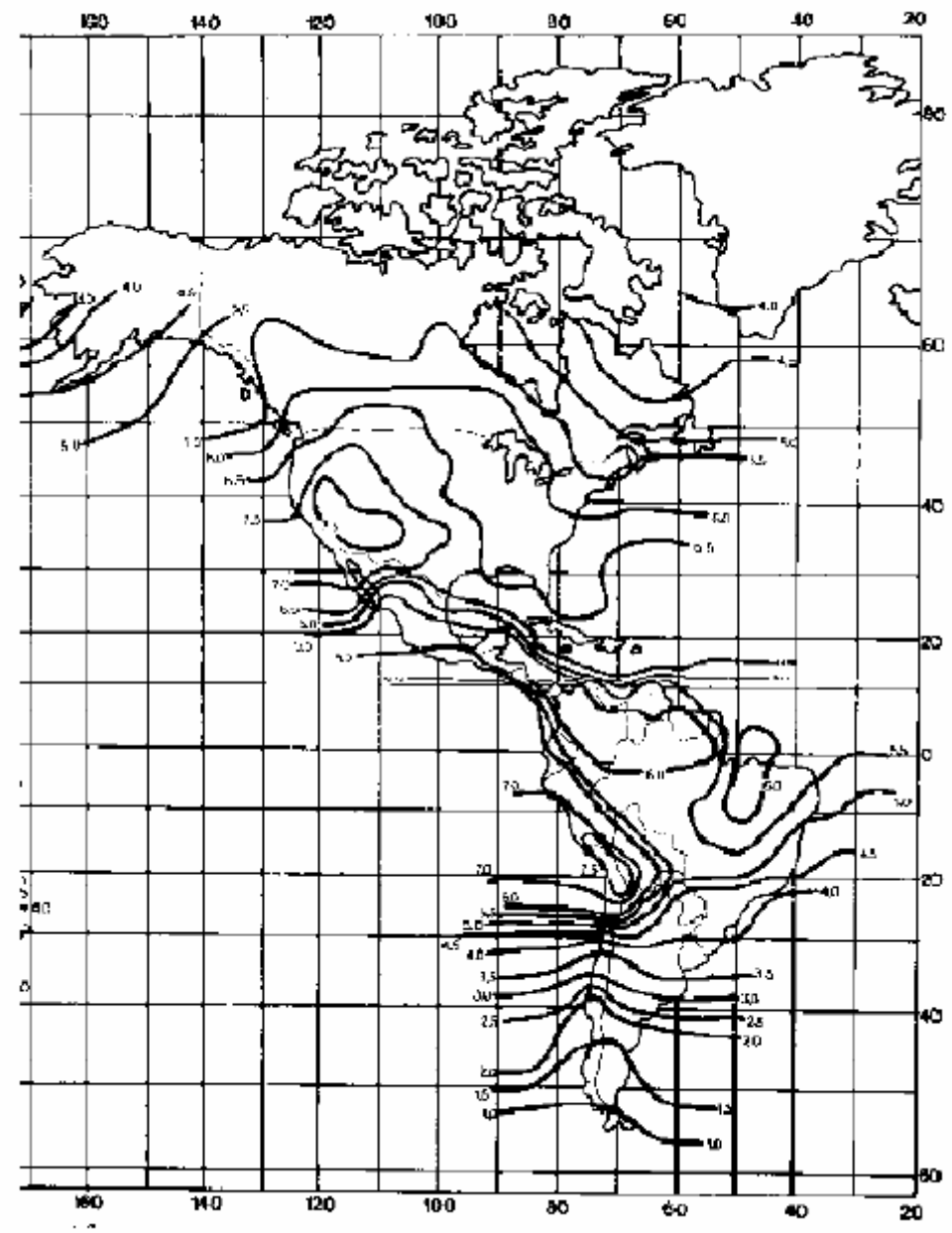


Fig A3.6 Duración del Día Solar. Inclinación : Latitud -15°

Norte del Ecuador : Verano
Sur del Ecuador: Invierno

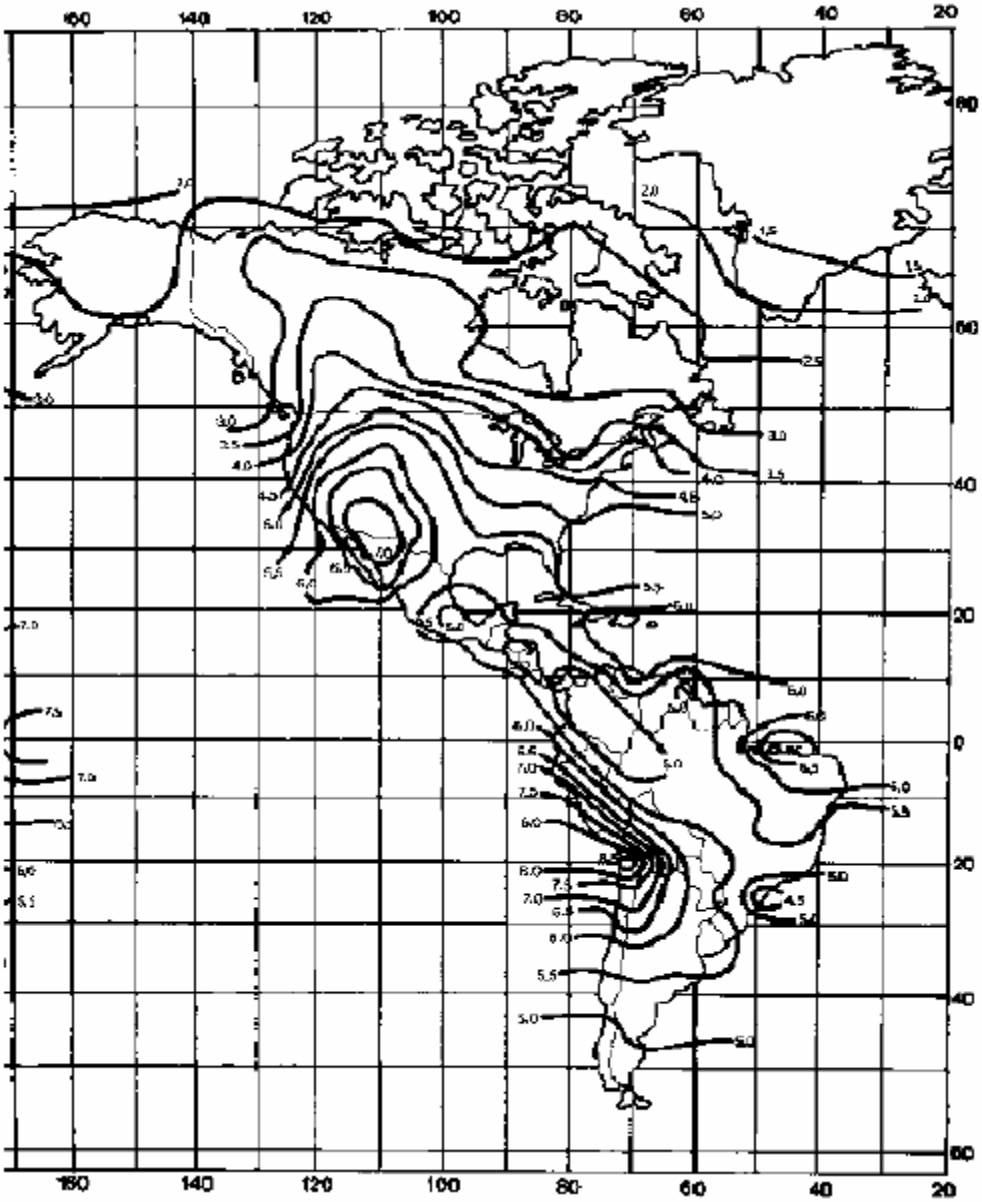


Fig A3.7 Duración del Día Solar. Inclinación : Latitud

Norte del Ecuador : Otoño
Sur del Ecuador: Primavera

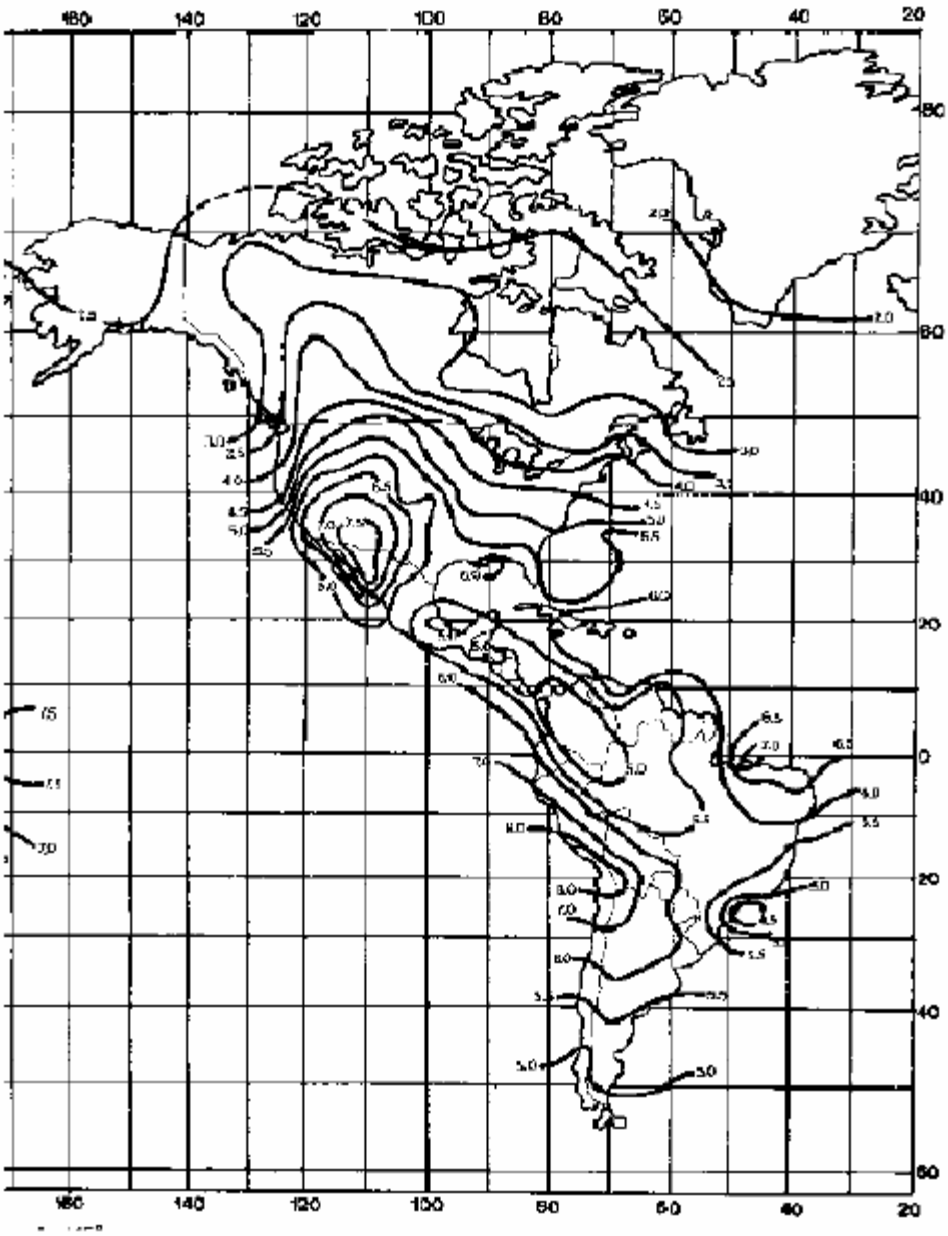


Fig A3.8 Duración del Día Solar. Inclinación : Latitud +15°C

Norte del Ecuador : Otoño
Sur del Ecuador: Primavera

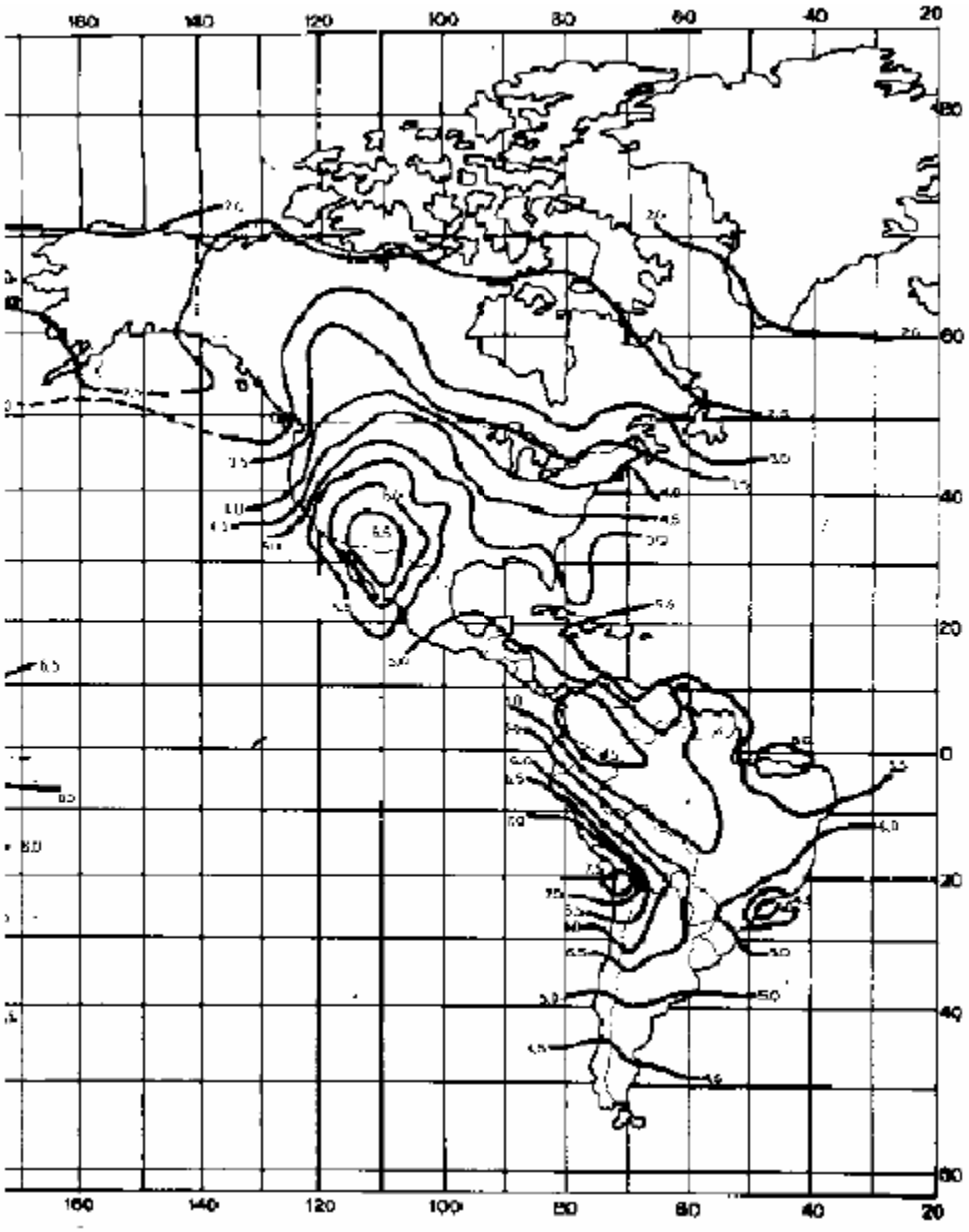


Fig A3.9 Duración del Día Solar. Inclinación : Latitud -15°C

Norte del Ecuador : Otoño
Sur del Ecuador: Primavera

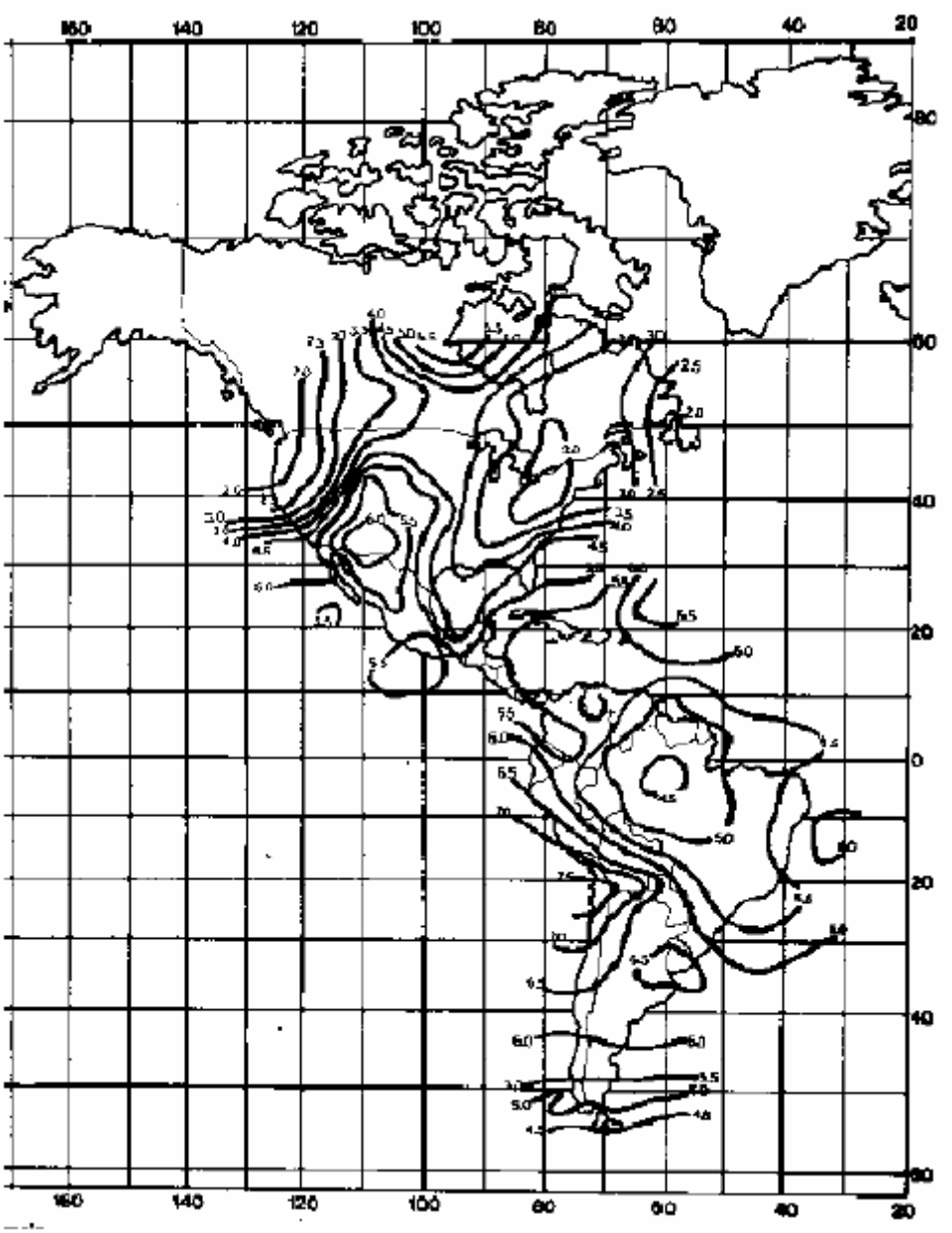


Fig A3.10 Duración del Día Solar. Inclinación : Latitud

Norte del Ecuador : Invierno
Sur del Ecuador: Verano

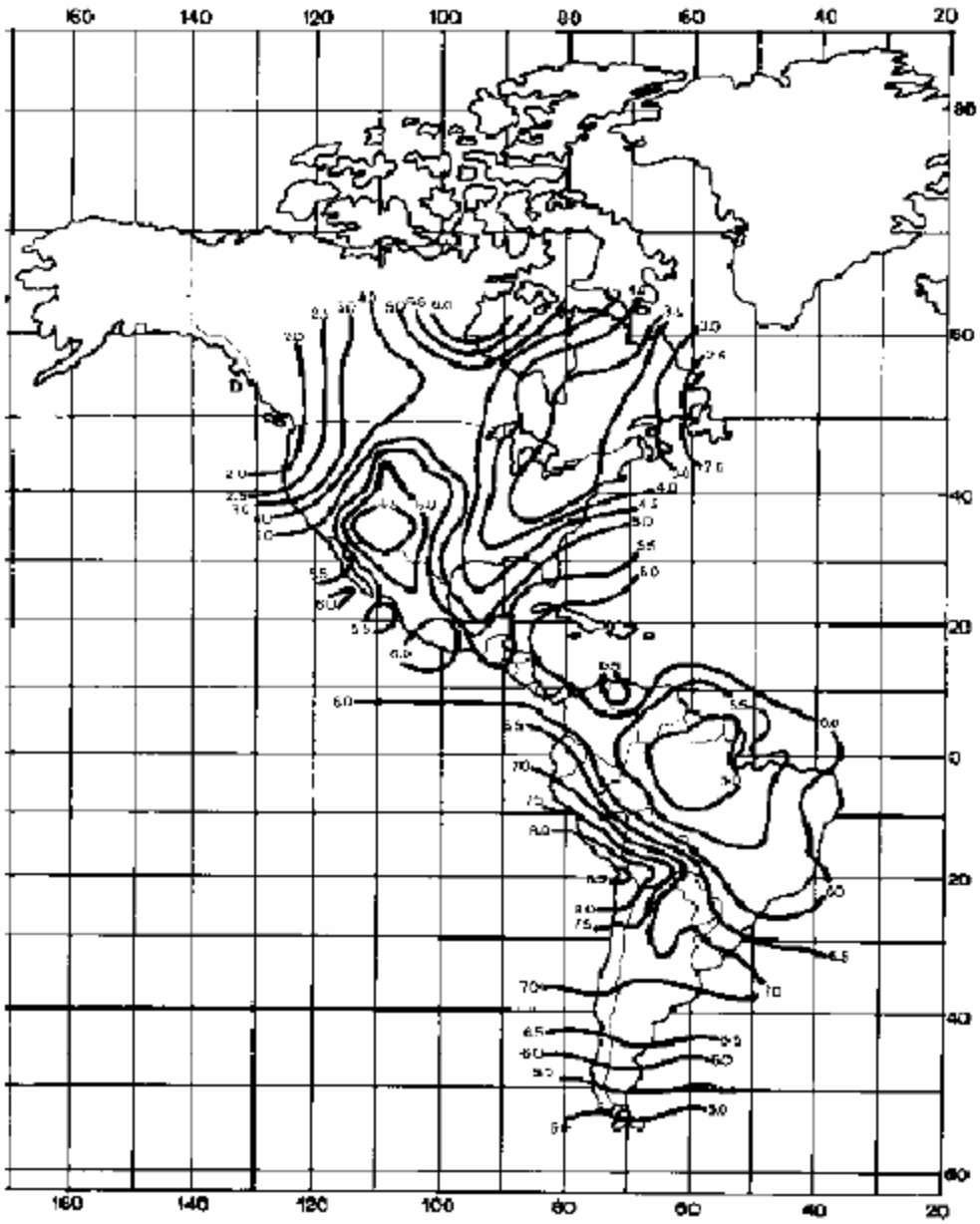


Fig A3.11 Duración del Día Solar. Inclinación : Latitud +15°C

Norte del Ecuador : Invierno
Sur del Ecuador: Verano

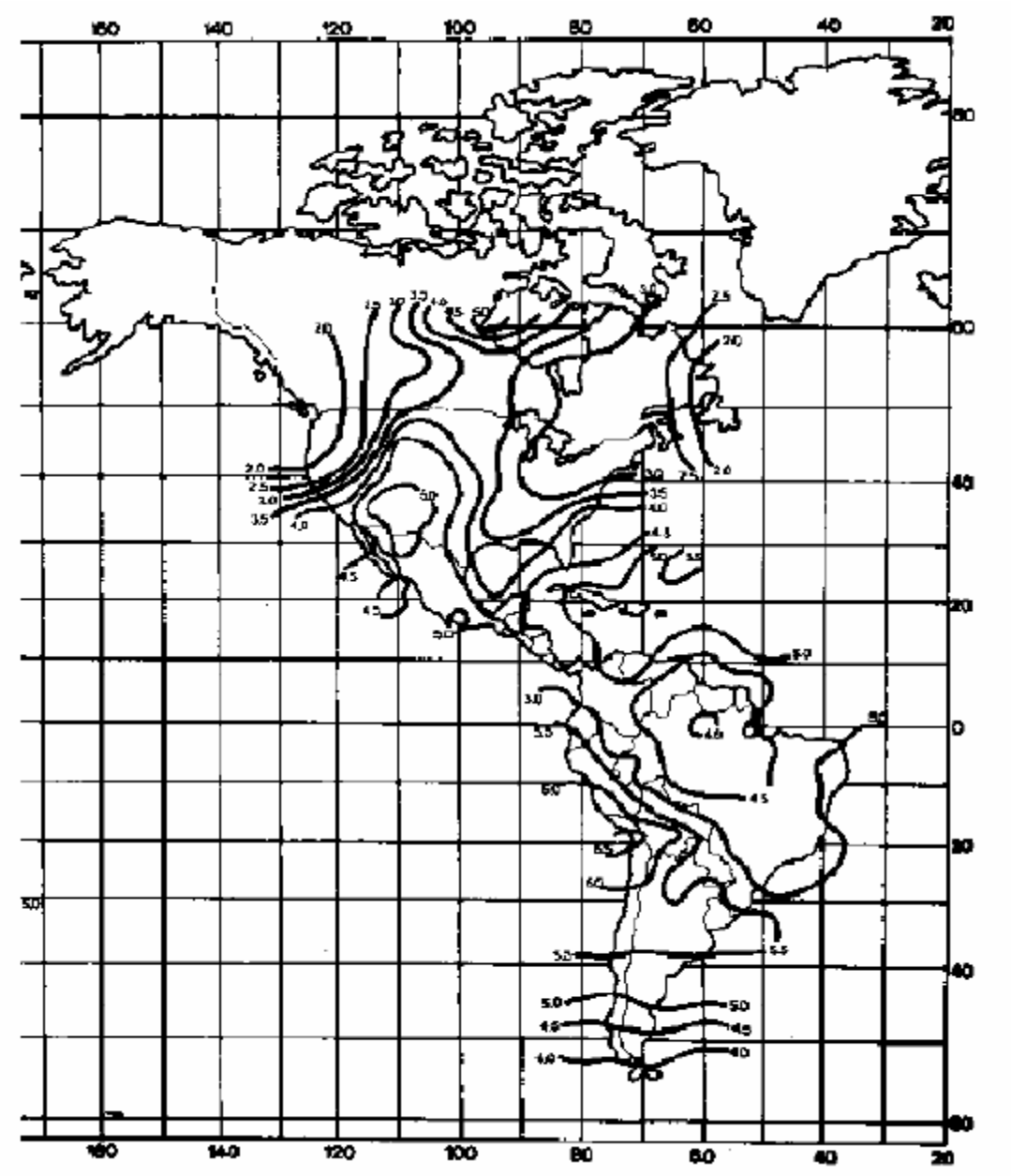


Fig A3.12 Duración del Día Solar. Inclinación : Latitud -15°C

Norte del Ecuador : Invierno
Sur del Ecuador: Verano