

**METODOLOGÍA PARA LA FORMULACIÓN DE PROYECTOS DE
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE PANELES
FOTOVOLTAICOS**

SUSANA CAROLINA ROMERO APARICIO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2010

**METODOLOGÍA PARA LA FORMULACIÓN DE PROYECTOS DE
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE PANELES
FOTOVOLTAICOS**

SUSANA CAROLINA ROMERO APARICIO

**Trabajo de grado para optar por el título de
Ingeniero Electricista**

Director

JULIO GÉLVEZ FIGUEREDO

Codirector

MANUEL JOSÉ ORTIZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES**

BUCARAMANGA

2010



A Dios

A mis padres y hermanas por su amor, apoyo y comprensión

A mi novio por su cariño y constante apoyo

A mis amigos por acompañarme en el camino



AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitirme alcanzar esta meta.

Al codirector del proyecto Manuel Ortiz Rangel por su apoyo y orientación haciendo posible la culminación de este trabajo.

Al profesor Julio Gelvez Figueredo por su dedicación y colaboración en la ejecución del proyecto.

A todas las personas que me acompañaron en este proceso.



CONTENIDO

	pág.
1 MARCO LEGAL	20
1.1 EL PROTOCOLO DE KYOTO	20
1.2 MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO	21
1.3 LA LEY URE	23
1.3.1 Esquemas de financiación	24
1.4 INCENTIVOS TRIBUTARIOS	26
1.4.1 Rentas exentas	26
1.4.2 Exclusión de IVA	26
1.4.3 Proyecto de acuerdo No. 006 de 2008.	28
1.5 LA CONSTRUCCIÓN SOSTENIBLE	28
1.6 LA COMISIÓN DE REGULACIÓN ENERGÍA Y GAS (CREG)	29
1.6.1 Resolución 84 de 1996, Comisión de Regulación de Energía y Gas	29
1.6.2 Resolución 85 De 1996, Comisión de Regulación de Energía y Gas	30
1.6. SITUACIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA	31
2. FUNDAMENTOS	34
2.1. LA ENERGÍA SOLAR	34
2.1.1. Mapas de radiación solar en Colombia	38
2.1.2. Método para determinar la radiación solar en un plano inclinado	39
2.2. LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS	43
2.2.1. Funcionamiento físico de las celdas fotovoltaicas	43
2.2.2. Curva características de las celdas solares	49
2.2.3. Eficiencia de las celdas solares	50
2.2.4. El circuito equivalente de la celda solar	52
3. DESARROLLOS TECNOLÓGICOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS	53
3.1. HISTORIA	53
3.2. FABRICACIÓN DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS	54



3.2.1.	Elaboración de las células de silicio monocristalino	55
3.2.2.	Elaboración del silicio	55
3.2.3.	Fabricación de la célula.	55
3.2.4.	Fabricación de células de silicio policristalino.	57
3.2.5.	Fabricación de células de película delgada.	58
3.3.	CARACTERIZACIÓN DE LOS TIPOS DE CEDAS FOTOVOLTAICAS	58
3.4.	PROYECTOS DE REFERENCIA A NIVEL NACIONAL	68
4.	EL SISTEMA FOTOVOLTAICO	70
4.1.	LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	70
4.2.	ACUMULADORES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS	73
4.2.1.	Parámetros característicos de un batería recargable	73
4.2.2.	Acumuladores actuales para aplicaciones fotovoltaicas	74
4.2.3.	Acumuladores para aplicaciones fotovoltaicas para un futuro a corto plazo	79
4.3.	EL CONTROLADOR DE CARGA	82
4.4.	EL INVERSOR	83
5.	METODOLOGÍA PARA EL DIMENSIONAMIENTO Y EVALUACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE PANELES FOTOVOLTAICOS	85
5.1.	RECOPIACIÓN INFORMACIÓN PROVEEDORES Y EQUIPOS A NIVEL LOCAL Y NACIONAL	88
5.2.	CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO	89
5.2.1.	El Día Solar en el Área de Bucaramanga	89
5.3.	CÁLCULO DE LA CARGA ELÉCTRICA DEL SISTEMA	93
5.4.	TENSIÓN NOMINAL DEL SISTEMA	94
5.5.	CÁLCULO DEL BANCO DE BATERÍAS	95
5.6.	CÁLCULO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	96
5.7.	CÁLCULO DEL CONTROLADOR DE CARGA	99
5.8.	CÁLCULO DEL INVERSOR	99
5.9.	ÁREA DESTINADA PARA EL ARREGLO FOTOVOLTAICO	100
5.10.	PRESUPUESTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	102



6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	104
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	108
BIBLIOGRAFÍA	111
ANEXOS	115



LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1 El espectro electromagnético.	35
Figura 2 Masa de aire.	37
Figura 3 Día solar de 5 horas	38
Figura 4 Parámetros de localización del sol (δ , W y L).	41
Figura 5 Estructura de las bandas de un material intrínseco puro.	44
Figura 6 Incidencia de la temperatura en la conductividad de un semiconductor.	46
Figura 7 El nivel de fermi.	47
Figura 8 Formación de la unión “p-n”	47
Figura 9 Nivel de energía de la unión	48
Figura 10 Curva característica de la unión pn.	50
Figura 11 Circuito equivalente de una celda solar.	52
Figura 12 Reducción y purificación del silicio.	55
Figura 13 Método Czchralsky de crecimiento de silicio monocristalino.	56
Figura 14 Texturizado de celdas.	57
Figura 15 Granos de silicio monocristalino y policristalino.	58
Figura 16. Corte transversal de una celda solar basada en Cu(In,Ga)Se ₂ .	63
Figura 17 Estructura típica de la superestructura CdTe/CdS	64
Figura 18 Estructura celda tandem de InGaP, InGaAs y Ge	65
Figura 19 Respuesta espectral celda de tandem de InGaP, InGaAs y Ge.	66
Figura 20 Sistema fotovoltaico autónomo.	70
Figura 21 Componentes del encapsulado del módulo fotovoltaico	71
Figura 22 Curva IV-PV para un modulo fotovoltaico	72
Figura 23 Corriente en función de la tensión a diferentes temperaturas	72
Figura 24 Elementos de una batería de plomo acido	75
Figura 25 Caracterización del proceso de carga de la batería.	76
Figura 26 Carga de la batería a diferentes intensidades.	77
Figura 27 Efecto temperatura en el proceso de carga de las baterías	78
Figura 28 Voltajes de monitoreo en el controlador de carga.	83
Figura 29 Curva de carga contra eficiencia de Inversores.	84
Figura 30 Metodología para el diseño de sistemas fotovoltaicos	85
Figura 31 Insolación solar a diferentes ángulos de inclinación	90



Figura 32	Distancia Mínima entre Módulos Fotovoltaicos	101
Figura 33.	Energía promedio mensual por usuario	133
Figura 34	Evolución de la tarifa de energía para el sector residencial	134



LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1 Proyectos vinculados al MDL.	22
Tabla 2 Incentivos tributarios al sector energético.	27
Tabla 3 Características celdas fotovoltaicas de silicio.	67
Tabla 4 Características celdas fotovoltaicas de película delgada.	67
Tabla 5 Sistemas fotovoltaicos instalados en Colombia	69
Tabla 6 Cuadro comparativo de las baterías para aplicaciones fotovoltaicas	80
Tabla 7 Ventajas y desventajas para las baterías para aplicaciones fotovoltaicas	81
Tabla 8 Proveedores de sistemas fotovoltaicos en Colombia	88
Tabla 9 Irradiación horizontal en Bucaramanga mensual para el año 2008	89
Tabla 10 Promedio de insolación para diferentes ángulos de inclinación.	91
Tabla 11 Irradiación horizontal en Bucaramanga mensual para el año 2009	92
Tabla 12 Insolación para una inclinación de 7.23° para el año de 2009	92
Tabla 13 Libro de Excel para caracterizar la carga.	94
Tabla 14 Selección del nivel de tensión del sistema	95
Tabla 15 Hoja de trabajo para calcular las baterías del sistema fotovoltaico.	96
Tabla 16 Factor de ajuste para módulos fotovoltaicos	97
Tabla 17 Libro de trabajo para dimensionar los módulos del sistema fotovoltaico	98
Tabla 18 Libro de trabajo para dimensionar el controlador de carga.	99
Tabla 19 Libro de trabajo para dimensionar el inversor.	100
Tabla 20 Costo unitario energía 2008: suministrado ESSA.	103
Tabla 21 Calculo de la carga total del sistema	104
Tabla 22. Consumo de energía por sectores para el año 2008	131
Tabla 23. Consumo promedio por usuario.	132
Tabla 24. Costo unitario energía en Bucaramanga para el año 2008	134



LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A Hoja de datos de paneles fotovoltaicos comerciales	116
Anexo B Equipos disponibles a nivel nacional	124
Anexo C Demanda energética en Bucaramanga	131



RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA FORMULACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE PANELES FOTOVOLTAICOS*

AUTORES: Susana Carolina Romero Aparicio **

PALABRAS CLAVE: Energía solar, Paneles Fotovoltaicos, Metodología, Sistema Fotovoltaico, energías renovables.

DESCRIPCIÓN:

En este trabajo se presenta una metodología para realizar diseño, el análisis de conveniencia y la evaluación de componentes técnicos de los proyectos de generación de energía eléctrica empleando paneles fotovoltaicos.

Se hace una recopilación del marco legal existente a nivel nacional e internacional en cuanto a energías renovables y específicamente al uso de los sistemas fotovoltaicos, igualmente se refiere al componente técnico de los proyectos donde se estudian los equipos necesarios para una instalación fotovoltaica y se profundiza en las diferentes alternativas tecnológicas de paneles fotovoltaicos.

Para el buen dimensionamiento de los sistemas es necesario contar con un buen estudio del potencial energético en el lugar de aplicación, en el presente trabajo se muestran los resultados obtenidos del recurso solar para el área de Bucaramanga obtenido a través de datos proporcionados por la Corporación Autónoma Regional para la Defensa de la Meseta de Bucaramanga (CDMB) suministrados por estaciones locales.

Finalmente se presenta la metodología propuesta a seguir donde se tiene en cuenta las tecnologías necesarias, el impacto económico que tendrá la variación de cada uno de estos elementos en el sistema, y se determina la viabilidad técnica y económica de la utilización de este tipo de tecnología para la generación de energía eléctrica en Bucaramanga, donde se encuentra como impedimento el alto costo de esta tecnología y la ausencia de mecanismos legales y tributarios para incentivar la implantación de estos sistemas, el desarrollo de estos mecanismos se facilitaría replicando las experiencias y mejores prácticas de otros países.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Julio Augusto Gélvez Figueredo. Codirector: Manuel José Ortiz Rangel



ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR DEVELOPING ELECTRIC POWER GENERATION PROJECTS THROUGH ELECTRIC PHOTOVOLTAIC PANELS *

AUTHORS: Susana Carolina Romero Aparicio**

KEY WORDS: Solar energy, photovoltaic panels, Methodology, Photovoltaic System, renewable energy

DESCRIPTION:

This project presents a methodology for the diagnosis, suitability analysis and evaluation of technical components of power generation projects using photovoltaic panels.

This is a compilation of an existing legal framework on a national and international level in renewable energy; specifically the use of photovoltaic systems, also referred to as the technical component of a project where the study of the equipment is necessary for a photovoltaic system and emphasizes the different alternatives of photovoltaic technologies.

For the proper sizing of the systems it is necessary to count on excellent research for the energy potential in the application site. This work shows the results of the solar resource for Bucaramanga obtained by the Corporación Autónoma Regional para la Defensa de la Meseta de Bucaramanga (CDMB) provided by local stations.

In conclusion, the proposed methodology to be followed takes into account the necessary technologies, the economic impact of the variation of each of these elements in a system, and determining the technical and economic feasibility of using this technology for generating electricity in Bucaramanga, where the high cost and the absence of legal and tax mechanisms is an impediment to encourage implementation of these systems, the development of these mechanisms would be facilitate by replicating the experience and best practices of other countries.

* Degree work

** Physical-Mechanic Science Departament. School Electric Electronica Engineerings and Telecommunications.. Director: Julio Augusto Gélvez Figueredo. Codirector: Manuel José Ortiz Rangel



INTRODUCCIÓN

En la actualidad el aprovechamiento de los recursos naturales y la búsqueda de alternativas de fuentes de energía que sean económica y ambientalmente viables se han convertido en la prioridad del sector energético a nivel mundial. El desconocimiento respecto a las reservas reales de recursos fósiles como el petróleo y las proyecciones que muestran escenarios de creciente demanda energética sumado a las emisiones generadas por la combustión de hidrocarburos fósiles que aumentan el efecto invernadero colocando en riesgo el equilibrio climático del planeta, revelan que debe producirse una transición hacia otras fuentes de energía renovables que permitan una sostenibilidad energética.

Las energías renovables, como la fotovoltaica, la eólica, o la hidráulica, son vistas como la solución por su carácter inagotable y su menor efecto contaminante sin embargo estas tienen una menor intensidad energética y, a diferencia de los combustibles fósiles, dependen del flujo de energía solar, limitando su utilización a nuestra capacidad de captura. Por lo tanto su uso requiere un gran conocimiento de los fenómenos físicos, importantes inversiones en tecnología que permita una utilización eficiente y en cambios profundos de los modelos sociales y económicos.

Actualmente países como Alemania, Japón, EEUU, España, Grecia, Italia, Francia y otros están subvencionando las instalaciones fotovoltaicas con un objetivo estratégico de diversificación y aumento de las posibilidades tecnológicas para la generación de energía eléctrica de forma masiva. En el caso de Colombia la Ley 697 de 2001 conocida como ley URE delegó la responsabilidad en el Ministerio de Minas y Energía para el diseño del Programa de Uso Racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales (PROURE), cuyo objetivo principal es la creación de programas para incentivar el uso de energías alternativas. Durante el desarrollo de este trabajo se revisó el marco legal y los planes que se han desarrollado a partir de la ley URE que favorezcan el uso de la energía fotovoltaica en Colombia.

Como base para cualquier proyecto que involucre la energía solar es necesaria una caracterización del potencial energético solar disponible puesto que su potencial y la disponibilidad varía de acuerdo al lugar de aplicación, debido a esto se analizó el comportamiento solar que afecta a Bucaramanga y se caracterizó el día solar, lo cual



es indispensable para proponer una solución energética basada en paneles solares fotovoltaicos.

Además del potencial solar se evalúan los diferentes componentes técnicos, equipos y complementos que se deben especificar para la implementación de un sistema de generación de energía eléctrica empleando paneles fotovoltaicos, así como la demanda energética en el área de Bucaramanga, analizando por sectores para determinar la viabilidad de la realización de este tipo de proyectos, donde se enfatiza en la aplicación en el sector residencial debido a la utilización de equipos de baja potencia.

Las celdas fotovoltaicas han incrementado de forma considerable su eficiencia en las últimas décadas aumentando de un 8 a un 36%¹ la eficiencia de los paneles, y se ha reducido su precio gradualmente, pero todavía no de forma suficiente para su entrada masiva en el mercado. Debido a la variedad de tecnologías desarrolladas se presentaron los diferentes tipos de tecnologías de celdas y se caracterizó el mercado nacional tanto de paneles como de todos los componentes del sistema fotovoltaico para la realización del análisis económico de este tipo de proyectos.

Para lograr la formulación de proyectos de generación de energía eléctrica empleando paneles fotovoltaicos se desarrolló una metodología basada en el estudio de los componentes tecnológicos disponibles en el mercado local y nacional, haciendo énfasis en los costos, y presentado el marco legal y tributario. Esta metodología permite efectuar un análisis individual de los componentes del sistema para seleccionar la mejor de las alternativas disponibles.

¹ SUREK, Thomas. Progress in u.s. photovoltaics: looking back 30 years and looking ahead 20, National Renewable Energy Laboratory. 2002.



JUSTIFICACIÓN

La creciente preocupación respecto a los problemas medio ambientales, unido a razones económicas han impulsado durante los últimos años las distintas aplicaciones de la energía solar. Esta, al igual que otras energías renovables, constituye, frente a los combustibles fósiles, una fuente inagotable; contribuye al autoabastecimiento energético y es menos perjudicial para el medio ambiente, evitando los efectos de su uso directo como la contaminación atmosférica. El incremento del uso de estas fuentes renovables de energía es un aspecto clave en la estrategia de desarrollo de países tropicales, reconociendo universalmente los altos potenciales de las mismas para el ahorro de energía, y generando un impacto positivo en su economía.

La generación de electricidad a partir de energía solar empleando sistemas fotovoltaicos ha estado la mayor parte del tiempo dirigida al sector rural, en donde los altos costos de generación originados principalmente por el precio de los combustibles, y los costos de operación y mantenimiento en las distantes zonas remotas, hacen que la generación solar resulte más económica y confiable en el largo plazo². Sin embargo, estimativos basados en la tendencia de desarrollo de la tecnología fotovoltaica arrojan que esta tecnología podría lograr precios competitivos para el 2018 o 2025, según los niveles de inversión en investigación que se hagan en el mundo. Igualmente, se espera que la eficiencia de los sistemas comerciales se incrementen en el mediano plazo al rango de 12 a 20% y en el largo plazo se aproxime al 30%³, permitiendo que se dé importancia a los paneles fotovoltaicos como generadores de electricidad no solo para las zonas apartadas sino también para zonas urbanas, comerciales e incluso industriales.

En Colombia la energía fotovoltaica se ha utilizado para pequeñas aplicaciones en el sector rural, a pesar del alto potencial energético disponible en el país, sus aplicaciones han sido limitadas debido a las mejores condiciones económicas que representa la generación hidráulica comparada con la energía fotovoltaica, y por el

² RODRIGUEZ MURCIA, Humberto. Development of Solar Energy in Colombia and its Prospects. rev.ing. [online]. July/Dec. 2008, no.28 [cited 27 July 2009], p.83-89. Disponible desde la red global mundial: http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0121-49932008000200012&lng=en&nrm=iso. ISSN 0121-4993.

³ UNIDAD DE PLANTACIÓN MINERO ENERGÉTICA, UPME. Plan de expansión de referencia generación transmisión 2002-2011. p. 64. Citado por: CORTES, Camilo y CHAPARRO, RAFAEL, Estudio Del Desempeño Para El Sistema De Energía Solar Fotovoltaica En El Parque Nacional Natural (Pnn) Tayrona De Colombia, Monografía Para Optar El Título De Ingeniero Electricista, Universidad De La Salle, 2006.



desconocimiento y carencia de un marco legal lo cual no ha permitido grandes inversiones en este sector. Por esto es importante tener un conocimiento de las tecnologías existentes y su aplicación, de los costos que implican un proyecto de generación fotovoltaica y de la legislación existente incluyendo incentivos, para poder hacer un análisis técnico y económico que permita establecer la viabilidad de desarrollar de estas soluciones.

Además es importante que en el momento en que lleguen nuevas tecnologías fotovoltaicas a nuestro país se conozca acerca de estos desarrollos, del comportamiento de los sistemas fotovoltaicos y se encuentre preparado para la implementación de mejores soluciones y su aplicación a grande escala.

Considerando la escasez de recursos y la oportunidad de contribuir al uso de nuevas formas de generación de energía eléctrica limpia, que sirva de punto de partida a las actividades que debe emprender la región, para lograr la capacidad de desarrollar proyectos a pequeña y mediana escala, en el campo de la generación eléctrica fotovoltaica se busca desarrollar una herramienta metodológica de apoyo para la formulación de proyectos de generación de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos.

Esta metodología permitirá analizar y comparar diferentes variables a tener en cuenta a la hora de la formulación de un proyecto de generación de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos como es el caso del potencial energético disponible en Bucaramanga, los diferentes equipos que hacen parte de la instalación fotovoltaica, el área requerida, los costos que se deben considerar de tal manera que se pueda variar cada uno de estos parámetros y encontrar la alternativa que más se adapte al usuario

El estudio de la generación de energía eléctrica por medio de sistemas de paneles solares abre camino a la investigación de sistemas híbridos donde se optimicen las mejores condiciones del sol y del viento complementándolas entre sí, para brindar soluciones de generación más convenientes para el medio ambiente.



1 MARCO LEGAL

1.1 EL PROTOCOLO DE KYOTO

En 1988 el científico James Hansen declaró que existía una gran relación entre las altas temperaturas y las emisiones humanas de ciertos gases a la atmósfera, desarrollando un modelo informático que predecía una elevación de la temperatura media global del planeta entre 1988 y 1997 de casi medio grado centígrado⁴ su estudio fue criticado y elogiado por diferentes sectores, forzando a las Naciones Unidas [UN] a desarrollar el Panel Intergubernamental sobre el cambio climático (IPCC) como respuesta a la urgencia por definir las causas y evaluar los efectos del posible calentamiento terrestre⁵. El primer informe de evaluación del IPCC sobre los impactos, las respuestas de la ciencia y la política al cambio climático, sirvió como base para la negociación del Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

En 1997 representantes de 55 gobiernos, en Kioto (Japón), adoptan el texto del Protocolo, como una forma de contrarrestar los efectos en el calentamiento terrestre producidos por el hombre.

En 2001 los gobiernos concluyen la aprobación y disposiciones finales del tercer informe de evaluación del IPCC. Este informe contiene la conclusión del primer consenso científico global en firme que identifica la acción del hombre en la alteración del clima mundial. El informe adjudica a la actividad humana “la mayor parte del calentamiento observado durante los últimos 50 años”, a través de actividades que han aumentado los niveles de gases de efecto invernadero*. Los científicos adjudican al calentamiento del globo cientos de cambios observados en sistemas físicos y

⁴ CORBETT, Julia; YOUNG, Lindsay y DAVIS Byron. Teoría del conflicto e información sobre el cambio climático interacción entre medios, ciencia, política, industria y audiencias, Revista Iberoamericana de Comunicación. 22 de julio de 2009.

⁵ CALZADA, Gabriel. ¿Qué es el Protocolo de Kioto? Instituto Juan de Mariana, 17 septiembre de 2004.

* Gases integrantes de la atmósfera, de origen natural y antropogénico, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de ondas del espectro de radiación infrarroja emitido por la superficie de la tierra, la atmósfera, y las nubes, causando el efecto invernadero. El vapor de agua (H₂O), dióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O), metano (CH₄), y ozono (O₃) son los principales gases de efecto invernadero en la atmósfera terrestre. Además existen los gases de efecto invernadero producidos por el hombre, como los halocarbonos. Además del CO₂ y N₂O, el hexafluoruro de azufre (SF₆), y los hidrofluorocarbonos (HFC).



biológicos⁶. El Protocolo de Kyoto entro en vigor después de que 55 naciones lo ratificaron en 2002, pero hoy en día 166 países lo han ratificado.

El Protocolo de Kyoto es uno de los máximos instrumentos para luchar contra el cambio climático y para buscar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero mediante la promoción de políticas de desarrollo sostenible asumidas por las partes involucradas. Este compromiso fue asumido por la mayoría de los países industrializados.

Las medidas y políticas que se deben adoptar para cumplir con los compromisos adquiridos comprenden la formulación de programas nacionales y regionales para mejorar la información científica y técnica sobre las emisiones, la aplicación y difusión de las tecnologías ambientales racionales, el desarrollo y el aumento del uso de formas nuevas y renovables de energía.

1.2 MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

Ofreciendo un mecanismo de desarrollo limpio (MDL) el Protocolo de Kyoto permite que las partes involucradas tengan más oportunidades para cumplir con sus metas, este mecanismo permite el intercambio de certificados de emisiones como resultado de los proyectos financiados por las partes involucradas en los países en desarrollo. Esto ofrece una ventaja para los países subdesarrollados al generar oportunidades para que opten por un crecimiento sostenible.

En el ámbito nacional, el MDL representa para el país una gran oportunidad para acceder a financiamiento extranjero y a la transferencia de tecnologías ambientales sostenibles, teniendo en cuenta que Colombia tiene una gran capacidad para entrar en el mercado de certificados de reducción de emisiones de gases y posee un alto potencial para la reducción de estas emisiones a un bajo costo.

Considerando esta circunstancia el Ministerio de Medio Ambiente acordó con el gobierno Suizo el desarrollo en Colombia de un Estudio de Estrategia Nacional para el

⁶ Protocolo de Kyoto, situación actual y perspectivas. World Wildlife Fund (WWF). <http://www.offnews.info/downloads/ProtocoloKioto.pdf>



“Mecanismo de Desarrollo Limpio” con el fin de identificar como mínimo dos proyectos pilotos de alto potencial para su financiación⁷. En el documento ESTUDIO DE ESTRATEGIA NACIONAL PARA LA IMPLANTACIÓN DEL MDL EN COLOMBIA⁸ se describen los posibles proyectos pilotos que se dividen en dos áreas: la captación de CO₂ por medio de expansión de parques en determinadas áreas Protegidas del Sistema Nacional de Parques Naturales y el mejoramiento de la eficiencia en la generación térmica de energía. El estudio se estructuró de tal forma que sirva como una capacitación para los sectores interesados en desarrollar el potencial para formar parte del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

En la Tabla 1 se muestran los proyectos que en el país que han vinculado al MDL.

Tabla 1 Proyectos vinculados al MDL.

PROYECTOS MDL EN EL SECTOR ENERGÉTICO DEL PAÍS	
Proyecto	Potencial de reducción [tCO₂e/año]
Jepirachi - Central Eólica de 19,5 MW §*	18.028
Amoyá - Pequeña central hidráulica de 80 MW	177.177
Agua fresca - Pequeña central hidráulica de 7,49 MW*	27.510
La Vuelta y la Herradura - Pequeña central hidráulica de 31,5 MW *	68.795
Santa Ana - Pequeña central hidráulica de 13,43 MW §*	20.642
La cascada - Pequeña central hidráulica de 2,3 MW*	6.302
AMAIME - Proyecto central hidroeléctrica Amaime de 18MW	11.194
Desplazamiento de la electricidad de la red eléctrica nacional por la autogeneración de energía renovable en la PTAR Cañaveralejo de EMCALI	26.204
*Proyectos registrados ante la Junta Ejecutiva del MDL	
§ Proyectos con Certificados de reducción de emisiones emitidos.	

FUENTE Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Exenciones tributarias estímulos para proyectos ambientales en el sector de energía.

Desde el punto de vista de la generación fotovoltaica el país aun no se encuentra en condiciones de realizar proyectos a gran escala que puedan hacer parte del MDL y los proyectos pilotos formulados aportarían reducciones muy bajas. Sin embargo los sistemas fotovoltaicos se pueden trabajar como un componente adicional de los

⁷ OFICINA ASESORA DE NEGOCIACIÓN INTERNACIONAL. El Protocolo de Kioto y su desarrollo nacional. Santafé De Bogotá, D. C., Mayo 7 De 1998

⁸ MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. Banco Mundial, Estudio de estrategia nacional para la implementación del MDL en Colombia: informe final. 2000.



sistemas de MDL⁹.

1.3 LA LEY URE

Como un forma de promulgar e incentivar la utilización de energías renovables y de asegurar que toda la cadena energética cumpla con los requerimientos mínimos de eficiencia en Colombia se expidió la ley 697 de 2001 (LEY URE), a través de la cual se desarrollan políticas a nivel nacional como la aplicación de nuevos desarrollos tecnológicos para mejorar la productividad y minimizar el impacto ambiental. La respectiva ley impone la creación y promoción de programas como una forma lograr la competitividad de la economía colombiana, la protección del consumidor y la promoción de las energías no convencionales.

Según el artículo de 10 de la ley URE de acuerdo a las normas legales vigentes el Gobierno Nacional a través de los programas que se diseñen busca incentivar a las empresas que importen o produzcan piezas, calentadores, paneles solares, generadores de biogás, motores eólicos, y/o cualquier otra tecnología o producto que use como fuente total o parcial las energías no convencionales, ya sea con destino a la venta directa al público o a la producción de otros implementos, orientados en forma específica a proyectos en el campo URE.

Para la promoción de estos programas se asigno como responsable el Ministerio de Minas y Energía a través del programa PROURE. Este programa busca contribuir al desarrollo económico y social del país y cuenta con subprogramas que buscan incentivar el uso de energías alternativas.

Los proyectos de generación de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos se pueden incluir dentro de los siguientes subprogramas:

- a. El Fomento y el desarrollo de proyectos con fuentes energéticas no convencionales y de eficiencia energética, incluidos los proyectos de energías limpias o renovables con prioridad en las zonas no interconectadas.

⁹ RODRIGUEZ, Humberto, Portafolio Colombiano de Proyectos para el MDL-Sector energía, Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, Santafé de Bogotá Colombia, 2000.



b. Estímulos e incentivos al uso de tecnologías, productos y la implantación de proyectos URE o al uso total o parcial de energías no convencionales.

Uno de los mayores obstáculos para poner en marcha los proyectos de URE es la dificultad para acceder a recursos de financiamiento, tanto por la carencia de esquemas financieros para proyectos de URE, como por la ausencia de estímulos específicos. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) conjuntamente con el Instituto de fomento industrial (IFI) y EL Banco de Comercio Exterior de Colombia (BANCOLDEX) ha diseñado un esquema de incentivos indirectos para apoyar la incorporación de tecnologías eficientes y la optimización del uso de la energía en los sectores productivos, a través de dos líneas de crédito: BANCOLDEX-URE y IFI-URE¹⁰

1.3.1 Esquemas de financiación

Los agentes de las dos líneas de crédito fijadas como objetivo, son en su orden: la UPME como unidad promotora y facilitadora de proyectos URE, BALCODEX y el IFI teniendo en cuenta sus políticas crediticias, el fondo nacional de garantías (FNG) el organismo que otorga garantías para los créditos de pequeña y mediana empresa, los intermediarios financieros, y finalmente los usuarios. Las líneas de crédito fueron desarrolladas en octubre de 2002 como una forma de financiar la renovación tecnológica para incrementar la productividad y la eficiencia empresarial. Actualmente solo se encuentra disponible la línea de crédito Bancoldex-URE.

a. Línea de crédito BANCOLDEX-URE

BANCOLDEX con el ánimo de promover el desarrollo de proyectos de cogeneración, autogeneración, trigeneración y demás proyectos tendientes a apoyar el URE, que permitan optimizar la estructura de costos de las empresas, mejorar la competitividad y el desarrollo sostenible, ha decidido establecer, mediante los diferentes esquemas de financiación actualmente vigentes, un cupo de crédito multipropósito, en las siguientes condiciones:

¹⁰ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA y UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Plan Energético Nacional, Estrategia Energética Integral, Visión 2003 – 2020, 2003



Cupo de la Línea: Hasta cincuenta mil millones de pesos (\$50.000.000.000)

Destino de los recursos: Los recursos de crédito podrán utilizarse para financiar la totalidad de las inversiones requeridas para el aprovechamiento óptimo de la energía en toda la cadena energética, desde la selección de la fuente energética, su producción, transformación, transporte, distribución y consumo, incluyendo la reutilización.

Comprende rubros como son: obras civiles, maquinaria, equipos, contratación de servicios técnicos y consultoría especializada, programas de capacitación, capital de trabajo y las demás inversiones necesarias para la ejecución del proyecto.

Beneficiarios: Empresas vinculadas al comercio exterior colombiano interesadas en desarrollar proyectos de Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE), y empresas que presten servicios de apoyo para el estudio, montaje, ejecución y operación de estos proyectos.

Monto del crédito: Hasta el 100% del valor total de las inversiones financiables.

Plazo: Hasta siete (7) años incluido hasta tres años (3) de gracia a capital (plazo para el pago de la primera cuota).

Amortización: Cuotas semestrales iguales.

Tasa de Redescuento (*): La vigente para el respectivo plazo en la semana en que se realice el redescuento.

(*) En operaciones de leasing corresponderá a la tasa de interés al intermediario financiero.

Tasa de Interés: Libremente negociable entre el intermediario financiero y el beneficiario del crédito.

Pago de Intereses: Trimestre, semestre o año vencido.

Compromisos: Efectuar las inversiones previstas.

Vigencia del Programa: Hasta agotar el cupo.

Consideraciones especiales para empresas exportadoras directas e indirectas: Los componentes de investigación, innovación y desarrollo tecnológico de los proyectos URE, orientados a mejorar la productividad, competitividad y rentabilidad de estas empresas mediante el desarrollo y adaptación de productos y procesos, podrán financiarse a través de la línea Bancoldex – Colciencias o la línea de crédito para Proyectos Empresariales de Productividad, Innovación y Desarrollo Tecnológico (PNPC).



b. Línea de crédito IFI-URE

Este crédito estaba destinado a fomentar la productividad y rentabilidad de las empresas mediante el desarrollo y adaptación de tecnologías, y modificación de equipos cuyo objetivo fueran el URE. Sin embargo esta línea de crédito no se encuentra actualmente disponible.

1.4 INCENTIVOS TRIBUTARIOS

Entre los incentivos tributarios a proyectos de impacto tecnológico y ambiental se encuentran las rentas exentas y la exclusión del IVA.

1.4.1 Rentas exentas

- LEY 788 DE 2002 Artículo 18:

Son rentas exentas las generadas por los siguientes conceptos, con los requisitos y controles que establezca el reglamento:

1. Venta de energía eléctrica generada con base en los recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas, realizada únicamente por las empresas generadoras, por un término de quince (15) años, siempre que se cumplan los siguientes requisitos:

a) Tramitar, obtener y vender certificados de emisión de bióxido de carbono, de acuerdo con los términos del Protocolo de Kyoto.

b) Que al menos el cincuenta por ciento (50%) de los recursos obtenidos por la venta de dichos certificados sean invertidos en obras de beneficio social en la región donde opera el generador.

1.4.2 Exclusión de IVA

Artículo 424-5 numeral 4) del Estatuto Tributario:

Aplica a: Equipos y elementos, nacionales o importados.

Destinación: Construcción, instalación, montaje y operación de sistemas de control y monitoreo ambiental para el cumplimiento de regulaciones y estándares ambientales vigentes, tal condición debe acreditarse con el ministerio de medio ambiente.



- Artículo 428 literal i) de Estatuto Tributario:

Aplica a: Equipos y maquinaria importados.

Destinación: Desarrollo de proyectos o actividades que sean exportadores de certificados de reducción de emisiones de carbono y que contribuyan a reducir la emisión de los gases de efecto invernadero.

En la Tabla 2 se muestran los principales incentivos aprobados a empresas a nivel nacional.

Tabla 2 Incentivos tributarios al sector energético.

INCENTIVOS TRIBUTARIOS AL SECTOR ENERGÉTICO				
SOLICITANTE	VALOR APROBADO	EQUIPOS, ELEMENTOS O MAQUINARIA OBJETO DE LA SOLICITUD	APLICACIÓN DE LA NORMA	BENEFICIO AMBIENTAL
ANTIOQUEÑA DE ENERGÍA SA ESP EADE	\$ 188.706.396	Sistema de generación de energía mediante paneles solares en zonas rurales no interconectadas	424-5	Prevención en la emisión de toneladas de CO ₂
EPM	\$ 76.079.080	Sustitución interruptores en aceite por equipos al vacío para sistemas de distribución eléctrica	424-5	Reducción en la generación de residuos peligrosos (aceite usado)
Empresa energía eléctrica del Casanare	\$ 24.422.400	Sistemas de generación de energía mediante paneles solares en zonas rurales no interconectadas	424-5	Reducción en la emisión de CO ₂ , Óxidos de nitrógeno (NO _x), disminución en la demanda del recurso leña
Aguas de la Cabaña S.A. ESP	\$ 764.639.310	Hidrogenerador de energía eléctrica	428 i	Prevención en la emisión de toneladas de CO ₂
TOTAL	\$ 1.053.847.186			

FUENTE CASTRO G Jesús Antonio. Exenciones Tributarias: Estímulos para Proyectos Ambientales en el Sector de Energía.



1.4.3 Proyecto de acuerdo No. 006 de 2008.

Por Medio Del Cual Se Establecen Unos Incentivos Tributarios Para Quienes Implementen Mecanismos De Desarrollo Limpio A Través De Fuentes Alternas, Renovables Y Limpias Para Generar Energía Eléctrica

Según el proyecto de acuerdo los siguientes incentivos se aplicaran:

Para las industrias y comerciantes que implementen mecanismos de desarrollo limpio a través de fuentes alternas para generar energía eléctrica obtendrán un beneficio del 50% de descuento en los impuestos del ICA, predial y complementarios durante los primeros cinco (5) años siguientes a la instalación de estas fuentes y del 25% de descuento en los mismos tributos para los posteriores cinco (5) años.

Las empresas constructoras y urbanizadoras que implementen mecanismos de desarrollo limpio a través de fuentes alternas para generar energía eléctrica obtendrán un beneficio del 50% de descuento en el impuesto de delineación urbana y un 50% de descuento en el impuesto de plusvalía.

Los ciudadanos propietarios de bienes inmuebles que implementen mecanismos de desarrollo limpio a través de fuentes alternas para generar energía eléctrica obtendrán un beneficio del 50% de descuento en el impuesto predial durante los primeros cinco (5) años siguientes a la instalación de estas fuentes y del 25% de descuento en el mismo tributo para los cinco (5) años posteriores.

1.5 LA CONSTRUCCIÓN SOSTENIBLE

El sector de la construcción constituye uno de los pilares de la economía a nivel mundial, sin embargo consume aproximadamente el 32% del total de los recursos en el mundo, el 12% del agua potable, el 40% de la energía, el 72% de la electricidad, produce aproximadamente el 40% de los desechos sólidos que llegan a un relleno sanitario, el 38% de las emisiones de dióxido de carbono y el 36% de los gases de efecto invernadero. Como una forma responder a esta problemática y lograr el desarrollo sin comprometer los recursos naturales nace el concepto de construcción sostenible, cuyos principales objetivos son reducir los impactos sobre el medio



ambiente de las construcciones, mejorar la calidad de vida de las comunidades y mejorar la salud de los usuarios.

El máximo líder de este movimiento sostenible es el World Green Building Council (Consejo del edificio verde), este fue fundado en 1998 con el propósito de coordinar y agrupar los organismos que en cada país lideres la transformación de la industria de la construcción hacia la sostenibilidad evolucionando la manera en la que las construcciones son diseñadas. Este ente es conocido por el desarrollo del sistema de directivas (LEED), una conferencia verde que promueve la industria de la construcción de los edificios verdes, incluyendo los materiales medio ambientalmente responsables, técnicas de arquitectura sostenible y cumplimiento de las normativas públicas vigentes, este traza un marco para determinar metas tanto de construcción como de sostenibilidad del funcionamiento del edificio.

EL CONSEJO COLOMBIANO DE CONSTRUCCIÓN SOSTENIBLE (CCCS) es el ente a nivel nacional que busca incentivar el desarrollo sostenible y ser la referencia en cuanto a este tipo de construcciones. Este es reconocido por el *Green Building Council* como un miembro emergente que necesita fortalecimiento y apoyo gubernamental para su consolidación. El CCCS busca desarrollar un sistema de calificación de proyectos para tener un estándar que permita medir la sostenibilidad de los proyectos de construcción, que establezca un sistema de acreditación de profesionales que demuestre su entendimiento de las prácticas y principios de construcción sostenible al igual que el conocimiento en los requerimientos, recursos y procesos del sistema de calificación de proyectos.

1.6 LA COMISIÓN DE REGULACIÓN ENERGÍA Y GAS (CREG)

1.6.1 Resolución 84 de 1996, Comisión de Regulación de Energía y Gas

Normas aplicables al autogenerador que se encuentra conectado al SIN

Esta resolución aplica las personas que produzcan energía eléctrica exclusivamente para satisfacer sus propias necesidades conectadas al SIN. Utilizando la red pública únicamente para obtener respaldos de esta.



De acuerdo a esta resolución toda la información técnica necesaria para realizar estudios de conexión de la planta autogeneradora debe ser suministrada por el transportador (STN, STR o SDL) y en todo caso el costo del estudio será a cargo del autogenerador. El contrato de conexión entre el transportador y el autogenerador se acuerda libremente entre las partes.

El autogenerador podrá contratar con un comercializador o generador para cubrir parte de su consumo. Para este caso se entenderá que usa el servicio de respaldo cuando la potencia eléctrica promedio que toma de la red en cualquier hora particular, es mayor a la Demanda Suplementaria contratada. Por ende el autogenerador debe contar con equipos de medición horaria de energía.

El autogenerador, no puede vender parcial o totalmente su energía a terceros si quiere mantener la categoría de autogenerador.

1.6.2 Resolución 85 De 1996, Comisión de Regulación de Energía y Gas

Por la cual se reglamentan las actividades del cogenerador conectado al sistema interconectado nacional (SIN)

Esta resolución aplica a las personas que realicen un proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, destinada al consumo propio o de terceros conectados al SIN.

De acuerdo a la resolución toda la información técnica necesaria para realizar estudios de conexión de la planta de cogeneración debe ser suministrada por el transportador (STN, STR o SDL) y en todo caso el costo del estudio será a cargo el cogenerador. El contrato de conexión entre el transportador y el cogenerador se acuerda libremente entre las partes.

El cogenerador podrá contratar con un comercializador o generador para cubrir parte de su consumo. Para este caso se entenderá que usa el servicio de respaldo cuando la potencia eléctrica promedio que toma de la red en cualquier hora particular, es mayor a la Demanda Suplementaria contratada. Por ende el cogenerador como



también los usuarios que son atendidos por este deben contar con equipos de medición horaria de energía. Si el cogenerador cumple con los lineamientos establecidos en esta resolución podrá vender su energía

1.6. SITUACIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

Siendo España uno de los países con alto crecimiento en los sistemas fotovoltaicos en los últimos años es importante conocer las medidas tomadas por el gobierno para incentivar esta práctica.

La regulación efectuada durante los últimos años en las instalaciones fotovoltaicas en España ha sido uno de los principales pilares para el desarrollo de estos sistemas. La regulación se ha realizado mediante los siguientes decretos.

- RD 2818/1998
- RD 436/2004
- RD 661/2007
- RD1578/2008

a. Real Decreto 2818/1998:

Sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

“En este Real Decreto se establece la retribución de la energía vertida. Las instalaciones que no participen en el mercado de producción reciben, además, un complemento en función de la energía reactiva cedida. Este decreto establece que las primas deberán ser actualizadas anualmente, en función de una serie de parámetros, y revisadas cada cuatro años. Para las instalaciones fotovoltaicas, las primas se aplicarán hasta que en España haya instalados 50 MW”¹¹.

¹¹ COLLADO E; CASTRO M; COLMENAR J y PEIRE J. Evolución de la industria fotovoltaica en España, regulación y nuevos negocios paralelos, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Control, UNED.



b. Real Decreto 436/2004:

Por el que se establece el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

En marzo de 2004 el gobierno de España expidió el Decreto (436/2004) como una forma de promocionar la generación de energía renovable a partir de la inversión privada. Este decreto proporciona los componentes necesarios para la creación y expansión de cualquier sector industrial: Seguridad Jurídica e Incentivos económicos. Define que la revisión de las tarifas, primas e incentivos se realizará cada 4 años a partir de 2006, y sólo afectará a las nuevas instalaciones. Se deroga el RD 2818/98 de 23 de diciembre. Para las instalaciones fotovoltaicas se darán las siguientes retribuciones:

Tarifas Establecidas en el artículo 33 del real decreto del 2004

POTENCIA	TARIFA
P<100kW	575% de la TMR los primeros 25 años. 460% de la TMR de los 25 años en adelante
P>100kW	300% de la TMR los primeros 25 años. 240% de la TMR de los 25 años en adelante

La TMR (Tarifa Media o de Referencia) se publica anualmente para todo el sector eléctrico.

c. Real Decreto 661/2007:

Por el que se establece el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

Define que la revisión de las tarifas, primas e incentivos se realizará cada 4 años a partir de 2010 en que se procederá a la primera revisión. Se deroga el RD 436/2004 de 12 de marzo. Se anula la retribución de las instalaciones con respecto a la TMR, y se indexa su retribución con respecto al Índice de Precios al Consumo (IPC). Estas



condiciones se mantendrán hasta que se tengan instalados en España 371 MW.

d. Real decreto 1578/2008: *De retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.*

e.

El sistema de retribución a la tecnología fotovoltaica fijado en la nueva normativa de 2008 y es muy diferente y flexible al que se tenía anteriormente. En la primitiva regulación se establecía una tarifa regulada para un tipo de tecnología distinguiéndose instalaciones en cuanto a potencia instalada. Por otra parte, la implantación de estas y el hecho de recibir la retribución fijada en el artículo 36 estaba condicionada a la superación o no del límite de los 371 MW. El plazo a partir de ese momento que concediesen las autoridades para que las instalaciones inscritas antes de la fecha límite pudiesen seguir recibiendo dicha tarifa regulada¹².

El sistema fijado por el RD 1578/2008 rompe con lo anterior y establece un sistema mucho más flexible, controlable y coherente, destacando por los siguientes aspectos:

Las instalaciones son clasificadas según su ubicación y forma en 2 tipos y las retribuciones para estas son:

Tipo I:

Tipo 1.1	P≤20kW	34 c€/kWh
Tipo 1.2	P>20kW	32 c€/kWh

Tipo II:

32 c€/kWh

Esta normatividad puede tomarse como base en los estudios de reglamentación en Colombia puesto que ha incentivado la utilización de la energía fotovoltaica en España.

¹² COLLADO E; CASTRO M; COLMENAR J y PEIRE J. Evolución de la industria fotovoltaica en España, regulación y nuevos negocios paralelos, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Control, UNED.



2. FUNDAMENTOS

2.1. LA ENERGÍA SOLAR

El recurso energético solar con el cual cuenta la tierra está constituido por la porción de luz que emite el sol y es interceptada por ésta. La cantidad de energía que incide en la superficie de la atmósfera de la tierra medida por satélites instrumentales es de 1.367 W/m^2 ¹³. Debido a la alteración por dispersión y absorción de la radiación solar al pasar a través de la atmósfera la energía solar pierde el 30% de su potencia, como resultado en un día soleado la energía solar total incidente sobre una superficie horizontal suele darse en 1 kW./m^2 ¹⁴.

A continuación se definen algunos conceptos que facilitan la comprensión de los fenómenos relacionados con la energía solar.

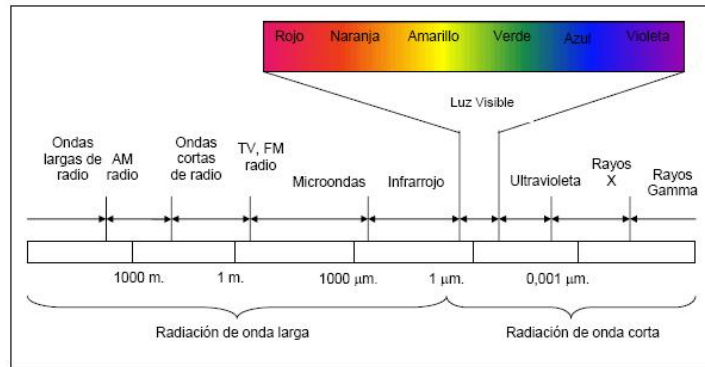
El espectro de radiación

La radiación es la transferencia de energía por ondas electromagnéticas que se produce desde una fuente y se proyecta radialmente en todas direcciones. Las diferentes ondas electromagnéticas se distinguen por sus frecuencias y longitudes de ondas, la cuales varían en un amplio rango, la Figura 1 muestra la forma del espectro electromagnético y las diferentes longitudes de onda. La luz visible, es uno de los componentes del espectro electromagnético, y se define como aquella parte del espectro de radiación que puede percibir la sensibilidad del ojo humano.

¹³ UNIDAD DE PLANTACIÓN MINERO ENERGÉTICA UNME y INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES DE COLOMBIA IDEAM, Atlas de Radiación Solar de Colombia, 2005, pág. 115.

¹⁴ ARCHER, Mary D y HILL, Robert. Clean electricity rom photovoltaics series on photoconversion of solar energy. Vol. 1, 2001.

Figura 1 El espectro electromagnético.



FUENTE Departamento Técnico Administrativo del Medio Ambiente DAMA, Informe mensual de Red Calidad De Aire de Bogotá.

La radiación solar

La radiación del sol es emitida en todas las longitudes de onda, y su mayoría se encuentra en la región de luz visible. La luz visible está compuesta por varios colores cada uno con una longitud de onda específica, con límites entre 0.43 y 0.69 μm . La cantidad restante de las ondas emitidas por el sol se sitúa en la parte infrarroja del espectro entre 0,7 a 5 μm . y una pequeña parte en la ultravioleta desde 0,3 a 0,4 μm .

La radiación solar se puede dividir en tres tipos de radiación de acuerdo a como se recibe en la superficie terrestre, los cuales constituyen la radiación global (H):

- **radiación directa (H_b)**. Es aquella que llega directamente del sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección.
- **radiación difusa (H_d)**. Parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas. Esta radiación va en todas direcciones, como consecuencia de las reflexiones y absorciones, no sólo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc.
- **radiación reflejada**: La radiación reflejada es, como su nombre indica, aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo.

Irradiancia (G)

Las cantidades de radiación son expresadas generalmente en términos de exposición



radiante o irradiancia, siendo esta la potencia instantánea de la radiación solar recibida por unidad de superficie y se expresa en la unidad correspondiente del sistema internacional, en kW/m².

La irradiancia nos permite calcular la generación de los paneles fotovoltaicos de acuerdo al máximo valor de potencia especificado para este, esto se hace reduciendo la duración de un día solar a un valor fijo promedio que contemple las variaciones en el valor de la irradiancia para la respectiva localización.

Irradiación (Insolación) (H)

Es la potencia que incide por unidad de superficie en un tiempo determinado. Corresponde a la integración de la irradiancia en un período determinado. La unidad correspondiente en el sistema internacional es el kWh/m². Se usa “I” para indicar la insolación horaria y “H” para indicar la insolación en un día.

Radio de Masa de aire (M)

El radio de masa de aire corresponde a la distancia entre la altura del sol respecto al horizonte y un observador fijo sobre la tierra. La distancia mínima entre el observador y el sol se alcanzara cuando el sol alcance el cenit, puesto que los rayos solares caen formando un ángulo de 90° respecto al horizonte. Al ir acercándose el sol al horizonte, la masa de aire (M) crece, y la distancia que deben atravesar los rayos para alcanzar la posición del observador se incrementa. En la Figura 2 se ve ilustrado este concepto.

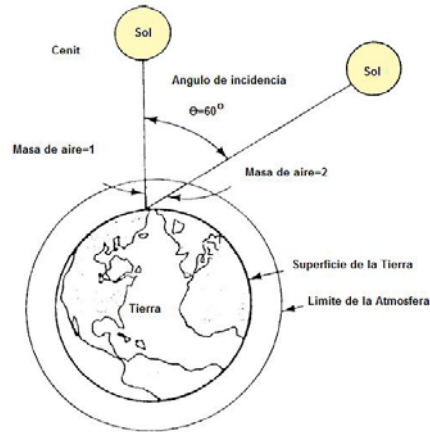
A la posición del cenit se le asigna, como referencia, una masa de aire unitaria (**M1**). Para cualquier otra distancia la masa de aire se expresa de la siguiente forma:

$$\text{Masa de Aire} = 1 / \cos(\alpha) = \sec(\alpha)$$

La fuente luminosa usada para medir la potencia máxima de salida de un panel fotovoltaico tiene un espectro luminoso correspondiente a M1,5 esto equivale a una incidencia de los rayos a un ángulo aproximadamente de 48°. Este valor es uno de los parámetros de medición que han sido adoptados como estándar (STC condiciones de prueba estándar) para evaluar la potencia eléctrica máxima de salida de un panel

fotovoltaico¹⁵.

Figura 2 Masa de aire.



FUENTE LAMAISON, Rafael. Energía Solar Fotovoltaica.

Hora solar pico (HSP)

Una hora solar pico es equivalente a la energía recibida durante una hora a una irradiancia promedio de $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$.

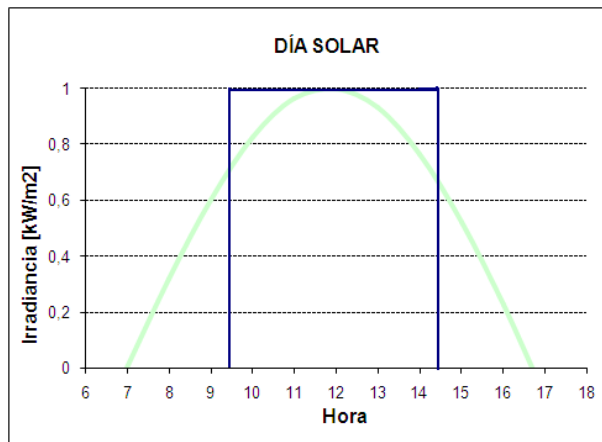
Los paneles son evaluados usando una intensidad luminosa 1kW/m^2 , la duración del día solar promedio representa la cantidad de horas, del total de horas de luz diaria, en que el panel es capaz de generar la potencia máxima de salida especificada por el fabricante.

El Día Solar (DS)

Este representa el valor promedio de horas, durante el cual un sol (con radiación constante de 1kW/m^2) es capaz de generar la misma cantidad de energía que el sol verdadero entrega, en promedio, en una localización, en la Figura 3 se ve representado este concepto para un día solar de 5 horas.

¹⁵ ARCHER, Mary D y HILL, Robert. Clean electricity rom photovoltaics series on photoconversion of solar energy. Vol. 1, 2001. pag 678.

Figura 3 Día solar de 5 horas



FUENTE AUTOR

Constante solar (I_{sc})

La constante solar es la energía total a todas las longitudes de onda incidente sobre una superficie normal a los rayos del sol a una distancia de una unidad astronómica (1 UA), su valor es de $1.367 \text{ [W/m}^2\text{]}$ según la escala del WRC (World Radiation Reference Centre); $1.373 \text{ [W/m}^2\text{]}$ según la escala de WMO (World Meteorological Organization).

2.1.1. Mapas de radiación solar en Colombia

El atlas de radiación solar de Colombia brinda un modelo de la distribución espacial del potencial energético solar de Colombia, en el encontramos mapas que establecen el valor promedio diario de radiación solar global que incide sobre una superficie plana por metro cuadrado. Estos valores promedio se observan en el tiempo mediante 13 mapas, uno para cada mes del año y un mapa promedio anual¹⁶. Los valores consignados en estos mapas para Bucaramanga corresponden a:

¹⁶ UNIDAD DE PLANTACIÓN MINERO ENERGÉTICA UNME Y INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES DE COLOMBIA IDEAM. Atlas de Radiación Solar de Colombia, 2005.



Mes	Irradiación [kWh/m ²]
Enero	3,9
Febrero	4,2
Marzo	3,9
Abril	3,9
Mayo	4,1
Junio	3,7
Julio	3,9
Agosto	4,0
Septiembre	3,9
Octubre	3,8
Noviembre	4,0
Diciembre	4,1

FUENTE IDEAM y UMME Atlas de Radiación Solar de Colombia.

Dando como resultado para Bucaramanga un promedio multianual de 4 [kWh/m²].

Es necesario tener presente que estos valores son una aproximación a la realidad de nuestro país en cuanto al recurso solar y para contar con un cálculo más exacto del recurso energético solar se cuenta con las estaciones climáticas de cada región del país.

Para simplificar el cálculo de la energía eléctrica generada diariamente por un panel fotovoltaico, se define el día solar promedio para el lugar a instalar. De acuerdo a la radiación obtenida da los mapas de radiación solar de Bucaramanga el día solar equivale a:

$$DIA.SOLAR = \frac{4kWh / m^2}{1kW / m^2} = 4horas$$

Este valor brinda una aproximación del recurso solar energético en Bucaramanga pero para realizar cálculos más exactos se analizaran valores obtenidos por las estaciones climáticas y la incidencia de los rayos solares en planos inclinados.

2.1.2. Método para determinar la radiación solar en un plano inclinado

Para asegurar que la radiación solar incidente en las celdas fotovoltaicas se aproveche al máximo durante todo el año es necesario determinar el ángulo de inclinación que



asegure una radiación solar global incidente óptima. Para realizar el análisis de la radiación solar incidente en un ángulo inclinado se tienen en cuenta diferentes parámetros y modelos.

2.1.2.1. Cálculo de la radiación solar extraterrestre (I_0).

La radiación solar extraterrestre es la cantidad de energía sobre la superficie de la atmósfera de la tierra. Esta cantidad indica la cantidad de energía solar que impactaría la tierra en ausencia de la atmósfera. La radiación extraterrestre cambia debido al movimiento elíptico de la tierra alrededor del sol. Para calcular esta radiación teniendo en cuenta este cambio se utiliza el factor de corrección E_0 , calculado de la siguiente forma.

$$E_0 = 1 + 0.003 \cdot \cos(360 \cdot n / 365)^{17}$$

Donde n es el día del año contado desde el 1 de enero $1 < n < 365$

El eje de la tierra está inclinado 23,5 grados respecto al eje de rotación de la tierra alrededor del sol, como resultado de esta inclinación los días son más largos en el hemisferio norte desde el equinoccio de primavera (marzo 23) hasta el equinoccio de otoño (septiembre 22) y días más largos durante los siguientes seis meses en el hemisferio sur. Por consiguiente es necesario determinar la localización del sol en el cielo para determinar la radiación extraterrestre.

La posición relativa del sol puede ser calculada si la latitud (L), un ángulo de ubicación horaria (W) y la declinación del sol son conocidos (δ) los cuales se presentan en la Figura 4.

La latitud (L): es la distancia (hacia el norte o sur) del ecuador de la tierra medida en grados a lo largo del meridiano.

El ángulo horario (W): este ángulo se mide a lo largo del eje del ecuador, este ángulo es el encontrado entre las proyecciones de una línea desde el centro de la tierra y la ubicación del lugar y una línea desde el centro de la tierra y el centro del sol, esto

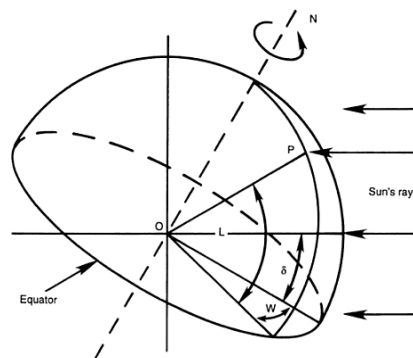
¹⁷ KREITH, Frank y WEST, Ronald, CRC Handbook of energy efficiency, 1997.

quiere decir que a mediodía el ángulo horario es cero.

La *declinación del sol* (δ): es el ángulo entre la proyección del centro de la tierra al centro del sol y el plano ecuatorial. La declinación del sol está determinada por (cooper 1969)¹⁸:

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{360(284 + n)}{365} \right]$$

Figura 4 Parámetros de localización del sol (δ , W y L).



FUENTE TWIDELL, John y WEIR, Tony. Renewable Energy Resources.

Otros ángulos son utilizados para determinar la localización del sol como el ángulo del cenit solar θ_z , la altitud solar α y el ángulo horario de la puesta del sol W_s .

Si el ángulo del cenit solar (θ_z) es conocido la radiación solar extraterrestre puede ser calculada así:

$$I_o = I_{sc} \cdot E_o \cos(\theta_z)$$

Donde

I_{sc} : constante solar

Si no se conoce el ángulo del cenit, la relación entre el ángulo del cenit solar, la altitud solar, la declinación solar y el ángulo de puesta del sol es:

$$\cos \theta_z = \cos \delta \cos W \cos L + \sin \delta \sin L$$

¹⁸ KREITH, Frank y WEST, Ronald, CRC Handbook of energy efficiency, 1997.



2.1.2.2. *Calculo de la radiación difusa*

Al no contar con las medidas de radiación difusa esta se relaciona con el índice de claridad de la siguiente forma (Liu-Jordan 1960):

$$H_d/H=1,39-4,03Kt+5,53Kt^2-3,11Kt^3$$

El índice de claridad kt: es un indicador de las condiciones de transmisión atmosférica. Por ejemplo, en un día completamente nublado los valores de kt tienden a cero, y en un día completamente despejado (día claro) los valores de kt tienden a uno. El índice de claridad definido por colliber (1991)¹⁹:

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{H_o}$$

2.1.2.3. *Calculo de la radiación en un plano inclinado*

La radiación diaria en un plano inclinado se especifica como:

$$\bar{H}_i = \bar{H}\bar{R}$$

$$\bar{R} = \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}}\right)\bar{R}_B + \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}}\left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \rho_g\left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right)$$

Donde \bar{R} es:

ρ_g : es la reflectancia del suelo.

Pasto verde $\rho_g = 0,2$

Pasto seco $\rho_g = 0,2$

Hojas secas $\rho_g = 0,3$

Superficies de construcciones oscuras $\rho_g = 0,27$

Superficies de construcciones claras $\rho_g = 0,6$

¹⁹ KREITH, Frank y WEST, Ronald, CRC Handbook of energy efficiency, 1997.



R_B : es el cociente entre la radiación media mensual en el plano inclinado y en la

$$\bar{R}_B = \frac{\cos(L - \beta) \cos \delta \sin h_s' + \frac{\pi}{180} h_s' \sin(L - \beta) \sin \delta}{\cos L \cos \delta \sin h_s + \frac{\pi}{180} h_s \sin L \sin \delta}$$

horizontal que se puede calcular aplicando el método de Klein(1977)²⁰:

Los signos de la ecuación dependen del hemisferio en que se realice el cálculo²¹:

Para el hemisferio sur se utiliza la convención de signos de (L+B)

y en el hemisferio norte se utiliza la (L-B)

h_s : es el ángulo horario del ocaso del sol en un plano horizontal determinado por

$$h_s = \arccos(-\tan L \tan \delta)$$

y h_s' es el ángulo horario del ocaso del sol en el plano inclinado determinado por

$$h_s' = \min(h_s, \arccos(-\tan(L - \beta) \tan \delta))$$

A partir de la determinación de la radiación solar a determinados ángulos de inclinación se calcula el día solar para el lugar donde se quiere instalar el sistema fotovoltaico.

2.2. LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS

2.2.1. Funcionamiento físico de las celdas fotovoltaicas

La energía transmitida por las ondas electromagnéticas fluye en forma de pequeños paquetes de energía denominados fotones. La cantidad de energía de los fotones es inversamente proporcional a la longitud de la onda. La generación fotovoltaica es causada por la radiación electromagnética, a través de estos fotones los cuales proporcionan la energía necesaria para lograr la separación de los portadores de carga

²⁰ KREITH, Frank y WEST, Ronald, CRC Handbook of energy efficiency, 1997.

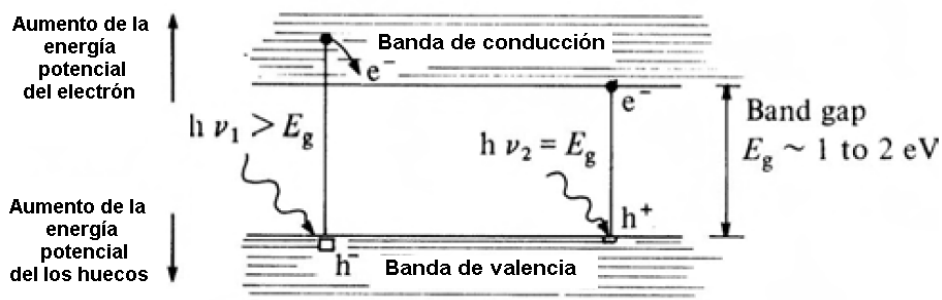
²¹ VILLAS, Marianela Garcia y ARRIBAS, Luis. Energía solar fotovoltaica y cooperación al desarrollo. IEPALA, 1999.

positiva y negativa de un material. En la presencia de un campo eléctrico estas cargas pueden producir corriente eléctrica en un circuito externo. Este campo existente en las uniones de las celdas fotovoltaicas produce la fuerza electromagnética necesaria para producir potencia.

2.2.1.1. El silicio Intrínseco y extrínseco

Las propiedades eléctricas del silicio se pueden describir por el modelo de bandas de energía. La banda prohibida (band gap), se encuentra entre la banda de conducción y la banda de valencia. La diferencia de energía entre la parte superior de la banda de valencia y la parte inferior de la banda de conducción se conoce como el ancho de la banda prohibida (E_g). La banda de valencia es la banda más alta en energía que contiene electrones, y la banda de conducción es aquella de menor energía que está vacía. En la Figura 5 se observa esta estructura para el silicio intrínseco.

Figura 5 Estructura de las bandas de un material intrínseco puro.



FUENTE TWIDELL, John y WEIR, Tony. Renewable Energy Resources.

Con el fin de mejorar las propiedades eléctricas de los materiales intrínsecos son agregadas cantidades controladas de impureza obteniendo así semiconductores extrínsecos.

2.2.1.1.1. La unión "pn"

La unión "pn" es la estructura fundamental de los semiconductores. Está formada por la unión metalúrgica de dos cristales, generalmente de Silicio (Si). Estos tipos de cristal se obtienen al dopar cristales de metal con impurezas, de algún otro metal o



compuesto químico.

Semiconductores tipo “n”

El material tipo “n” poseen átomos de impurezas pertenecientes al grupo V como son el arsénico y el fósforo, estas impurezas permiten la aparición de electrones sin huecos asociados a los mismos. Los átomos de este tipo se llaman donantes ya que entregan electrones. A diferencia de los átomos que conforman la estructura original, posee un electrón no ligado, por lo tanto la energía necesaria para separarlo del átomo será menor que la necesitada para romper una ligadura en el cristal de silicio original. Finalmente se tienen más electrones que huecos por lo que los primeros serán los portadores mayoritarios y los últimos los minoritarios. La cantidad de portadores mayoritarios será función directa de la cantidad de átomos de impurezas introducidos.

Semiconductores tipo “p”

Este material tiene átomos de impurezas que permiten la formación de huecos sin que aparezcan, electrones asociados a los mismos. Los átomos de este tipo se llaman aceptores, ya que toman un electrón, y son de valencia III como el aluminio, el indio o el galio. Debido a que solo tiene tres electrones en su última capa de valencia, aparecerá una ligadura rota que tendrá afinidad por tomar electrones de los átomos próximos; generando finalmente más huecos que electrones por lo que los primeros serán los portadores mayoritarios y los segundos los minoritarios.

2.2.1.1.2. Relación temperatura con la conductividad de los semiconductores

La densidad de portadores de carga (electrones en la banda de conducción y huecos en la banda de valencia) de un material puro intrínseco es proporcional a la conductividad del mismo:

$$\sigma = e^{-E_g / 2KT}$$

Donde:

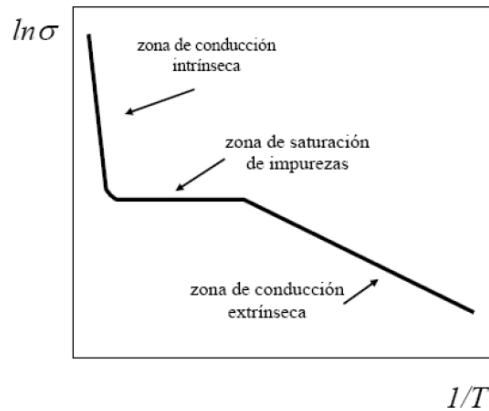
E_g es la energía de banda prohibida

k es la constante de Boltzmann

T es la temperatura

Así se observa la incidencia de la temperatura ambiente en las propiedades de los semiconductores Figura 6.

Figura 6 Incidencia de la temperatura en la conductividad de un semiconductor.



FUENTE TWIDELL, John y WEIR, Tony. Renewable Energy Resources.

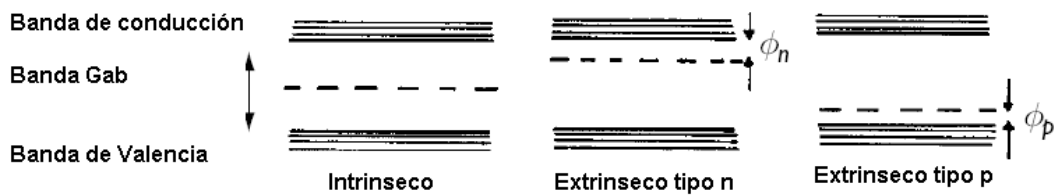
A bajas temperaturas tenemos conducción extrínseca. En este régimen, según aumenta la temperatura, aumenta el número de portadores por activación térmica de las impurezas.

A temperaturas moderadas se produce la conducción extrínseca, Sin embargo, el intervalo de temperaturas en el que se da es limitado. Puesto que el número de dopantes es muy limitado (y generalmente bajo), hay un límite de temperatura en el que los electrones de un tipo n están todos excitados o de un tipo p en el que el nivel aceptor está lleno. Esto origina lo que se conoce como intervalo de agotamiento o saturación. A partir de esta temperatura, la conductividad cambia pero como un semiconductor intrínseco, sin que afecte el dopaje realizado.

2.2.1.2. El nivel de fermi

Los materiales dopados tienen mejor conductividad que los intrínsecos debido a la facilidad que experimentan los electrones para pasar a la banda de conducción e igualmente los huecos a la banda de valencia. Este hecho está representado por el nivel de Fermi que se observa en las líneas puenteadas en la Figura 7.

Figura 7 El nivel de fermi.



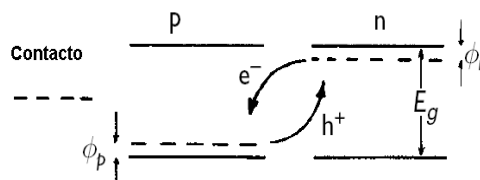
FUENTE TWIDELL, John y WEIR, Tony. Renewable Energy Resources.

Es importante tener claro que a medida que la temperatura del material aumenta los niveles de Fermi se mueven hacia el centro de la banda prohibida. Lo que se ve reflejado como disminución en la corriente fotogenerada.

2.2.1.3. Propiedades de la unión "pn"

Las cargas mayoritarias no permanecen inmóviles, desplazándose hacia la zona adyacente, donde la concentración es baja (Ver Figura 8). Este desplazamiento de cargas (corrientes de desplazamiento) acumula cargas positivas en la zona "n" y negativas en la zona "p", creando una diferencia de potencial en la juntura llamada zona de depleción, estableciendo un campo eléctrico (E).

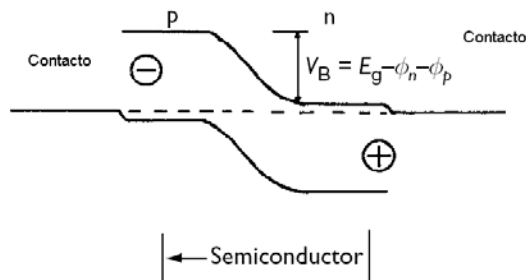
Figura 8 Formación de la unión "p-n"



FUENTE TWIDELL, John y WEIR, Tony. Renewable Energy Resources.

El proceso migratorio continúa hasta que se ve interrumpido cuando el valor del potencial alcanza el nivel de Fermi para esa sustancia. El campo eléctrico E en esta zona tendrá un valor elevado, ya que la juntura tiene un espesor muy pequeño, este campo impide que mas portadores atraviesen la unión. La banda prohibida (gab) todavía existe a lo largo del material y así las bandas de conducción y valencia están separadas por un paso como se muestra en la Figura 9.

Figura 9 Nivel de energía de la unión



FUENTE TWIDELL, John y WEIR, Tony. Renewable Energy Resources.

Durante este proceso se obtienen dos tipos de corrientes

Corriente de difusión (I_D): esta corriente es producida por la difusión de portadores mayoritarios, electrones de la región “n” a la región “p” y huecos de la región “p” a la región “n”. Por sí sola la difusión da lugar a una intensidad de corriente I_D en el sentido de P a N. Cuanto mayor es el potencial de unión, menor es la corriente de difusión I_D .

Corriente de arrastre o saturación inversa (I_S): cuando hayan transcurrido unos instantes y se haya difundido una cierta cantidad de portadores, la región N, que ha perdido electrones y ha ganado huecos, va cargándose positivamente y, de la misma forma, la región P, que ha perdido huecos y ganado electrones, va cargándose negativamente. Por consiguiente, aparece una diferencia de potencial entre N y P de manera que N se encuentra a mayor potencial respecto a P. Esta diferencia de potencial produce un arrastre de cargas negativas de P a N y positivas de N a P, es decir, tiende a producirse una intensidad de corriente de arrastre I_S , que irá en el sentido de N a P, en el sentido contrario a la de la corriente de difusión.

Los procesos mencionados, difusión y arrastre, son inversos y llegará un momento en que ambos alcancen un equilibrio dinámico de tal manera que la intensidad de corriente a través de la unión será nula $I_D = -I_S$.



2.2.1.4. Propiedades de la unión “pn” bajo Iluminación.

Cuando la luz solar incide sobre el semiconductor, algunos fotones, suministran la cantidad de energía necesaria para romper los pares electrón hueco y por lo tanto quedaran electrones libres circulando por el material. Por cada electrón aparecerá un hueco, estos portadores son forzados a separarse por medio del campo eléctrico existente, que obliga a los electrones a moverse hacia la región n y huecos a la región p.

Finalmente si se incorpora un contacto entre las dos regiones el cual permite la circulación de la corriente eléctrica hacia el exterior.

La corriente total generada corresponde la corriente fotogenerada a la cual se le resta la corriente de saturación inversa q circula en sentido contrario.

$$I = I_S * (e^{V/mV_T} - 1) - I_L$$

I_L : es la corriente foto-generada (generada por el efecto fotovoltaico)

M: es el factor de idealidad que varía entre 1 y 2; depende del material y la estructura física del diodo.

I_S : corriente de saturación de oscuridad.

V: tensión aplicada.

q: carga de electrón ($1,6 \times 10^{-19}C$)

K: constante de Boltzmann = $1,38 \times 10^{-23} J/K$

T: temperatura absoluta.

q/kT : potencial térmico V_T (para el silicio a $25^\circ C$ es igual a 25,7 mv)

La célula solar se puede ver como un diodo, diseñada para maximizar la absorción de fotones y minimizar la reflexión. Cuando se conecta una célula solar a una resistencia de carga y se ilumina, circula una corriente I. En este caso, la corriente circula de cátodo a ánodo, es decir, internamente circula del semiconductor tipo N al tipo P.

2.2.2. Curva características de las celdas solares

La corriente y la tensión a las que opera una celda fotovoltaica están determinadas por

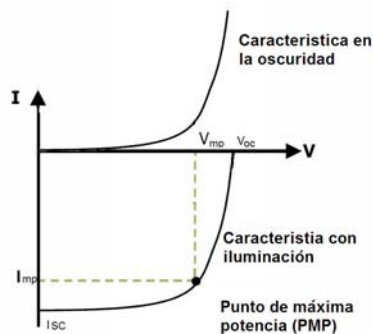
la radiación solar incidente y la temperatura ambiente. El comportamiento de una celda fotovoltaica se representa mediante un la curva IV la cual se observa en la Figura 10.

La corriente de cortocircuito I_{sc} : es la máxima corriente generada por el módulo solar a determinadas condiciones de radiación.

El voltaje a circuito abierto V_{oc} : es el voltaje máximo que genera un modulo solar, debida a la acumulación de cargas de diferente signo en los costados de la unión.

Observamos que la curva IV obtenida en la oscuridad resulta igual a la de un diodo ordinario, mientras que la curva correspondiente a la incidencia sobre la celda de una determinada iluminación, resulta de la traslación de la curva anterior, proporcional a la energía luminosa recibida o corriente fotogenerada.

Figura 10 Curva característica de la unión pn.



FUENTE AUTOR

2.2.3. Eficiencia de las celdas solares

Las celdas fotovoltaicas están limitadas por diferentes tipos de pérdidas algunas pueden ser evitables pero otras son intrínsecas al sistema. Estas pérdidas están dadas en porcentaje de la radiación que es absorbida en la etapa de generación fotovoltaica de electricidad y obteniendo como resultado la eficiencia total de la celda fotovoltaica.

Obstrucción por el contacto en la parte superior de la superficie (pérdida 3%): La corriente eléctrica deja la superficie por medio de un contacto metálico, estos



contactos tienen un área que cubre parte de la superficie activa.

Reflexión en la parte superior de la superficie (pérdida 1%): Sin tratamientos la reflectancia de los semiconductores es alta aproximadamente de 40% de la radiación solar. Actualmente se puede reducir al 3% o menos con una película delgada en la superficie u otros tratamientos.

Energía del fotón menor que la energía de la banda prohibida (pérdida 23%): Cuando la energía cuántica de los fotones es menor a la energía de la banda prohibida $h\nu < E_g$, no contribuye a la generación fotovoltaica. El silicio ($E_g \sim 1.1\text{eV}$) tiene las longitudes de onda inactivas de $\lambda > 1.1\mu\text{m}$. Si esta energía se absorbe causa calor que disminuye la producción de potencia eléctrica.

Exceso de energía del fotón (pérdida del 33%): El exceso de energía de los fotones activos ($h\nu - E_g$) también se desperdicia en forma calor.

Resistencia en serie (pérdida 0.3%): debidas a los “dedos colectores” en el enrejado de las celdas solares.

Resistencia en paralelo (pérdida 0.1%): Esta es causada por defectos a lo largo de la estructura y en el borde de la celda. Las tecnológicas han logrado reducirla hasta un efecto insignificante a tal punto de ser considerada una resistencia infinita en celdas monocristalinas de silicio.

Factor de curva (pérdidas del 4%): La curva característica de la celda solar está altamente influenciada por las características del diodo p-n. Así a medida que el voltaje de salida de la celda solar aumenta hasta V_{oc} el diodo polarizado directamente va incrementando la recombinación de corriente (I_r) a través de la unión. Este comportamiento se trata como una pérdida del sistema. El factor de curva (también llamado factor de llenado FF) es se representa como:

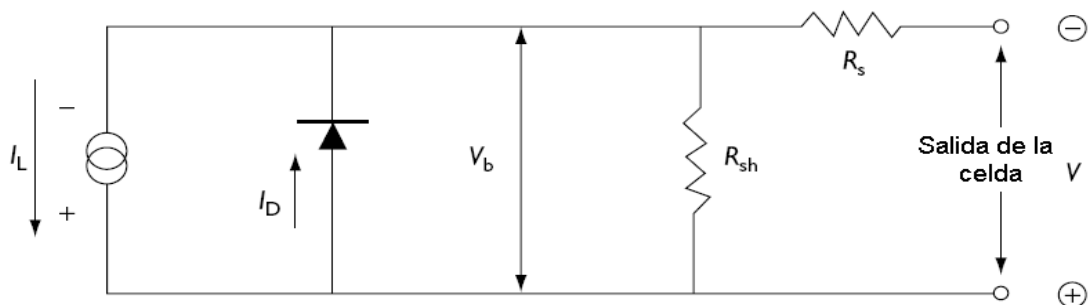
$$F_c = P_{max} / (I_{sc} * V_{oc}) = FF$$

2.2.4. El circuito equivalente de la celda solar

Teniendo en cuenta las características eléctricas una celda puede representarse por un circuito equivalente como el de la Figura 11.

La célula con iluminación se comporta como un generador de corriente, con un diodo en paralelo (para desviar la corriente de la oscuridad) y dos resistencias que representan las pérdidas debidas al comportamiento de los materiales de la célula. La resistencia serie, R_s , es debida principalmente a la resistencia del volumen del material, a las interconexiones y a la resistencia entre los contactos metálicos y el semiconductor. La resistencia paralelo R_p , debida a la no idealidad de la unión "pn" y a las impurezas cerca de la unión.

Figura 11 Circuito equivalente de una celda solar.



FUENTE PEÑA R, Adriano. Caracterización del Voltaje VOC de una celda fotovoltaica de silicio monocristalino con respecto a la temperatura.



3. DESARROLLOS TECNOLÓGICOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS

3.1. HISTORIA

El descubrimiento del efecto fotoeléctrico por Edmund Becquerel en 1839²² fue el primer paso hacia el aprovechamiento de la energía solar. La primera celda solar fue construida en el año de 1883 por Charles Fritts consistía en una pequeña capa de selenio encapsulada entre una capa base de hierro y una capa semitransparente de oro y alcanzaba un eficiencia del 1%, hasta 1954 cuando Russell Ohl de los Laboratorios Bell, descubrió que ciertos semiconductores, cuando eran contaminados, se volvían extremadamente sensibles a la luz, se dio paso a la creación de celdas solares con eficiencias del 6%, lo cual las hacía viables para ciertas aplicaciones espaciales y de telecomunicaciones. Estas celdas basadas en obleas de silicio conocidas también como la primera generación de celdas, están formadas por dos capas de silicio compactadas dentro contactos metálicos. Las celdas de silicio han sido comercialmente las dominantes en el mundo, principalmente debido a los desarrollos tecnológicos que se han logrado en su fabricación y a su producción en volumen lo que ha permitido la reducción en los costos y llegar a eficiencias del 17%.

Para la década de los 80 la industria fotovoltaica estaba preparándose para la aparición de la segunda generación de celdas solares, las celdas solares de película delgada. Un considerable número de materiales fueron investigados pero solo los materiales como CdTe, CIS y el Si-a fueron considerados potencialmente importantes para la fabricación eficiente de celdas solares. Esta nueva tecnología ofrecía la posibilidad de reducir costos eliminando la oblea de silicio y ofrecía la ventaja de poder aumentar el tamaño de la unidad de producción teniendo en cuenta que las obleas de silicio alcanzaban 100cm² y las de vidrio podrían alcanzar 1m² cerca de 100 veces mayores. Sin embargo mientras esta generación logra su maduración los costos en los materiales que las forman como los encapsulados y la lámina de cubierta superior combinados con la baja eficiencia (8% en el caso del silicio amorfo) se han convertido en los limitantes para esta generación fotovoltaica.

²² ARCHER, Mary D y HILL, Robert. Clean Electricity From Photovoltaics. Series On Photoconversion Of Solar Energy, Vol. 1, 2001.



Una tercera generación empezó a desarrollarse gracias al descubrimiento de nuevos materiales en las últimas décadas. La eficiencia ha incrementado progresivamente al lograr apilar mas celdas encima de otra y al utilizar tecnologías de tandem (heterojunturas), logrando mayor absorción de la luz.

Hoy en día existe una gran diversidad de materiales semiconductores con alta capacidad de absorción de luz, como son los pertenecientes a los grupos III y V de la tabla periódica o a los grupos II y VI. No obstante en investigaciones empíricas pocos materiales han sido considerados de importancia como son el cobre, indio (CIS) y diselenio o el cobre indio galio y selenio (CIGS). Los más recientes estudios sobre estos materiales han resultado muy promisorios, no obstante la complejidad del material la cual no permite pensar en futuro que se trabaje como película delgada²³.

Una cuarta generación se desarrolla actualmente, no consisten en celdas basadas en materiales metálicos, sino en materiales polímetros y usando nanotecnología.

3.2. FABRICACIÓN DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS

Para la fabricación de las celdas fotovoltaicas son considerados los siguientes paramentos:

- Propiedades electrónicas del material, pureza y grado de cristalinidad
- Absortividad, cantidad de luz absorbida en un determinado espesor del material.
- Ancho de banda, rango de longitudes de onda utilizadas por la celda.

La fabricación del las células fotovoltaicas se puede dividir en dos etapas:

Elaboración del material (silicio).

Elaboración de la célula.

²³ GOETZBERGER, A y Hoffmann, U. Photovoltaic solar energy generation. springer series in optical sciences, Vol.112. 2005

3.2.1. Elaboración de las células de silicio monocristalino

A pesar de la existencia de gran variedad de células fotovoltaicas, las más utilizadas son las células de silicio monocristalino y es en éstas en las cuales existe mayor experiencia.

3.2.2. Elaboración del silicio

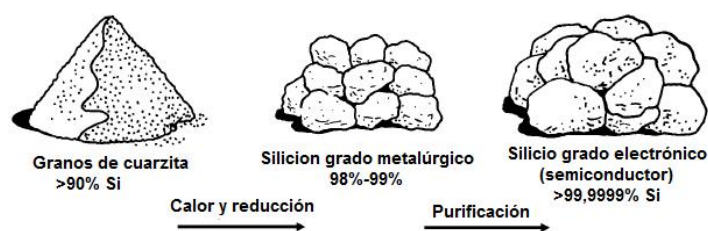
El silicio se presenta en forma de dióxido de silicio (SiO_2), siendo la arena y el cuarzo dos de las formas más comunes de este, para las celdas solares se utilizan los depósitos de cuarcita que pueden llegar a tener hasta el 99% del silicio.

Para su aplicación fotovoltaica el silicio debe ser sometido a un proceso de reducción y de purificación Figura 12.

Reducción: En este proceso son agregadas cantidades controladas de carbón a altas temperaturas, por medio de este proceso se extrae el silicio (policristalino) llamado de grado metalúrgico, obteniendo una pureza del 98%.

Purificación: En este proceso se trata el silicio químicamente obteniendo el silicio de grado electrónico, obteniendo una pureza del 99,9999%.

Figura 12 Reducción y purificación del silicio.



FUENTE MÉNDEZ MUÑIZ, Javier y GARCÍA CUERVO, Rafael, Energía Solar Fotovoltaico.

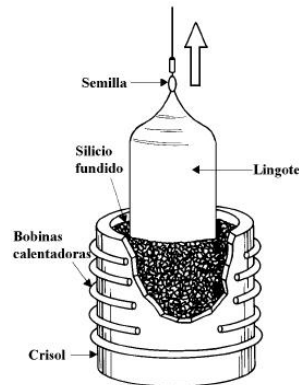
3.2.3. Fabricación de la célula.

Para obtener un lingote de silicio monocristalino se utiliza el método de Czchralshy. Se introduce el silicio en un crisol con impurezas de boro y se calienta a altas

temperaturas (1410°C), para obtener una masa fundida.

A continuación se pone en contacto con una semilla de silicio.(barrilla con germen de silicio en rotación) Figura 13 que al ponerse en contacto con el fluido empieza a solidificarla, obteniendo un lingote cilíndrico de 4 a 6 pulgadas.

Figura 13 Método Czchralsky de crecimiento de silicio monocristalino.



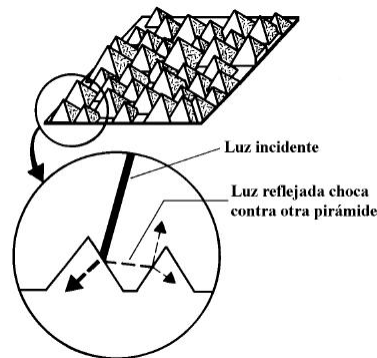
FUENTE MÉNDEZ MUÑIZ, Javier y GARCÍA CUERVO, Rafael, Energía Solar Fotovoltaico.

El lingote es cortado mediante sierras muy precisas, con lo cual se obtiene discos de espesor aproximado de 0,3mm. Con este proceso se obtienen obleas de silicio tipo “p” dopadas con boro.

La unión “p-n” se forma mediante la difusión de impurezas tipo “n” a altas temperaturas, debido a que durante este proceso anterior la totalidad de la oblea queda recubierta de una capa “n” se realiza un proceso químico localizado para eliminar la capa “n” de la capa posterior y los lados.

Finalmente un proceso de texturizado es realizado debido a que la superficie de la celda llega a reflejar hasta una tercera parte de la luz, entonces es creada una superficie rugosa formada por pirámides microscópicas que hacen rebotar el rayo incidente hacia el interior de la célula Figura 14.

Figura 14 Texturizado de celdas.



FUENTE MÉNDEZ MUÑIZ, Javier y GARCÍA CUERVO, Rafael, Energía Solar Fotovoltaico.

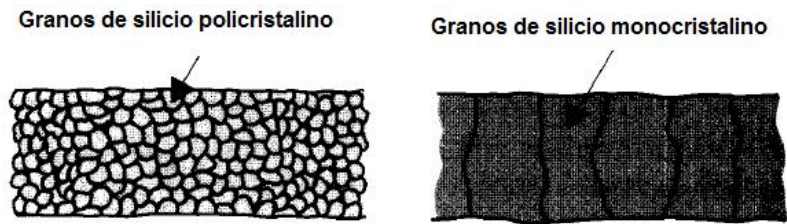
Los contactos metálicos son colocados en las dos capas de la oblea cuanto más contactos tenga mayor serán los electrones capturados, pero menor será la iluminación que llegara a ser activa. Finalmente se agrega una película antirreflectante a la superficie para disminuir la reflexión de la célula.

3.2.4. Fabricación de células de silicio policristalino.

A partir del silicio fundido se produce las células de silicio policristalino, permitiendo su solidificación en forma de bloque de sección cuadrada. De estos bloques se cortan obleas de forma cuadrada lo cual permite que el área activa sea mayor que en el caso del silicio monocristalino. Esta tecnología permite disminuir los costos en la producción de celdas fotovoltaicas.

En estas células se extienden estructuras cristalinas de 1cm^2 aproximadamente denominados granos como se observa en la Figura 15, al estar estos granos orientados arbitrariamente el material cuenta con mayores defectos donde es posible la recombinación de cargas y por lo tanto disminuirá su eficiencia.

Figura 15 Granos de silicio monocristalino y policristalino.



FUENTE MÉNDEZ MUÑIZ, Javier y GARCÍA CUERVO, Rafael, Energía Solar Fotovoltaico.

3.2.5. Fabricación de células de película delgada.

Este tipo de células se depositan en capas muy finas, constituidas de átomos, moléculas o iones. De aquí viene su nombre del método utilizado para depositar la película no del tamaño de la misma.

Existen diferentes técnicas de deposición las cuales son mucho más económicas que las utilizadas para obtener el lingote de silicio, entre estas técnicas se encuentran:

Deposición física de vapor.

Deposición de vapor químico.

Deposición electroquímica.

Estas células no cuentan con una rejilla de metal para el contacto eléctrico superior, cuentan con una capa delgada de un conductor de óxido transparente.

3.3. CARACTERIZACIÓN DE LOS TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Los avances de la tecnología fotovoltaica han ido siempre a la par del mejoramiento en los procesos y materiales utilizados en la fabricación de celdas fotovoltaicas. Diferentes materiales han sido utilizados para la transformación de la energía solar a eléctrica pero los dispositivos prácticos hoy en día son basados en materiales semiconductores, los cuales son sensibles a la radiación solar de modo que el efecto fotovoltaico se produce de forma más eficiente. La banda de valores de E_g precisos



para realizar celdas solares de rendimientos adecuados, se extiende desde 0,7 eV a 2,2 eV, pero no solo es necesario disponer de un semiconductor sensible a todas las longitudes de onda del espectro solar para lograr una celda altamente eficiente, debe ser posible fabricar en serie con él uniones eficientes y a un costo moderado.

En este sentido se han explorado diferentes alternativas para lograr soluciones eficientes y a bajo costo analizando celdas de película delgada, uniones de diferentes materiales y combinaciones de diferentes capas (tamden) hasta tecnologías próximas a la microelectrónica.

Las diferentes estructuras fotovoltaicas, en forma general pueden llamarse de homounión, de Heterounión u multiunión. Por otro lado, el material activo puede ser cristalino, policristalino o amorfo. A continuación se describirán las características de éstas y en la Tabla 3 y Tabla 4 observaremos una comparación de las diferentes alternativas de paneles fotovoltaicos disponibles.

Película Delgada

Los materiales de película delgada se convirtieron en una alternativa para reducir costos en la fabricación de celdas fotovoltaica. Otra ventaja económicamente es que pueden ser conectadas en serie de una forma sencilla en sustratos de gran área, el problema de este sistema es que se dificulta la producción de grandes áreas sin defectos.

Tipo de unión

Algunas células fotovoltaicas están compuestas por capas de diferentes materiales que se apilan para lograr captar mayores longitudes de onda. Según esta estructura las células se pueden clasificar en 3 tipos:

Homounión: En este caso solo se utiliza una juntura para crear el campo eléctrico. En estas células el material más utilizado es el silicio y se requiere de diferentes dopajes tipo “p” y tipo “n”. En estas celdas al contar con un solo tipo de material base solo los fotones cuya energía sea mayor a la ancho de banda del material E_g , podrán lograr liberar un electrón.



Heterounión: Son uniones de dos materiales base distintos, produciendo un cambio en el ancho de banda a través de toda la unión. La absorción de los fotones es posible a varias frecuencias incrementando la cantidad de fotones que puedan ser absorbidos y por lo tanto disminuyendo las pérdidas por exceso de energía de los fotones. Generalmente hay un desajuste en la red cristalina en donde se unen los dos materiales. En este tipo de diseño se utiliza el diseleniuro de cobre indio (CIS, CuInSe_2), donde la unión está formada por sulfuro de cadmio.

Multiunión (tandem): Este tipo de celdas consisten en celdas individuales de homounión, colocadas en orden descendente de acuerdo a su ancho de banda E_g . Con esto se logra que la celda más alta capture los fotones de mayor energía y deja pasar los otros para ser absorbidos por las celdas con anchos de banda más bajos.

3.3.1.1. Celdas de silicio policristalino

Empleando un material policristalino se ahorran costos considerables durante la fabricación de estas celdas. Estructuralmente no son débiles aunque las fronteras de las células contienen la mayor imperfección incrementando la recombinación entre los pares electrón hueco. La corriente de oscuridad aumentará al tener mayor recombinación de forma que el voltaje de circuito abierto será menor. Los paneles de silicio policristalino tienen eficiencias menores que los del cristal monocristalino.

En el Anexo A observan la tabla de datos de un panel comercial fabricado con 114 células de silicio policristalino.

3.3.1.2. Celdas de silicio amorfo

Estas celdas de silicio no cuentan con una estructura cristalina ordenada. Su proceso de fabricación es más sencillo y sustancialmente más barato.

Debido a la baja movilidad de los portadores en el silicio amorfo la fabricación de células basadas en la unión p-n no es posible, como es habitual con el silicio cristalino, ya que estas estructuras logran la foto generación mediante la difusión de los portadores. En el caso de silicio amorfo se suelen utilizar estructuras p-i-n; es decir,



incluyendo una zona activa intrínseca entre las zonas dopadas, ya que para lograr la separación de los portadores foto generados estos deben ser producidos directamente en la zona donde se encuentra el campo eléctrico, a diferencia de las células cristalinas donde la generación se produce en el material dopado y la separación de los portadores se logra por su difusión. Estas células deben tener una zona ancha donde el campo eléctrico interno sea alto.

El silicio amorfo cuenta con el elevado coeficiente de absorción lo que permite que con pequeños espesores se pueda aprovechar la mayor parte del flujo luminoso incidente. Por lo tanto este puede ser utilizado en células de película delgada en donde el espesor del semiconductor es de $1\mu\text{m}$.

El silicio amorfo se comporta mejor bajo altas temperaturas perdiendo un 2% de potencia por cada 10°C que aumente su temperatura.

El principal problema de este tipo de células es la degradación provocada por la iluminación. Las mejores células solares de silicio amorfo alcanzan rendimientos iniciales superiores al 12%, pero disminuye tras los periodos de iluminación.

En el Anexo A se muestra la hoja de datos de un panel comercial fabricado con silicio amorfo.

3.3.1.3. Celdas de diseleniuro de indio de cobre (CIS)

El CIS muestra por su relativamente pequeña energía de gap de 1.04 eV propiedades ventajosas como material de absorción de luz en celdas solares. Su estructura de bandas electrónicas es directa, que permite que las pares de portadores de carga se generen muy cerca a la unión colectora.

En el Anexo A se muestra la hoja datos de un panel comercial fabricado con la tecnología CIS.



3.3.1.4. Celdas de cobre indio galio y selenio (CIGS)

Esta tecnología está basada en la unión de semiconductores como CuInSe_2 , CuGaSe_2 , CuInS_2 y su aleación $\text{Cu}(\text{In,Ga})(\text{S,Se})_2$ conocida como CIGS. Inicialmente se trabajó con CuInSe (CIS) pero la complejidad del material no permitió el avance de esta tecnología como película delgada, además de contar con una banda prohibida de 1 e.V reduciendo su eficiencia.

El CuInGaSe (CIGS) es el material más ampliamente investigado para aplicación en celdas solares de capa delgada, y en la actualidad el mayor desarrollo tecnológico a nivel industrial se ha alcanzado con este tipo de material ²⁴.

Para producir esta celda se evaporan simultáneamente el Cobre, galio indio y selenio dentro de un sustrato neutro como vidrio revestido. La capa será de tipo “p” con una unión “pn” formada por la deposición de una capa “n” de CdS u otras sustancias.

Las celdas de película delgada basadas en estos materiales han alcanzado eficiencias del 20% en laboratorios ²⁵.

Modelo de las celdas CIGS de alto rendimiento.

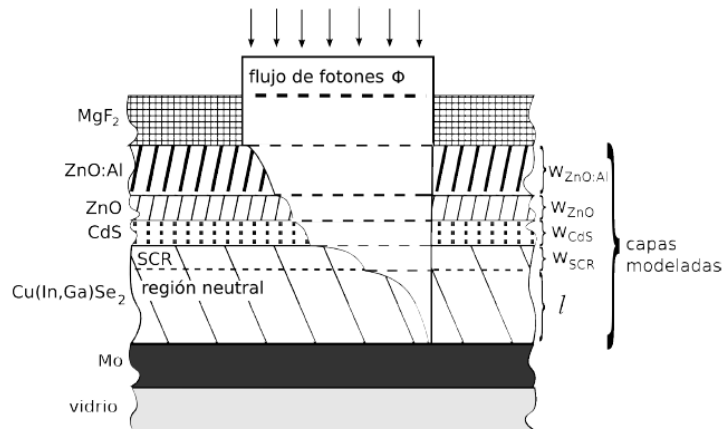
Las celdas basadas en CIGS se componen de seis capas. Si bien el material absorbente propiamente dicho es el CIGS, las demás capas intervienen directamente en el comportamiento óptico de la celda. En la Figura 16 se muestra una sección transversal de una celda mostrando las capas y el material de cada una (a la izquierda), y el espesor correspondiente w_i (a la derecha). La capa de MgF_2 actúa como antirreflejante, mientras que las capas de ZnO:Al y ZnO cumplen la función de contacto frontal transparente. La heterojuntura pn es formada por las capas de CdS (tipo n) y CIGS (tipo p)²⁶.

²⁴ MESA, F; ROMERO, E; CALDERÓN, C y GORDILLO, G. Revista Colombiana de Física, Vol. 38, No.3, 2006 1086 Preparación y caracterización óptica de películas delgadas de $\text{CuIn}_{1-x}\text{Ga}_x\text{Se}_2$.

²⁵ TWIDELL, John y WEIR, Tony. Renewable Energy Resources. Second Edition, 2006, pag 215.

²⁶ TROVIANO, M; TARETTO, K. MODELADO DE LA EFICIENCIA CUÁNTICA DE CELDAS SOLARES DE $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ DE ALTA EFICIENCIA. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 11, 2007. Impreso en la Argentina. ISSN 0329-5184.

Figura 16. Corte transversal de una celda solar basada en $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$.



FUENTE MESA, F; ROMERO, E; CALDERÓN, C y GORDILLO, G. Preparación y caracterización óptica de películas delgadas de $\text{CuIn}_{1-x}\text{Ga}_x\text{Se}_2$

En el Anexo A se muestra la hoja datos de un panel comercial fabricado con la tecnología CIGS.

3.3.1.5. Celdas de telurio de cadmio (CdTe)

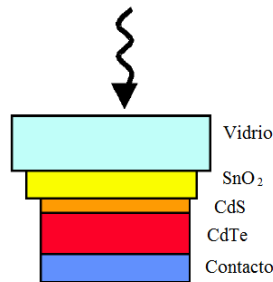
Este material es ideal para la fabricación de celdas fotovoltaicas debido a su ancho de banda prohibida de 1.5 eV, alto coeficiente de absorción y fácil manera de deposición.

Estas celdas han alcanzado eficiencias del 16% pero su comportamiento aun no es muy estable y depende de condiciones aun desconocidas durante su fabricación por lo cual algunas celdas se degradan con el tiempo y otras no sufren degradación²⁷.

Estas celdas de alta eficiencia utilizan una capa fina de CdS depositada químicamente. La estructura esquemática de la celda solar típica basada en CdTe se muestra en la Figura 17.

²⁷ TWIDELL, John y WEIR, Tony. Renewable Energy Resources. Second Edition, 2006, pag 215.

Figura 17 Estructura típica de la superestructura CdTe/CdS



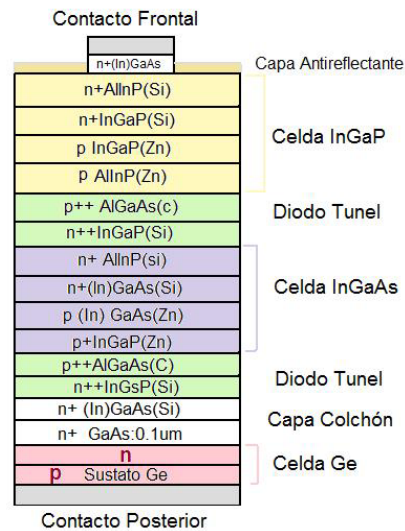
FUENTE UNAM. Nuevos materiales para aplicaciones fotovoltaicas

En el Anexo A se muestra la hoja de datos de un panel comercial fabricado con la tecnología Cdte.

3.3.1.6. Celdas de galio arsénico (GaAs)

Se ha hecho un arreglo de dispositivos fotovoltaicos para fabricar celdas tandem monolíticamente con este tipo de material (GaAs), también llamadas celdas con estructura de cascada, en donde se depositan varias capas para formar uniones p-n conectadas en series. En la Figura 18 se muestra una celda tandem en cascada la cual posee tres celdas solares, la de mayor ancho de banda prohibida, InGaP, se encuentra en la parte superior absorbiendo los fotones de mayor energía; a continuación aparece la celda en base a InGaAs con menor ancho de banda prohibida. Finalmente viene la celda de Ge que posee el menor valor de banda prohibida, de manera que prácticamente absorbe toda la radiación solar.

Figura 18 Estructura celda tandem de InGaP, InGaAs y Ge



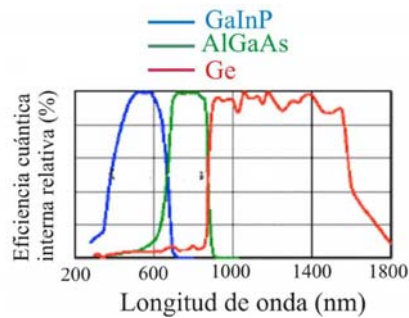
FUENTE UNAM. Nuevos materiales para aplicaciones fotovoltaicas

También aparecen diodos túneles, que son uniones p-n con alta concentración de impurezas, los cuales garantizan que la corriente que circula a través de toda la celda tandem es la misma para cada una de las celdas particulares, que es un requisito indispensable para el funcionamiento de este tipo de celdas²⁸.

Cada una de las celdas individuales contribuye a la eficiencia de la celda de tandem. El mayor ancho de banda prohibida, InGaP tiene su respuesta desplazada hacia la radiación con menores longitudes de onda con se observa en la Figura 19, las celdas de AlGaAs y Ge que poseen menores anchos de banda prohibida tienen sus respuestas a mayores longitudes de onda. Como consecuencia de ésta ampliación de la respuesta espectral este tipo de tecnología produce una mayor corriente de cortocircuito.

²⁸ HERNANDEZ G, Luis Manuel Hernández. Energía, Energía Fotovoltaica y Celdas Solares, de Alta Eficiencia. Revista Digital Universitaria, 10 de diciembre 2007. Volumen 8 Número 12 ISSN: 1067-6079.

Figura 19 Respuesta espectral celda de tandem de InGaP, InGaAs y Ge.



Este tipo de celdas han alcanzado eficiencia teórica del 25% y en la práctica del 16%.

En el Anexo A se muestra la hoja de datos de un panel comercial fabricado con la tecnología tandem InGaP, GaAs y Ge.

3.3.1.7. Comparativa entre las alternativas de celdas fotovoltaicas disponibles en el mercado.

A continuación en la Tabla 3 y Tabla 4 observaremos una comparación de las diferentes alternativas de paneles fotovoltaicos tanto de silicio como de película delgada.

Tabla 3 Características celdas fotovoltaicas de silicio.

CELDAS DE SILICIO			
TIPO CARACTERÍSTICA	SILICIO MONOCRISTALINO	SILICIO POLICRISTALINO	SILICIO AMORFO
RENDIMIENTO	15-18%	12-14%	<10%
ANCHO DE BANDA (eV)	1,14		1,12-1,7
ESTRUCTURA	Completamente ordenada	Ordenada por regiones separadas	Alta grado de desorden
ÁREA (m²) PARA 1KW_{pico}	7-9	8-11	16-20
OBTENCIÓN	de silicio puro fundido y dopado con boro	de silicio puro fundido.	de silicio fundido
VISUALIZACIÓN	Monocromía azulada oscura y metálica	Distintos tonos azules y grises metálicos.	Color marón homogéneo.
VENTAJAS	Su comportamiento uniforme la hace buen conductor	Fabricación más económica comparada con el silicio monocristalino.	Es eficiente bajo iluminación artificial
DESVENTAJAS	Es de compleja fabricación y costos elevados.	Los enlaces irregulares de las fronteras cristalinas disminuyen el rendimiento de la célula	Contiene un gran número de defectos estructurales.

FUENTE Construida por el autor con datos obtenidos de [MÉNDEZ MUÑIZ, Javier y GARCÍA CUERVO, Rafael, Energía Solar Fotovoltaica]

Tabla 4 Características celdas fotovoltaicas de película delgada.

CELDAS DE PELÍCULA DELGADA			
TIPO	Eg(eV)	Eficiencia (%)	Disminución de la potencia por incremento de la temperatura % / °C
CIGS	1.4	20	
CIS	1.04	12	0,38
CdTe	1.56	16	0,23
GaAs	1.42	16	

FUENTE AUTOR



3.4. PROYECTOS DE REFERENCIA A NIVEL NACIONAL

De acuerdo al censo y evaluación de sistemas fotovoltaicos instalados en Colombia para el año 1996 se encontraron 4,6MWpico instalados en sistemas fotovoltaicos de los cuales 3365kWpico corresponden a proyectos de telecomunicaciones con sistemas instalados desde 500W a 31kWpico, en electrificación Rural desde 300 a 8,3kWpico para un total de total de 195kWpico y en otros sistemas como protección catódica y señalización marítima se encuentra un total de 924kWpico instalados²⁹.

El Primer Sistema Fotovoltaico Interconectado de Colombia

El sistema FV está instalado sobre una terraza ubicada en el edificio del Departamento de Física de la Universidad Nacional-Sede Bogotá. Está conformado por un generador fotovoltaico de 980Wpico constituido por 14 módulos de silicio monocristalino cada uno con una potencia nominal de 70 Wpico, un inversor de 1000 VA de la marca Xantrex que cumple los requerimientos del estándar IEEE 929-2000. El inversor con salida bifásica se conecta entre el generador FV y el punto de acople común de la red eléctrica local, a través de medidores de energía eléctrica que miden la energía exportada a la red y la diferencia entre la energía consumida y la exportada. “Como el número promedio de horas de radiación estándar en la sabana de Bogotá es de 4 horas, la energía eléctrica que se puede generar con el sistema interconectado es de 2800 Wh/día y de 1022 kWh/año. La instalación y operación del sistema FV interconectado cumple con normas nacionales e internacionales como son: IEEE Std. 929-2000, Standards Australian Committee EL42-2000, Norma UNE-EN 6172, Norma CEI 1194-1992, IEEE Std. 519-1992 y la Resolución CREG 061-2000”³⁰.

Sistema Fotovoltaico Autónomo En El Municipio de Quibdó-Chocó

El sistema fotovoltaico autónomo consta de: Un banco de baterías (3 baterías de 120 Ah), un generador fotovoltaico compuesto por 5 paneles solares de 75W conectados en paralelo y 1 en serie, 1 inversor de corriente de 750W, 1 regulador (15A, 12VDC), un panel de control (amperímetros y voltímetros AC y DC).

²⁹ INSTITUTO DE CIENCIAS NUCLEARES Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS. Censo y evolución de sistemas fotovoltaicos instalados en Colombia. 1996

³⁰ ARISTIZABAL, A y GORDILLO, G. Monitoreo del desempeño del inversor que conforma el primer sistema fotovoltaico interconectado de Colombia, usando instrumentación virtual. Revista colombiana de física, VOL. 38, No. 1, 2006. Universidad Nacional de Colombia, Sede Bogotá, Departamento de Física.



Desde comienzos del año 2006, el sistema FV ha venido funcionando satisfactoriamente durante el tiempo en que son encendidos los diferentes equipos que se le instalaron y éstos a su vez han funcionado muy bien, ya que el sistema produce bajo condiciones de radiación solar estándar una potencia de 375W y una energía eléctrica de 1387.5Wh/días y los diferentes equipos conectados al sistema tienen una potencia eléctrica de 270W y un consumo diario de 750Wh/días. Durante el tiempo de consumo de los diferentes equipos conectados al sistema, se mantiene un voltaje constante de 110 AC y 12 DC³¹.

Otros Sistemas Instalados en Colombia

En la Tabla 5 se presenta la generación de otros sistemas fotovoltaicos instalados en Colombia.

Tabla 5 Sistemas fotovoltaicos instalados en Colombia

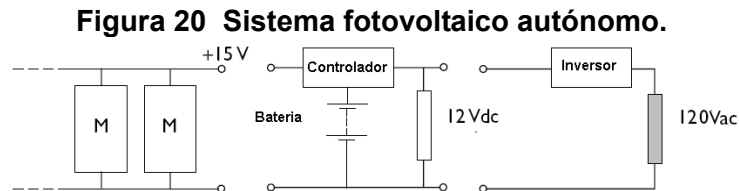
Proyecto	Potencia Pico Wpico	Energía diaria W	Radiación KWh/d	F. Utilización Adimensional	Horas Día
Tel. Prim. Etap	31.81	89.95	4.3	0.118	2.83
T. Caribe I	26.46	89.37	5.1	0.141	3.38
T. Arauca-Casanare	96.9	318.01	5.0	0.137	3.28
T. Magdalena Medio	160	498.84	4.8	0.130	3.12
T. Cordillera Nororiental	35.7	111.3	4.7	0.130	3.12
T. Macizo Colombiano	185.206	547.03	4.5	0.123	2.95
T. Plan Sabana	55	162.45	4.5	0.123	2.95
T. 100.000 líneas	30.49	95.06	4.8	0.130	3.12
BP- Casanare	26	85.33	5.0	0.137	3.28

FUENTE Instituto de Estudios Regionales INER, Universidad de Antioquia, UPME

³¹ BANGUERO, E; MURILLO, W y ARAGÓN, G. Dimensionamiento e Instalación de un Sistema Fotovoltaico Autónomo en el Municipio de Quibdó-Chocó. Revista Colombiana de Física, vol. 40, No. 2, Julio 2008. Universidad Tecnológica del Chocó. Departamento de Matemáticas y Física.

4. EL SISTEMA FOTOVOLTAICO

La Figura 20 se muestra como un arreglo fotovoltaico puede ser conectado a una carga CD o AC en un sistema aislado.



FUENTE Clean Electricity From Photovoltaics

La máxima potencia se obtiene controlando V-I de tal forma que se puedan ubicar el punto de máxima potencia a medida que la insolación y la carga varia. En la práctica la temperatura de operación usualmente cambia con la irradiancia lo que produce la reducción de la tensión de salida. La tensión en las terminales de la batería permanece constante sin importar la corriente de carga, pero incrementa al ir aumentando el estado de carga.

El controlador de carga es esencial para mantener la batería dentro de sus límites de carga y descarga suministrados por la placa de fabricación.

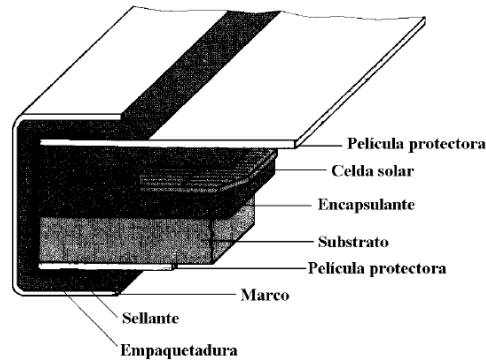
Para operar cargas de AC el sistema requiere un inversor. El inversor utiliza un generador de frecuencia interna para transformar las tensiones bajas de DC en tensiones altas de AC.

4.1. LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Las celdas solares son generalmente conectadas en grupos serie o paralelo con el objetivo de tener voltajes y corrientes de operación adecuados para la aplicación deseada. Para evitar esfuerzos mecánicos es necesario encapsular las celdas. Normalmente como cubierta superior se utiliza vidrio templado y se encapsulan dentro de un material denominado EVA (Etilen-Vinil-Acetato) finalmente se coloca un substrato que puede ser de metal o nuevamente vidrio. Posteriormente se coloca un

sellante en los bornes y es montado con una empaquetadura apropiada en un marco, generalmente aluminio anodizado. El dispositivo final tras todo este proceso de integración se conoce como módulo fotovoltaico. En la Figura 21 se observa los componentes del encapsulado de un módulo fotovoltaico típico.

Figura 21 Componentes del encapsulado del módulo fotovoltaico



FUENTE Handbook of energy efficiency

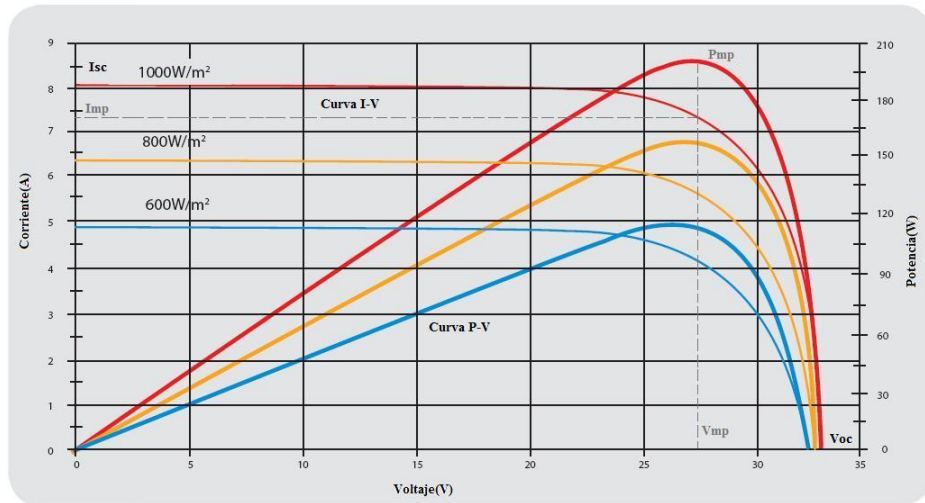
El comportamiento de los módulos está caracterizado por las curvas de corriente contra voltaje (IV) o potencia contra voltaje (PV). La Figura 22 muestra las curvas IV y PV para un módulo fotovoltaico típico en condiciones estándares de prueba³². En la curva PV la potencia P_{mp} es la potencia nominal de módulo. La corriente y tensión en este punto corresponde a la corriente nominal I_{mp} y V_{mp} respectivamente.

Como se observa en la Figura 22 el funcionamiento del módulo se ve afectado por la irradiancia, la fotocorriente producida por el panel solar es proporcional al flujo de fotones, un incremento de la irradiancia conlleva un incremento en la fotocorriente producida, como consecuencia, la corriente de cortocircuito (I_{sc}) aumenta de la misma forma que lo hace la irradiancia. Por el contrario el voltaje de circuito abierto (V_{sc}) no varía de forma lineal lo hace de forma aproximadamente exponencial respecto a la irradiancia³³. Debido a estas características de tensión y corriente, el comportamiento de la potencia que suministra el panel no es exactamente en forma lineal con la irradiancia que recibe.

³² Las condiciones estándares de prueba para un módulo fotovoltaico corresponden a una irradiancia de 1KW/m^2 , temperatura de 25°C , y espectro solar de AM1,5.

³³ GIL ARIAS, Omar. Modelado y simulación de dispositivos fotovoltaicos. UNIVERSIDAD DE PUERTO RICO. Tesis sometida en cumplimiento parcial de los requisitos para el grado de MAESTRO EN CIENCIAS en INGENIERÍA ELÉCTRICA. Diciembre de 2008.

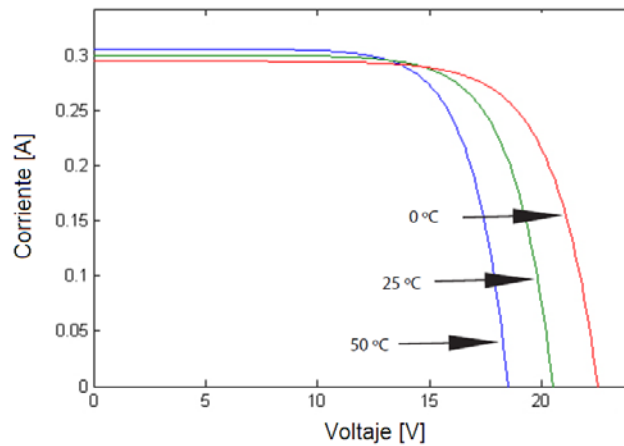
Figura 22 Curva IV-PV para un modulo fotovoltaico



FUENTE Suntech Modulo policristalino de 200W

En la Figura 23 se observa el efecto que produce la temperatura sobre la producción de corriente en el módulo. La corriente se reduce aproximadamente 0.2 mA/oC, cada grado centígrado por encima de las condiciones estándares de prueba y la tensión disminuye en un proporción de 80 mV/oC.

Figura 23 Corriente en función de la tensión a diferentes temperaturas



FUENTE GIL ARIAS, Omar. Modelado y simulación de dispositivos fotovoltaicos.



4.2. ACUMULADORES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

Los acumuladores desempeñan tres funciones principales en un sistema fotovoltaico:

*Dar autonomía al sistema.

*Estabilizan el voltaje, debido al carácter variante del sol ocurren fluctuaciones de voltaje dañinas para los equipos conectados, esto se corrige mediante la tensión constante que se entrega por los acumuladores.

*Suministrar picos de intensidad superiores a las que pueden dar los paneles para por ejemplo, arranque de motores.

Para aplicaciones fotovoltaicas son utilizadas las baterías secundarias o recargables diseñadas para los sistemas que necesitan un proceso cíclico de carga, su mecanismo permite la utilización de una batería como una fuente portátil de energía eléctrica y consiste en una doble conversión de energía, llevada a cabo mediante el uso de un proceso electro químico reversible para entregar energía eléctrica a las cargas.

La unidad de construcción básica de una batería es la celda de 2 Volts, dentro de la celda, la tensión real de la batería depende de su estado de carga, si está cargando, descargando o en circuito abierto. En general, la tensión de una celda varía entre 1,25 Volts y 2,5 Volts. Como en el caso de las células fotovoltaicas, las celdas deben conectarse en serie para alcanzar el voltaje nominal de salida, y en paralelo para aumentar el valor de la máxima corriente de carga que podrán sostener en forma continua.

4.2.1. Parámetros característicos de un batería recargable

Corriente Máxima: Actualmente se han estandarizado las pruebas para determinar la máxima corriente de descarga. El valor de la corriente máxima es aquel que permite una descarga continua de 20 horas de duración, al cabo de la cual la energía en reserva representa el 20% de la máxima con la que comenzó. El parámetro resultante serán los Amper por hora [Ah] de descarga de la batería. Este valor representa la capacidad de la batería y de él se deriva el valor de la corriente máxima, para un dado



régimen de descarga.

Capacidad de acumulación: La cantidad de energía que puede ser acumulada por una batería está dada por el producto del voltaje nominal por el número de Ah, este producto se mide en Wh o kWh.

Profundidad de descarga: La Profundidad de Descarga (PdD) representa la cantidad de energía, dada en forma porcentual, que se extrae de una batería. Las baterías de ciclo profundo pueden constantemente descargarse 80% y recargarse sin dañarse.

Vida útil: Con cada descarga las placas de los acumuladores pierden algo del material activo, el que se deposita en el fondo de la caja. Cuando la superficie activa de las celdas se reduce, la vida útil de la batería disminuye. El número de ciclos que el acumulador puede entregar durante su vida útil depende del porcentaje de descarga y del modelo elegido.

Autodescarga: Una batería completamente cargada y en circuito abierto tiene una pérdida de capacidad que depende principalmente, del tiempo, de la temperatura y de la humedad.

4.2.2. Acumuladores actuales para aplicaciones fotovoltaicas

Las baterías para aplicaciones fotovoltaicas son las llamadas baterías estacionarias pueden tener electrolito alcalino (níquel cadmio) o ácido llamadas de plomo ácido por ser el plomo el elemento base de sus electrodos. Debido al alto costo de las baterías alcalinas y su limitada disponibilidad las baterías de plomo ácido son las más utilizadas en los sistemas solares.

4.2.2.1. Baterías de plomo ácido

La característica principal de estas baterías es que tienen placas sólidas de plomo. Dentro de esta categoría se encuentran las baterías de plomo antimonio, plomo selenio y plomo calcio.

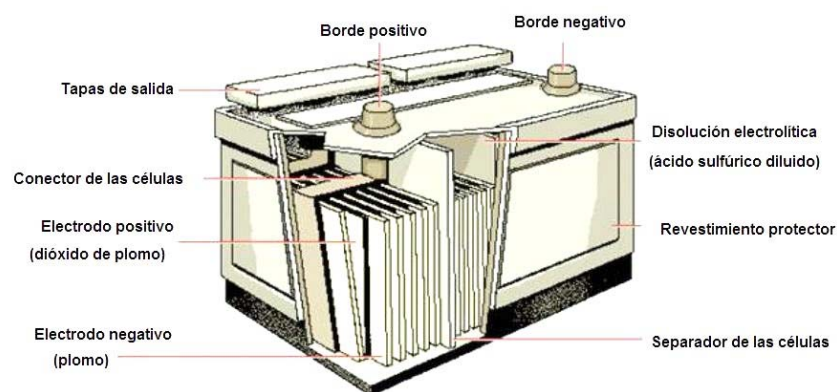
En ella, los dos electrodos están hechos de plomo y el electrolito es una solución de agua destilada y ácido. La placa consiste en una rejilla de aleación de plomo con una pasta de óxido de plomo incrustada sobre la rejilla. La solución de ácido sulfúrico y agua se denomina electrolito. En la Figura 24 se muestra la estructura de una batería de plomo ácido.

El material de la rejilla es una aleación de plomo porque el plomo puro es un material físicamente débil, y podría quebrarse durante el transporte y servicio de la batería. Normalmente la aleación es de plomo con un 2-6% de antimonio. Cuanto menor es el contenido en antimonio, menos resistente será la batería durante el proceso de carga. La menor cantidad de antimonio reduce la producción de hidrógeno y oxígeno durante la carga, y por tanto el consumo de agua. Por otra parte, una mayor proporción de antimonio permite descargas más profundas sin dañarse las placas, lo que implica una mayor duración de vida de las baterías. Estas baterías de plomo antimonio son del tipo de ciclo profundo.

El calcio también se utiliza para fortalecer la rejilla. Sin embargo, el calcio reduce la profundidad de descarga recomendada a no más del 25%, por lo que las baterías de plomo calcio son del tipo de ciclo poco profundo.

Las placas se alternan en la batería, con separadores entre ellas, que están fabricados de un material poroso que permite el flujo del electrolito. Un grupo de placas positivas y negativas, con separadores, constituyen un elemento. Un elemento en un contenedor inmerso en un electrolito constituye una celda de batería.

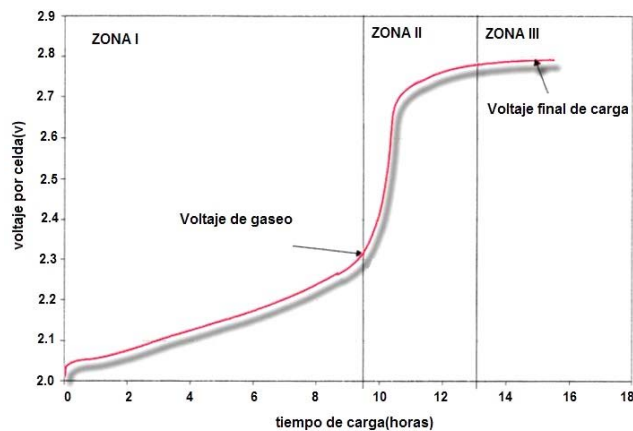
Figura 24 Elementos de una batería de plomo ácido



a. Caracterización del proceso de carga de la batería de plomo ácido

La carga es el proceso por el cual la batería almacena energía eléctrica en forma de energía electroquímica. La carga suele caracterizarse partiendo de la suposición de que el proceso se realiza a corriente constante³⁴. Si se sigue esta metodología, el voltaje en circuito abierto V_{OC} de la batería alcanza 3 estados que se observan en la Figura 25.

Figura 25 Caracterización del proceso de carga de la batería.



Zona I. El voltaje de carga va aumentando de forma suave y lineal. Toda la corriente que circula a través de la batería se utiliza para restablecer los materiales activos de acuerdo a la reacción redox.

II. El voltaje sufre una subida brusca. En esta segunda etapa se superponen dos fenómenos. Primero se siguen produciendo materiales activos como en la zona I y segundo, los reactivos que producen los materiales activos comienzan a escasear por lo que parte de la corriente que llega a la batería se invierte en la hidrólisis del agua del electrolito. Este fenómeno se denomina gaseo y el voltaje al que comienza a manifestarse se denomina voltaje de gaseo.

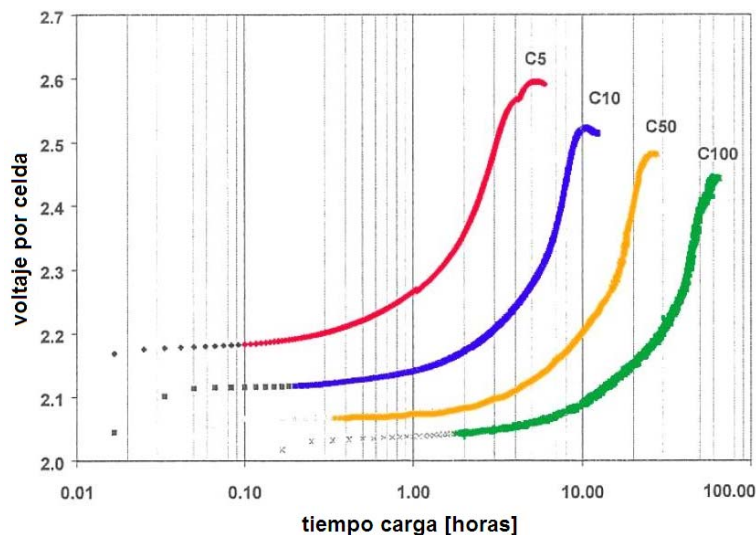
III. El voltaje alcanza un valor estable. En esta última etapa los materiales activos se han agotado y toda la corriente que llega a la batería se invierte en la hidrólisis del agua.

³⁴ MUÑOZ, Vicente. Acumuladores de Energía Solar Fotovoltaica. Grupo de investigación IDEA Universidad de Jaén 2008.

El voltaje estable que alcanza la batería al final de la carga se denomina voltaje final de carga.

El proceso de carga tiene una dependencia directa con la corriente de carga y con la temperatura a la que se produzca el proceso. Mientras más rápido es el proceso de carga mayor es el voltaje de fin de carga y mayor el estado de carga final como se muestra en la Figura 26 . Los fabricantes suelen describir la capacidad de las baterías con una “C” seguida de un número que representa el número de horas que se debe cargar o descargar la batería

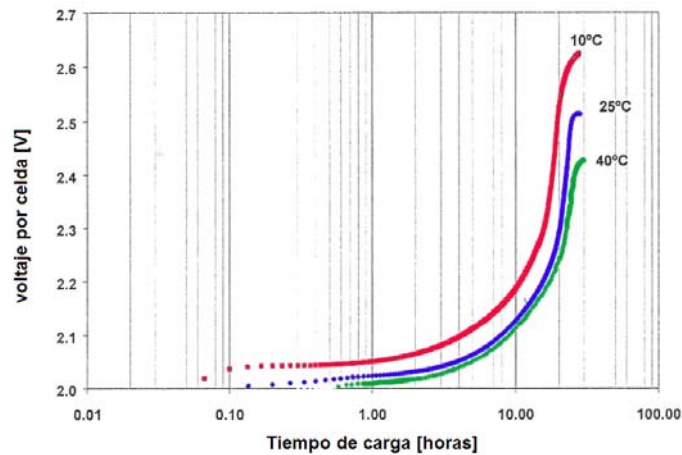
Figura 26 Carga de la batería a diferentes intensidades.



FUENTE MUÑOZ, Vicente. Acumuladores de Energía Solar Fotovoltaica.

Las baterías son normalmente diseñadas para operar a 25°C. El efecto de la temperatura en la capacidad (Ah) de la batería se muestra en la Figura 27. Cuanto menor sea la temperatura de la batería en el proceso de carga, mayor es el voltaje de fin de carga. La baja temperatura retarda la reacción química, lo que se traduce en un brusco aumento de la resistencia interna de la batería, lo que provoca una mayor caída del voltaje. Además la mayor actividad química se traduce en una reducción en la vida útil de la batería.

Figura 27 Efecto temperatura en el proceso de carga de las baterías



MUÑOZ, Vicente. Acumuladores de Energía Solar Fotovoltaica.

La capacidad en AH se incrementa al aumentar la temperatura por encima de 25°C, sin embargo esto no significa que a mayor temperatura se obtengan mejores resultados. Si bien la capacidad en AH aumenta, la corrosión interna deteriora la batería, pues el proceso químico de oxidación-reducción se acelera agotando así el electrolito de la reacción, en la reacción se forma sulfato de plomo que se adhiere a las placas tanto positiva como negativa y el electrolito aumenta su viscosidad. Este tipo de degradación (No reversible) se produce independientemente de la corriente que circule por la batería, debido a esto las baterías que se han sometido a periodos prolongados de almacenamiento a temperaturas superiores a 25°C presentan un acortamiento en su vida útil.

4.2.2.2. Baterías de níquel cadmio

Este tipo de baterías contiene hidróxido de níquel en el electrodo positivo, cadmio en el negativo e hidróxido de potasio como electrolito. A efectos prácticos, se puede considerar que la reacción electroquímica que se produce no involucra al electrolito ya que sólo actúa como medio de transporte para las cargas eléctricas. Es decir, no hay interacción del electrolito con la materia activa de las placas.



4.2.3. Acumuladores para aplicaciones fotovoltaicas para un futuro a corto plazo

4.2.3.1. *Níquel hidruro metálico (ni-mh)*

En las baterías de níquel hidruro metálico (NiMH) los electrodos son de níquel y de una aleación de metal que contiene hidrógeno. Las baterías NiMH presentan una densidad energética mejorada respecto a las baterías NiCd y ciclos de vida altos (mayores de 1000 horas).

4.2.3.2. *Ion litio*

Ofrecen una alta densidad energética junto con un tamaño y peso pequeños. Por cuestiones de seguridad, es necesario limitar la tensión y el corriente mediante circuitos de protección.

Las baterías de ión-litio utilizan un ánodo de litio y un cátodo de ión. El litio es el metal más ligero, tiene un gran potencial electroquímico y proporciona una elevada densidad energética, la cual suele duplicar la de las baterías de níquel-cadmio. Pproporcionar una tensión elevada y presentan la ventaja de no necesitar mantenimiento.

En la Tabla 6 se muestran las características más importantes de las baterías para aplicaciones estacionarias descritas hasta el momento y en la Tabla 7 observan las ventajas y desventajas que presenta cada tipo de batería.



Tabla 6 Cuadro comparativo de las baterías para aplicaciones fotovoltaicas

CUADRO COMPARATIVO DE BATERÍAS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS						
CARACTERÍSTICAS	PLOMO ACIDO	NÍQUEL CADMIO	NÍQUEL HIDRURO METÁLICO	IÓN LITIO		
				IÓN LI COBALTO	IÓN LI MANGANES	IÓN LI FOSFATO
Tensión Nominal por celda	2	1,25	1,25	3,6	3,6	3,3
Densidad energética (Wh/Kg)	30-50	45-80	60-120	150-190	100-135	90-120
# Ciclos de Carga/Descarga a un 80% de descarga	200-300	>1000	300-500	300-500	300-500	>1000
Tiempo de carga (h)	8-16	1	2-4	1,5-3	<1	<1
Autodescarga mensual %	5	20	30	<10	<10	<10
Tolerancia a la sobredescarga	Alta	Moderada	Baja	Baja	Baja	Baja
Temperatura de operación °C	-20 a 60	-40 a 60	-20 a 60	-20 a 60	-20 a 60	-20 a 60
Periodicidad del mantenimiento (meses)	3-6	2	3	No es necesario	No es necesario	No es necesario
Seguridad	Recomendable fusible	Recomendable fusible	Recomendable fusible	Circuito de seguridad obligatorio	Circuito de seguridad obligatorio	Circuito de seguridad obligatorio

FUENTE VILLAFILA, Roberto. Baterías para aplicaciones estacionarias. Presentación Barcelona España, 24 noviembre 2008



Tabla 7 Ventajas y desventajas para las baterías para aplicaciones fotovoltaicas

BATERÍAS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS		
TIPO DE BATERÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
PLOMO ACIDO	Son las más económicas para aplicaciones de alta potencia.	Suelen tener grandes dimensiones y un peso elevado.
	Son reciclables.	Su condición depende en gran medida del entorno y de su utilización.
	Proporcionan altos niveles de seguridad y fiabilidad.	
NIQUEL CADMIO	La carga es rápida y simple, incluso después de un largo período de almacenamiento.	Su densidad energética es relativamente baja, con lo que deben ser recargadas cada poco tiempo.
	Ofrece un alto número de ciclos de carga/descarga. Si el mantenimiento es correcto, puede superar los 1000 ciclos.	Necesita una descarga completa periódica, ya que sino se forman cristales en los platos de la celda (también conocido como efecto memoria) y va perdiendo gradualmente su rendimiento, es decir, pierde capacidad.
	Tiene una larga vida útil y es de construcción robusta.	Contiene metales tóxicos, por lo que requiere una gestión especial a fin cumplir la normativa medioambiental.
	Ofrece un buen rendimiento de carga, incluso a bajas temperaturas.	Necesita ser recargada después de periodos cortos de almacenamiento, ya que la tasa de auto-descarga es relativamente alta
	Permite la recarga a bajas temperaturas.	
NIQUEL HIDRURO METÁLICO	Mayor capacidad que las de Ni-Cd (hasta un 40%).	Vida útil menor que las de Ni-Cd.
	Menor afectación del efecto memoria.	Almacenamiento máximo de tres años.
	Almacenamiento y transporte sencillo, no sujeto a restricciones legales.	Envejecimiento prematuro por bajas temperaturas, cargas parciales y almacenamiento a altas temperaturas.
	Impacto ambiental bajo y es reciclable.	Corriente de descarga limitada.
		Proceso de carga complejo porque se genera mucho calor y es más largo que las de Ni-Cd.
Auto-descarga elevada.		
Mantenimiento elevado.		
IÓN LITIO	Tiene una alta densidad energética.	Precisa de un circuito de protección para mantener la tensión y el corriente dentro del rango de seguridad.
	Se descarga de forma lineal. Durante toda la descarga, la tensión de la batería varía ligeramente, por lo que es fácil estimar su autonomía y evita la necesidad de circuitos reguladores.	Va perdiendo vida útil con el tiempo, incluso si se encuentra almacenada, y es difícil predecirla. Para reducir este efecto conviene que sea almacenada parcialmente cargada (aproximadamente al 40% de carga) en un lugar frío.
	No sufre el efecto memoria.	Tienen un elevado coste de producción, aproximadamente un 40% superior a las Ni-Cd.
	No precisa de descargas periódicas, con lo cual el coste de mantenimiento es inferior.	Su diseño no esta totalmente actualizado, ya que se encuentra en desarrollo.
	Su tasa de auto-descarga es relativamente baja.	
	Algunas pueden entregar corrientes muy elevadas.	

FUENTE VILLAFILA, Roberto. Baterías para aplicaciones estacionarias. Presentación Barcelona España, 24 noviembre 2008



4.3. EL CONTROLADOR DE CARGA

El control de carga (CdC) es necesario para implementar un proceso de carga que sea altamente eficaz para el tipo de batería a usar, durante el tiempo en que el sistema de carga se encuentre recibiendo radiación solar.

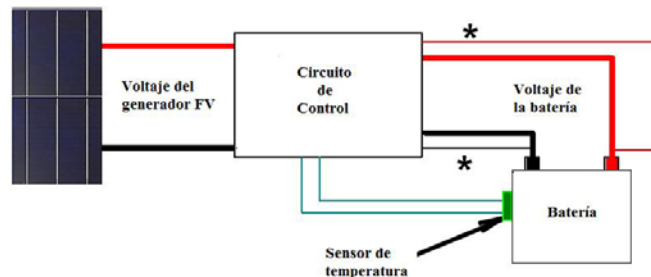
La principal función del controlador de carga o regulador es cargar la batería sin permitir la sobrecarga esto se hace realizando la desconexión a un alto voltaje, además previene el flujo de corriente inversa es decir la corriente que puede llegar a fluir de la batería hacia el módulo fotovoltaico en períodos sin sol. Asimismo realiza la desconexión por bajo voltaje para evitar el daño de las baterías por sobredescarga esta función se conoce como LVD (Low Voltage Disconnect).

Un controlador de carga sencillo contiene un transistor que deriva el circuito de carga terminando el proceso de carga a un nivel de tensión preestablecido, luego al alcanzar la tensión de reconexión la derivación se elimina permitiendo que el acumulador se cargue. Los sistemas más complejos de control de carga utilizan modulación por ancho de pulso (PWM) o un seguidor del punto de potencia máxima (MPPT) para asegurar la carga completa de la batería.

Un circuito de control básico tiene dos componentes, la parte que ejerce el control, y la parte que lo recibe. Estando estos vinculadas en todo momento, a través del circuito de monitoreo (feedback) el cual completa el circuito de control. La señal de monitoreo permite que la sección de control pueda ejercer su acción en el momento y forma apropiada³⁵. El monitoreo vigila el estado de carga del banco de baterías, mandando al control de carga información sobre el voltaje de batería. Si bien este voltaje no representa la mejor manera de conocer con precisión el estado de carga de la batería, es el parámetro más fácil de controlar y siempre se ha utilizado como la señal de monitoreo. Por otra parte, hacia el final del ciclo de carga, el voltaje de batería se mantiene casi constante, proveyendo una información más satisfactoria sobre el estado de carga del acumulador. La Figura 28 muestra tres voltajes de monitoreo: el de batería, el del generador FV de entrada y el de un sensor de temperatura.

³⁵ GASQUET, Héctor L. Manual sobre los sistemas fotovoltaicos, EPSEA, 2004.

Figura 28 Voltajes de monitoreo en el controlador de carga.



FUENTE GASQUET, Héctor L. Manual sobre los sistemas fotovoltaicos.

La batería está conectada permanentemente a la salida del controlador de carga. La incorporación de un sensor de temperatura provee un voltaje suplementario, el que se conecta al terminal especialmente provisto en el controlador de carga. El sensor, que a veces está adherido a la caja de batería y en otras atornillado a uno de sus terminales, envía un voltaje variable de corrección, el que se adiciona o substraer al valor del voltaje máximo de carga, dependiendo de la temperatura del electrolito. El monitoreo del voltaje de batería continúa durante la noche y puede utilizarse para interrumpir el circuito de carga, cuando éste alcanza un valor excesivamente bajo (LVD).

4.4. EL INVERSOR

Los sistemas fotovoltaicos deben conservar la calidad de la forma de onda y la frecuencia del voltaje de CA. Un inversor de salida sinusoidal es necesario cuando se quiera evitar el recalentamiento innecesario de motores de CA monofásicos o se necesite proporcionar energía a equipos que son sensibles al contenido armónico.

Parámetros a tener en cuenta para la selección del inversor.

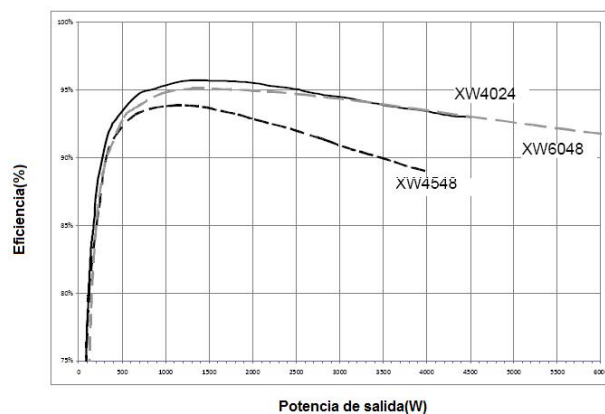
- La máxima potencia que pueden manejar.
- El margen de sobrecarga que pueden tolerar.
- La eficiencia de transformación.
- La forma de onda de salida.
- El máximo error de frecuencia.

Valores de potencia: Los datos de potencia necesarios a la hora de seleccionar un inversor para un sistema fotovoltaico son: un valor que corresponde a la potencia que el aparato puede manejar en forma continua y el otro el de la máxima potencia que tolera durante un tiempo especificado.

El margen de sobrecarga que pueden tolerar: Las especificaciones indican un valor adicional de vatios por minuto que puede tolerar el inversor para soportar los transitorios y corrientes de arranque de ciertas cargas.

Consumo interno Eficiencia de transformación: La eficiencia varía con la carga. Si el valor del consumo es muy bajo o muy alto, la eficiencia decrece. Los fabricantes proporcionan la curva que relaciona estos dos valores como se observa en la Figura 29. para algunas referencias de inversores comerciales.

Figura 29 Curva de carga contra eficiencia de Inversores.



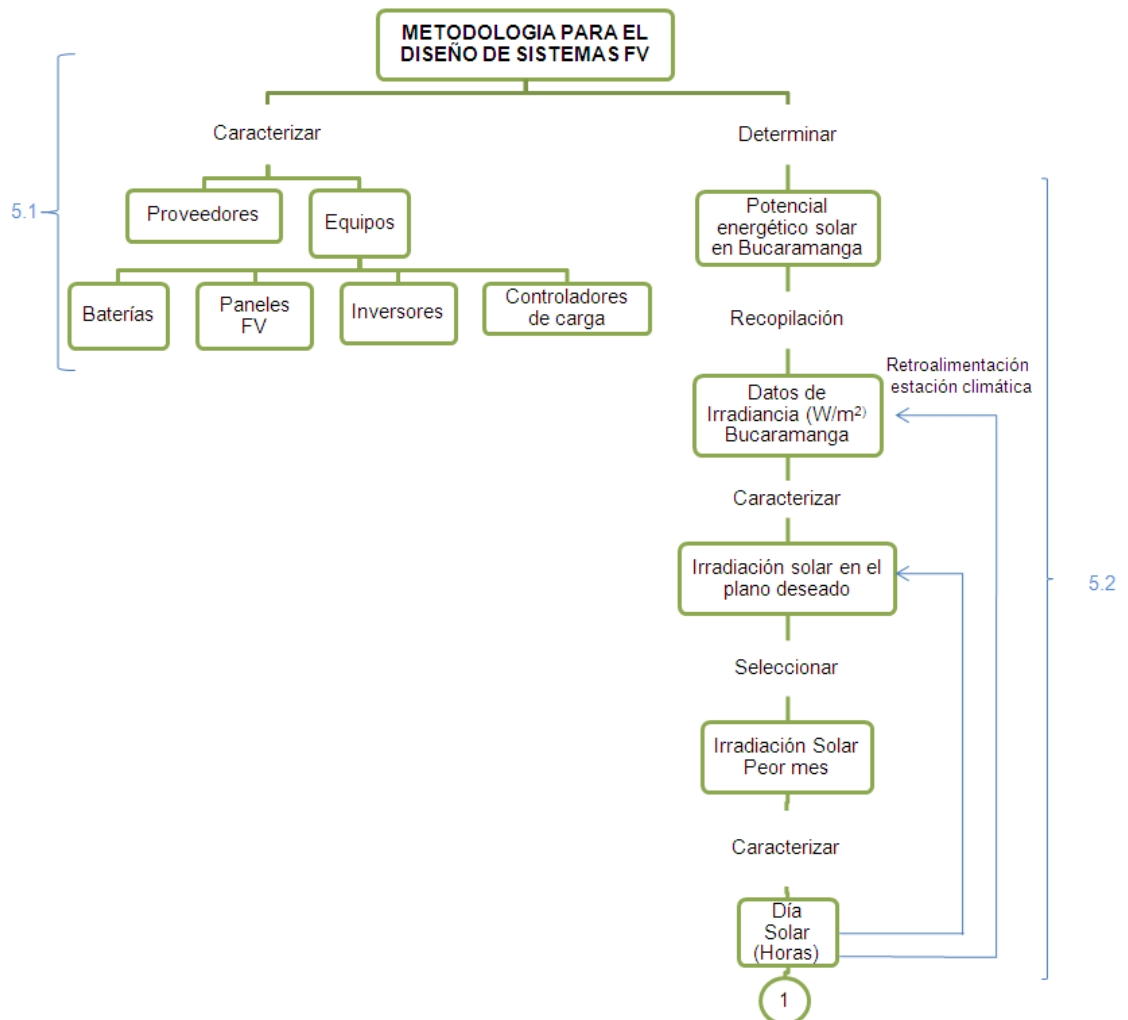
FUENTE XANTREX. Inversores XW4024, XW4548 y XW6048

Forma de onda y frecuencia: En los inversores de onda modificada (casi-sinusoidal) no se especifica el contenido porcentual armónico y la frecuencia nominal de línea se mantiene con un error de 60 ± 4 Hz. Para el modelo con onda de salida sinusoidal este error es 67 veces menor, ya que el error de frecuencia es $60 \text{ Hz} \pm 0,05\%$. Las especificaciones indican que el contenido armónico total es $< 5\%$, pero usualmente se mantiene dentro del 1% , un valor muy cercano al de la red domiciliaria.

5. METODOLOGÍA PARA EL DIMENSIONAMIENTO Y EVALUACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE PANELES FOTOVOLTAICOS

La metodología que se desarrollo para realizar el cálculo de los sistemas fotovoltaicos se muestra en la Figura 30*, se inició por una caracterización de los proveedores y equipos a nivel nacional, posteriormente se recopiló la información correspondiente al recurso solar disponible en Bucaramanga seguida del dimensionamiento de equipos y presupuesto final.

Figura 30 Metodología para el diseño de sistemas fotovoltaicos



* Los numerales de la Figura 30 corresponden a secciones del presente trabajo.

Figura 30 (Continuación)

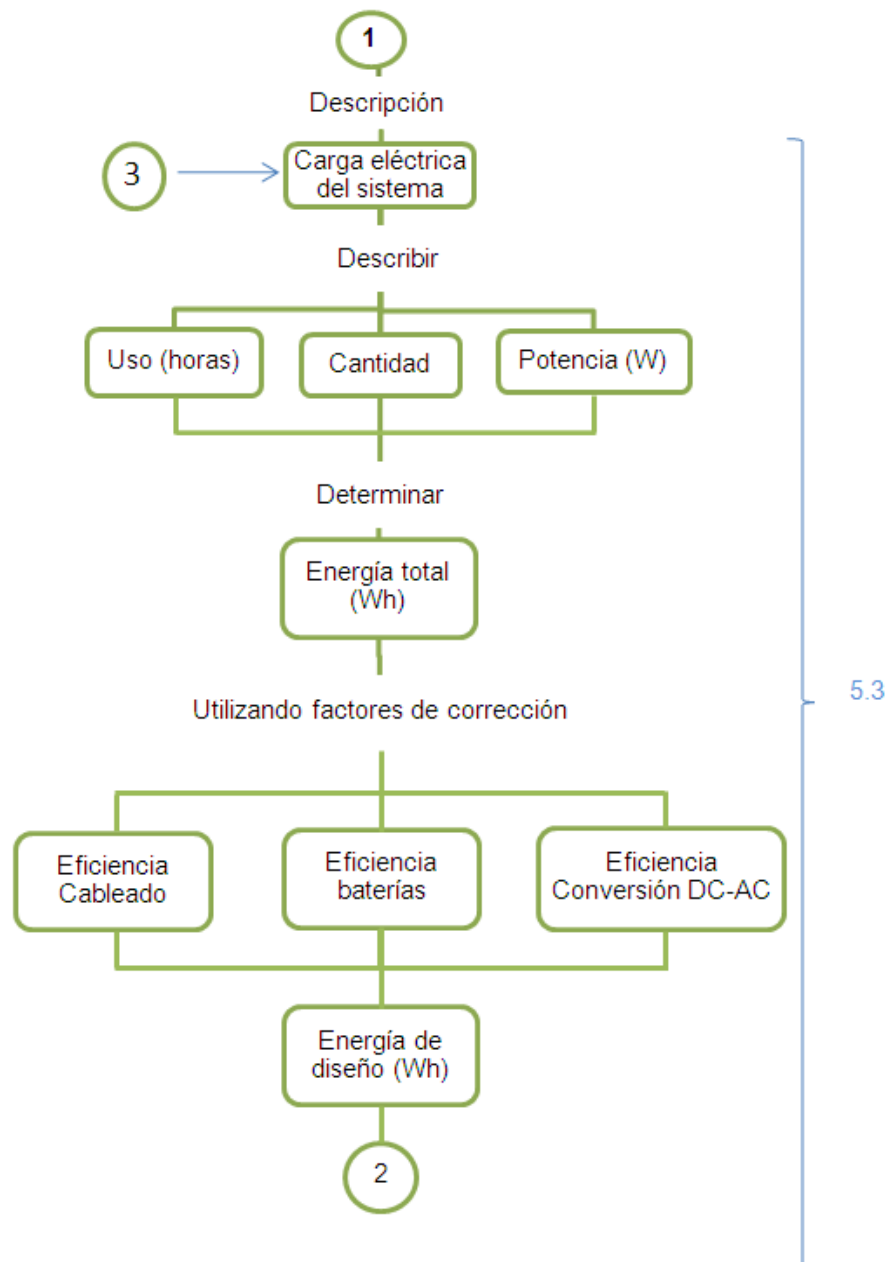
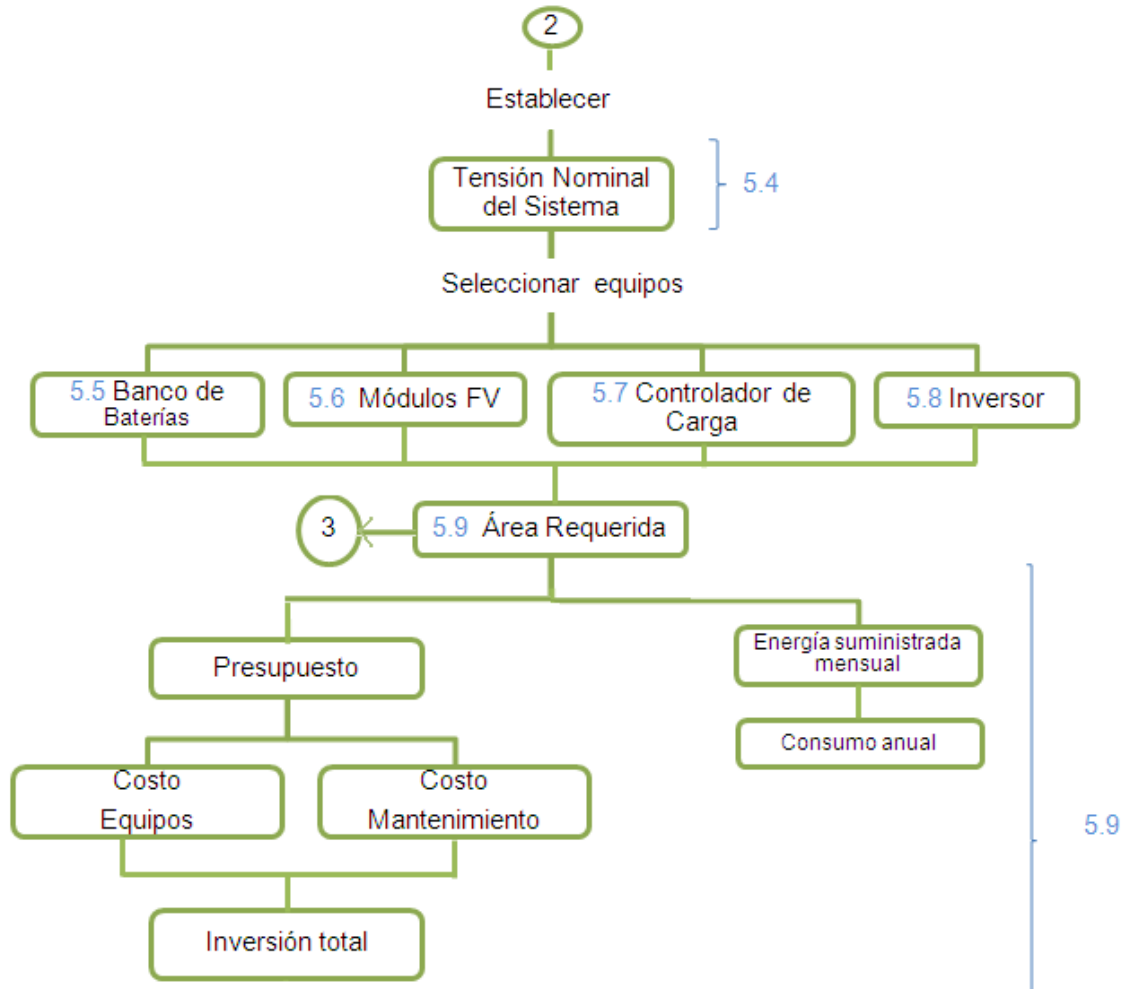


Figura 30 (Continuación)





5.1. RECOPIACIÓN INFORMACIÓN PROVEEDORES Y EQUIPOS A NIVEL LOCAL Y NACIONAL

Antes de iniciar cualquier diseño es necesario contar con la información de los equipos disponibles en el mercado nacional así como sus características más importantes necesarias para realizar el diseño, por lo cual se hizo una recopilación de la información de los principales proveedores de partes de sistemas fotovoltaicos en Colombia los cuales se resumen en la Tabla 8

Tabla 8 Proveedores de sistemas fotovoltaicos en Colombia

PROVEEDORES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN COLOMBIA			
EMPRESA	SEDE PRINCIPAL	PAGINA WEB-DIRECCIÓN	TELÉFONO
HEMEVA LTDA	Bogotá	www.hemeva.com	
AMPA SOLAR	Piedecuesta	www.ampaenergysolutioncolombia.es.tl/	3178141706
COLTECNICA LTDA	Bogotá	www.coltecnica.com	
APROTEC	Cali	www.aprotec.com.co	(2) 653 5797
KIOCERA		http://www.kyoceramita.es/	
SOLAR CENTER LTDA	Bogotá	www.solarcenter.com.co	(5) 368 5234
APS SERTEL	Bogotá	www.aps-sertel.com/	57 (1) 3470593
ENERGÍA INTEGRAL ANDINA	Manizales	www.colombiaexport.com/eiase.htm	(968)891617-891448
GESTIÓN INTEGRAL ENERGETICA S.A.	Bogotá	www.gie.com.co	621 93 01
M Y M INGENIEROS	Bucaramanga	Cr 38 34-40	6341595
EESOCOL	Bucaramanga	Cr 33 52 (057)	6843021
TRAFOCOL DISTRIBUIDOR DE COMPONENTES ELECTRÓNICOS	Bogotá	http://www.trafocol.com/index.php?option=com_virtuemart&Itemid=1	(571) 2678764 (571) 2678802
ENERGIA INTEGRAL ANDINA	Bogotá	http://www.energiaintegralandina.com	

FUENTE AUTOR

En el Anexo B se muestran los equipos disponibles según la oferta nacional de componentes del sistema fotovoltaicos así como sus características eléctricas y mecánicas necesarias para realizar el diseño.



5.2. CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO

5.2.1. El Día Solar en el Área de Bucaramanga

Para el diseño de un sistema solar en el área de Bucaramanga se trabajó con la irradiancia solar [W/m^2] que se obtuvo de la estación solar CDMB-CEMEX. Los datos suministrados por la CDMB corresponden a la irradiancia solar para cada hora del día para el año 2008 y 2009 algunos datos no son especificados debido a que no fueron suministrados por diferentes aspectos como corte de energía eléctrica, falla de la UPS, sensor en mantenimiento, etc.

En la Tabla 9 se muestran los promedios mensuales así como la respectiva irradiación solar diaria máxima y mínima para cada mes.

Tabla 9 Irradiación horizontal en Bucaramanga mensual para el año 2008

MES	INSOLACIÓN HORIZONTAL [kWh/m ²]		
	PROMEDIO	MÍNIMA	MÁXIMA
Ene-08	5.301	2.833	7.586
Feb-08	5.795	3.875	7.778
Mar-08	5.606	1.600	7.260
Abr-08	5.387	2.538	7.450
May-08	5.553	2.530	7.562
Jun-08	4.810	1.896	7.172
Jul-08	5.023	3.025	7.132
Ago-08	5.268	2.778	7.778
Sep-08	5.244	3.500	6.454
Oct-08	5.084	3.138	6.467
Nov-08	4.674	2.373	6.303
Dic-08	4.407	2.929	4.773

FUENTE AUTOR

Se obtuvo una irradiación solar promedio de 5,79 kW/m² durante el periodo de un año.

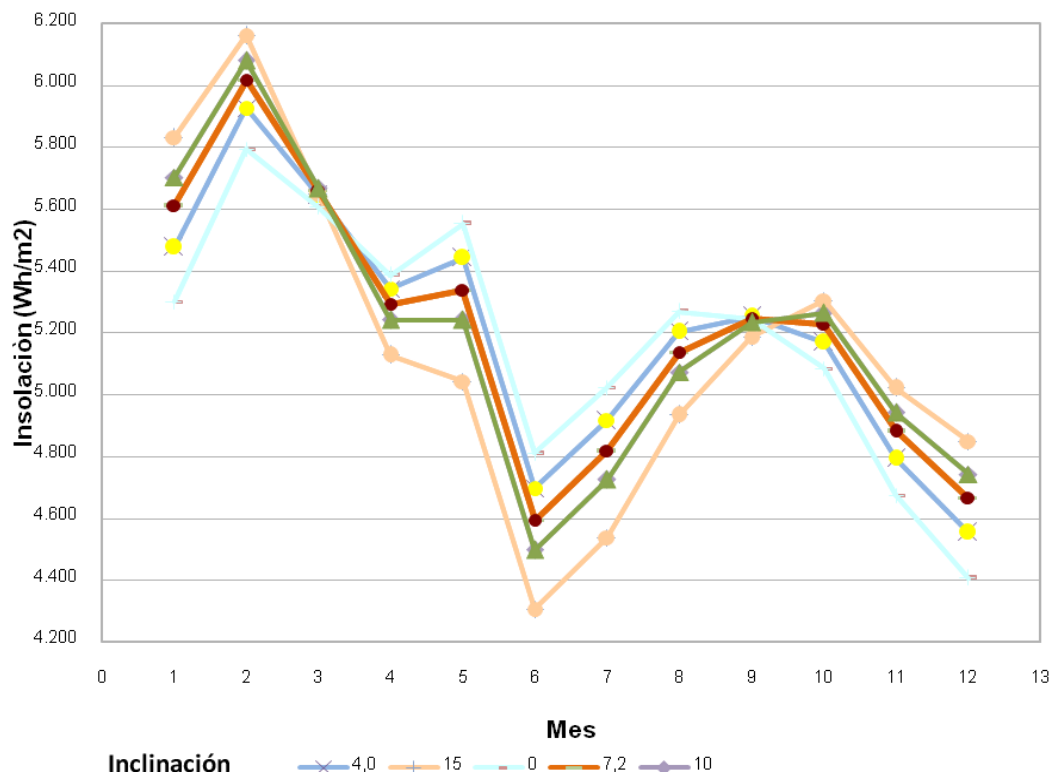
La metodología a utilizar denominada del peor mes consiste en dimensionar el sistema para satisfacer las demandas de energía durante la temporada más desfavorable.

Utilizando la metodología para calcular la radiación inclinada expuesta en la sección 2.1.2 se calcula la irradiación a diferentes inclinaciones y se selecciona la inclinación



en la cual se recibe la mayor cantidad de irradiancia durante todo el año que corresponde a una inclinación de un ángulo igual a la latitud de Bucaramanga es decir 7.23 grados este comportamiento en comparación con otras inclinaciones se observa en la Figura 31.

Figura 31 Insolación solar a diferentes ángulos de inclinación
Promedio Mensual de Insolación solar en un plano inclinado (Wh/m²)



FUENTE AUTOR

Para una inclinación de 7.23 grados se reciben 2.508 [MWH/m²] durante todo el año esto se muestra en la Tabla 10, y en el mes más desfavorable se reciben 4.59 [Wh/m²] con lo cual se obtiene el día solar en horas el cual se utiliza para el dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos.

$$\text{DÍA SOLAR (DS)} = (4.594 \text{ Wh/m}^2) / (1000\text{W/m}^2) = 4.59 \text{ Horas}$$

$$\text{DS} = 4.59 \text{ Horas}$$



Tabla 10 Promedio de insolación para diferentes ángulos de inclinación.

Mes/ Inclinación	Promedio Mensual de Insolación solar en un plano inclinado [Wh/m ²]									
	7,2	4	3	8	10	15	20	25	30	0
1	5.611	5.478	5.441	5.638	5.703	5.832	5.907	5.925	5.881	5.301
2	6.019	5.927	5.898	6.037	6.081	6.162	6.198	6.189	6.133	5.795
3	5.662	5.645	5.637	5.664	5.666	5.648	5.598	5.516	5.402	5.606
4	5.294	5.343	5.356	5.281	5.243	5.128	4.985	4.816	4.622	5.387
5	5.339	5.443	5.472	5.313	5.241	5.042	4.816	4.565	4.290	5.553
6	4.594	4.697	4.727	4.568	4.498	4.307	4.093	3.860	3.608	4.810
7	4.818	4.916	4.945	4.793	4.725	4.538	4.327	4.095	3.843	5.023
8	5.138	5.203	5.221	5.121	5.073	4.934	4.769	4.579	4.366	5.268
9	5.248	5.254	5.253	5.245	5.234	5.186	5.110	5.006	4.875	5.244
10	5.227	5.170	5.151	5.238	5.264	5.305	5.312	5.286	5.224	5.084
11	4.882	4.794	4.769	4.899	4.942	5.022	5.064	5.066	5.025	4.674
12	4.666	4.554	4.524	4.689	4.743	4.849	4.909	4.920	4.877	4.407
TOTAL AÑO (MWh/m2)	2.509	2.509	2.509	2.507	2.502	2.479	2.440	2.386	2.316	2.503
PROM MENSUAL	5.208	5.202	5.200	5.207	5.201	5.163	5.091	4.985	4.846	5.179
MÍNIMO	4.594	4.554	4.524	4.568	4.498	4.307	4.093	3.860	3.608	4.407
DÍA SOLAR [HORAS]	4,59	4,55	4,52	4,57	4,50	4,31	4,09	3,86	3,61	4,41

FUENTE AUTOR



Igualmente se realizó el análisis con los datos suministrados para el año 2009

Tabla 11 Irradiación horizontal en Bucaramanga mensual para el año 2009

MES	INSOLACIÓN HORIZONTAL [kWh/m ²]		
	PROMEDIO	MÍNIMA	MÁXIMA
Ene-09	5.010	3.134	6.437
Feb-09	4.848	3.982	6.048
Mar-09	4.702	2.556	6.217
Abr-09	5.192	2.853	7.554
May-09	5.412	2.896	7.480
Jun-09	4.814	2.551	7.636
Jul-09	4.060	182	7.778
Ago-09	5.212	3.405	7.555
Sep-09	5.314	2.618	7.016
Oct-09	4.667	1.638	5.858
Nov-09	4.861	3.104	5.715
Dic-09	4.642	3.149	5.388

FUENTE AUTOR

Durante este periodo no se suministraron suficientes datos para el mes de julio por lo cual este mes no se tendrá en cuenta en los cálculos del mes más desfavorable.

Tabla 12 Insolación para una inclinación de 7.23° para el año de 2009

mes	Insolación [Wh/m ²] año 2009
	Inclinación 7,23o
Enero	5.294
Febrero	5.014
Marzo	4.744
Abril	5.108
Mayo	5.208
Junio	4.600
Agosto	5.084
Septiembre	5.314
Octubre	4.785
Noviembre	5.105
Diciembre	4.923

FUENTE AUTOR

En la Tabla 12 se observa que para el mes más desfavorable la insolación corresponde a 4,6 [Wh/m²] lo que corresponde a un día solar de 4,6 horas



concordando con los resultados del año anterior (2008).

5.3. CÁLCULO DE LA CARGA ELÉCTRICA DEL SISTEMA

Para calcular la carga total del sistema se utiliza una plantilla para la recolección de información base como potencia consumida por cada equipo y tensión de operación, con esto se procede al cálculo de la potencia total del sistema, calculando por separado las cargas de corriente alterna y las de corriente continua si existiesen. Para los dos casos la energía total será:

$$E_{\text{día}}[\text{Wh/día}] = P_i * n_i * h_i / E_f$$

Donde:

$E_{\text{día}}$: Energía total en un día

P_i : potencia propia de cada carga.

n_i : Cantidad de cargas idénticas del sistema.

h_i : horas de trabajo continuo de cada carga.

E_f : Eficiencia de la conversión. Factor utilizado para tener en cuenta las pérdidas del sistema por el uso de componentes como inversores, dato suministrado por el proveedor del equipo.

A continuación se calcula la energía mensual del sistema [Wh/mes].

$$E_{\text{mes}} [\text{Wh/mes}] = E_{\text{día}} * 30$$

Se utilizan dos factores para incluir las pérdidas por cableado y el factor de eficiencia de las baterías y así corregir la energía que se obtuvo anteriormente

$$E_{\text{corregida}}(\text{Wh/día}) = E_{\text{día}} / (E_b * P_c)$$

Donde

E_b : es la eficiencia de las baterías a utilizar

P_c : Eficiencia por pérdidas del cableado



Para facilitar la aplicación de la metodología se desarrollo una herramienta en Excel donde se registraron todas las características técnicas de los equipos. Se requiere que el diseñador suministre cierta información del sistema (celdas azules) y el sistema automáticamente calculara la carga de diseño y cada uno de los componentes del sistema (resultados celdas amarillas).

En el Tabla 13 se muestra la hoja de cálculo elaborada para caracterizar la carga del sistema.

Tabla 13 Libro de Excel para caracterizar la carga.

Diseño de Sistemas Fotovoltaicos											
Cálculo de la Carga Eléctrica del Sistema											
Descripción de la Carga eléctrica	Potencia [W]		Cantidad	Uso Horas/día	Eficiencia de la conversión DC-AC	Potencia total [W]		Energía [Wh/día]		Energía [Wh/mes]	
	AC 120V	DC 12V				AC	DC	AC	DC	AC	DC
Iluminación	10		30	12	0,85	353		4235		127059	
Tomas de Servicio											
SubTotal						353		4235		127059	
TOTAL						353		4235		127059	

Día solar	4,6
Eficiencia Baterías	0,95
Eficiencia por el Cableado	0,98
Eficiencia conversión DC_AC	0,85
Sistema con acumulador	si
tiempo de autonomía(días)	3

CONSUMO CALCULADO DE LA CARGA DEL SISTEMA	
Tensión nominal	12
Potencia máxima (inversor) (W)	379
Energía corregida (Wh/día)	4549

5.4. TENSIÓN NOMINAL DEL SISTEMA

Para seleccionar el voltaje nominal del sistema se tiene en cuenta el voltaje requerido para las cargas y la corriente total. Si el sistema cuenta solo con cargas de corriente continua lo recomendable es seleccionar la tensión nominal del sistema de acuerdo a la carga que trabaje a mayor tensión. Al trabajar con sistemas de corriente alterna la tensión nominal se selecciona de acuerdo a las características del inversor a utilizar. Se recomienda mantener la corriente en cualquier sección del sistema entre los 20-100A, esto permitirá dimensionar con tranquilidad el cableado del sistema. En la Tabla 14 se encuentra el parámetro a tener en cuenta para seleccionar el nivel de tensión del sistema.



Tabla 14 Selección del nivel de tensión del sistema

Potencia [W]	Vn [V _{dc}] Voltaje de entrada al inversor
<1500	12
1500-5000	24-48
>5000	48-120

FUENTE KREITH, Frank y WEST, Ronald, CRC Handbook of energy efficiency.

5.5. CÁLCULO DEL BANCO DE BATERÍAS

El primer componente que se calcula para el sistema fotovoltaico es el banco de baterías usando el criterio de la norma técnica de sistemas fotovoltaicos “el sistema debe tener la capacidad para funcionar mínimo de 3 días con plena autonomía”³⁶. Por lo tanto la energía de diseño total que debe almacenar el banco de baterías será igual a:

$$E_{\text{diseño}}(\text{Wh/día}) = D_a * E_{\text{corregida}}$$

D_a : días de autonomía del sistema

A partir de esto se calcula la cantidad de baterías en serie o paralelo de acuerdo a las características de cada producto.

$$N_{\text{Baterías_serie}} = V_{nb} / V_n$$

$$N_{\text{Baterías_paralelo}} = E_{\text{diseño}} / (C_b * C_d * V_n)$$

V_{nb} : Tensión Nominal del tipo de batería a utilizar

V_n : Tensión nominal del sistema

C_b : capacidad de suministro de las baterías (Ah).

C_d : capacidad de descarga.

El libro de Excel que se realizó para desarrollar la metodología calcula la cantidad de baterías necesarias para el sistema y muestra los resultados para cada referencia de

³⁶ Universal Technical Standard for Solar Home Systems, Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998.



batería, la tarea del diseñador será seleccionar entre las alternativas (tipo) la más adecuada. Este procedimiento se realiza para cada equipo del sistema. En la Tabla 15 se muestra la hoja de trabajo de Excel para seleccionar las baterías.

Tabla 15 Hoja de trabajo para calcular las baterías del sistema fotovoltaico.

Diseño de Sistemas Fotovoltaicos										
Cálculo del Banco de Baterías										
Día Solar(horas)										4,6
Días Nublados Consecutivos (días de autonomía mínimo 3)										3
Energía corregida (Wh/día)										4549
Energía de diseño para el total de días de autonomía (Wh/día)										13648
Tensión nominal del sistema										12
TIPO	Voltaje de Operación Baterías	Capacidad de Suministro [AH]	Capacidad de Descarga	# Baterías		Capacidad Total[Ah] C20	Energía total suministrada [Wh/día]	NoTotal Baterías	Valor unitario SIN IVA	Valor total SIN IVA
				Serie	Paralelo					
1	12	35	0,8	1	41	1148	13776	41	228.000	9.348.000
2	12	55	0,8	1	26	1144	13728	26	360.000	9.360.000
3	12	75	0,8	1	19	1140	13680	19	455.000	8.645.000
4	12	100	0,8	1	15	1200	14400	15	481.000	7.215.000
5	12	150	0,8	1	10	1200	14400	10	641.000	6.410.000
6	12	200	0,8	1	8	1280	15360	8	863.000	6.904.000
31	12	100	0,8	1	15	1200	14400	15	315.000	4.725.000
32	12	130	0,8	1	11	1144	13728	11	389.696	4.286.660
33	12	150	0,8	1	10	1200	14400	10	411.797	4.117.968
34	12	200	0,8	1	8	1280	15360	8	950.000	7.600.000
TIPO SELECCIONADO										
33	Voltaje de Operación	Capacidad de Suministro	Capacidad de Descarga	# Baterías		Capacidad Total[Ah]	Energía total suministrada	NoTotal Baterías	Valor unitario SIN IVA	Valor total SIN IVA
				Serie	Paralelo					
	12	150	0,8	1	10	1200	14400	10	411.797	4.117.968

5.6. CÁLCULO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En el método de diseño se utilizan la potencia pico de los módulos considerando esta la mejor forma para comparar los módulos fotovoltaicos con el perfil de carga del sistema.

El número de horas del día solar (DS) es utilizado en los cálculos de las dimensiones del arreglo fotovoltaico para determinar la potencia de diseño.

$$P_{\text{diseño}} \text{ (W/día)} = E_{\text{corregida}} / \text{DS}$$

$$N_s = V_{nb} / V_{T_{\text{max}}}$$

N_s : Numero de módulos en serie

DS: DÍA SOLAR

En este caso se usa la tensión a máxima temperatura ambiente ($V_{T_{\text{max}}}$) a que se



someta el módulo (suministrada por el proveedor) debido a que a esta temperatura del módulo presenta la menor tensión de operación. En el caso de no contar con estos datos del proveedor se puede determinar teniendo en cuenta que en los módulos monocristalinos y policristalinos la tensión disminuye un 0,5% por cada grado centígrado que aumenta la temperatura por encima de la temperatura a condiciones estándar de prueba de los módulos.

$$N_P = P_{\text{diseño}} / (P_{\text{mp}} * FA)$$

Donde:

N_P : Numero de módulos en paralelo

P_{mp} : Potencia nominal del panel fotovoltaico

FA= factor suministrado por el proveedor para ajustar el módulo de las condiciones de funcionamiento estándar (SOC) a las condiciones del campo, es decir, la acumulación de polvo, la pérdida de desajuste entre los módulos, la degradación en el tiempo, etc. En caso de no contar con estos los valores recomendados se muestran en la Tabla 16:

Tabla 16 Factor de ajuste para módulos fotovoltaicos

TECNOLOGÍA	FACTOR
Silicio Monocristalino o policristalino	0,9
Silicio Amorfo	0,7

FUENTE SANDIA NATIONAL LABORATORIES. Stand-Alone Photovoltaic Systems a Handbook of Recommended Design Practices.

En la Tabla 17 se muestra la hoja de trabajo de Excel para seleccionar los paneles.

Tabla 17 Libro de trabajo para dimensionar los módulos del sistema fotovoltaico

Diseño de Sistemas Fotovoltaicos																	
Cálculo del Modulo Fotovoltaico																	
Día Solar[horas]																	4,6
Días Nublados																	3
Energía Wh																	4549
Potencia de diseño[W]																	989
TIPO	Pmp[W]	Vmp [V]	Imp[A]	Voltaje a máx Temperatura 28oC	Voc[V]	Isc[A]	Ajuste Modulo	#Módulos		#Total de Módulos	Corriente Total	Voltaje del Arreglo	Isc[A] del arreglo	Voltaje Máx Del arreglo	Energia Total [Wh]	Valor Unitario SIN IVA	Valor total SIN IVA
								serie	paralelo								
1	55	17,2	2,9	16,34	21,6	3,1	0,9	1	20	20	58	17,2	56	21,6	4554	880.680	17.613.600
2	80	17,5	4,85	16,625	21,8	4,85	0,9	1	14	14	68	17,5	61	21,8	4637	1.210.000	16.940.000
3	150	26,6	4,35	25,27	43,2	4,7	0,9	1	8	8	35	26,6	34	43,2	4968	2.225.000	17.800.000
4	40	16,9	2,34	16,055	21,5	2,48	0,9	1	28	28	66	16,9	62	21,5	4637	810.000	22.680.000
5	65	17,4	3,75	16,53	21,7	3,99	0,9	1	17	17	64	17,4	61	21,7	4575	1.220.000	20.740.000
7	130	17,6	7,39	16,72	21,9	8,02	0,9	1	9	9	67	17,6	65	21,9	4844	2.370.000	21.330.000
13	50,93	16,43	3,1	15,6085	19,8	3,5	0,9	1	22	22	68	16,43	69	19,8	4639	1.868.000	41.096.000
16	90,72	16,43	5,52	15,6085	19,8	6	0,9	1	13	13	72	16,43	70	19,8	4883	2.875.000	37.375.000
33	130	17,6	7,39	16,72	21,8	7	0,9	1	9	9	67	17,6	57	21,8	4844	1.806.460	16.258.140
ARREGLO FOTOVOLTAICO A UTILIZAR CARACTERIZADO POR LA POTENCIA																	
TIPO	Pmp[W]	Vmp [V]	Imp[A]	Voltaje Tmax	Voc[V]	Isc[A]	Ajuste Modulo	#Módulos		#Total	Corriente Total	Voltaje total	Corriente Máx	Voltaje Máx Del arreglo	Energia Total [Wh]	Valor Unitario SIN IVA	Valor total SIN IVA
								serie	paralelo								
3	150	26,6	4,35	25,27	43,2	4,7	0,9	1	8	8	34,8	26,6	34	43	4968	2.225.000	17.800.000

5.7. CÁLCULO DEL CONTROLADOR DE CARGA

La corriente máxima que debe soportar el regulador de carga corresponde a la corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico, la cual se incrementa un 25% como un factor de seguridad para manejar la corriente excesiva ocasional.

$$N_{\text{Controladores}} = I_{\text{SCarreglo}} * 1,25 / I_{\text{SCT}}$$

I_{SCT} : Corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico.

$$I_{\text{SCT}}: N_P * I_{\text{SC}}$$

I_{SC} : Corriente de cortocircuito del modulo fotovoltaico seleccionado

En Tabla 18 se muestra la hoja de trabajo de Excel para seleccionar el controlador.

Tabla 18 Libro de trabajo para dimensionar el controlador de carga.

Diseño de Sistemas Fotovoltaicos						
Cálculo del Controlador de Carga						
Corriente de corto circuito del arreglo fotovoltaico						34
Corriente a controlar (Corriente de corto circuito del arreglo fotovoltaico incrementada un 25%)						42
Máximo voltaje de entrada de los módulos						43
TIPO	CORRIENTE [A]	Máximo Voltaje de entrada	Numero de controladores	Corriente soporta [A]	Valor unitario SIN IVA	Valor total SIN IVA
1	10	60	5	50	305.000	1.525.000
2	15	90	3	45	324.000	972.000
3	20	90	3	60	352.000	1.056.000
4	30	100	2	60	447.000	894.000
14	90	140	1	90	2.900.000	2.900.000
15	60	140	1	60	2.200.000	2.200.000
20	30	60	2	60	330.650	661.300
CONTROLADOR A UTILIZAR						
TIPO	CORRIENTE[A]	Máximo Voltaje de entrada	Numero Controladores	Corriente total soporta	Valor unitario SIN IVA	Valor total SIN IVA
15	60	140	1	60	2.200.000	2.200.000

5.8. CÁLCULO DEL INVERSOR

El dimensionamiento del inversor se realiza con la potencia máxima consumida simultáneamente por las cargas del sistema. Se debe tener cuidado para no sobredimensionarlo o subdimensionarlo debido a que la eficiencia de este depende directamente de la potencia nominal de trabajo.

Se selecciona un inversor cuya potencia de trabajo sea superior a la a potencia total consumida simultáneamente por las cargas, en el caso de que no sea se encuentre



inversores con estas capacidades será necesario trabajar con más de un equipo.

$$N_{\text{Inversores}} = P_{\text{ins}} / P_{\text{ni}}$$

$N_{\text{Inversores}}$: Numero de inversores

P_{ins} : potencia instantánea del sistema

P_{ni} : potencia nominal del inversor.

En la Tabla 19 se muestra la hoja de trabajo de Excel para seleccionar el inversor.

Tabla 19 Libro de trabajo para dimensionar el inversor.

Diseño de Sistemas Fotovoltaicos								
Cálculo del Inversor								
Potencia del sistema Instantánea [W]								379
TIPO	POTENCIA[W]		Eficiencia inversores	No Inversores	eficiencia optima a % de carga del	Potencia de trabajo optimo	Valor unitario SIN IVA	Valor Total SIN IVA
1	400	800	85	1	88	352	242.000	242.000
2	800	1600	85	1	88	704	290.000	290.000
3	1500	3000	85	1	88	1320	510.000	510.000
4	3000	6000	85	1	88	2640	810.000	810.000
5	600	1200	85	1	88	528	1.102.000	1.102.000
6	1000	2000	85	1	88	880	1.450.000	1.450.000
7	1500	3000	85	1	88	1320	1.716.800	1.716.800
8	2000	4000	85	1	88	1760	2.639.000	2.639.000
9	3000	6000	85	1	88	2640	2.992.900	2.992.900

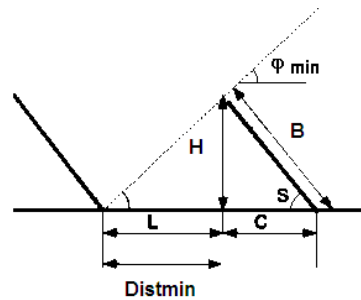
INVERSOR A UTILIZAR								
TIPO	POTENCIA(W)		Eficiencia inversores	No Inversores	eficiencia optima a % de carga del	Potencia de trabajo optimo	Valor unitario SIN IVA	Valor Total SIN IVA
1	400	800	85	1	88	352	242.000	242.000

5.9. ÁREA DESTINADA PARA EL ARREGLO FOTOVOLTAICO

El área requerida para la instalación del arreglo fotovoltaico dependerá de la forma de instalación de este.

Para la instalación en el suelo o techo sobre una estructura de anclaje es necesario calcular la distancia mínima entre paneles de tal forma que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima), la sombra de la arista superior de una fila se proyecte como máximo, sobre la arista inferior de la siguiente.

Figura 32 Distancia Mínima entre Módulos Fotovoltaicos



De acuerdo a la Figura 32 la distancia mínima entre módulos solares será:

$$C = B \times \cos(S)$$

$$H = B \times \sin(S)$$

$$\tan \varphi_{\min} = \frac{H}{L} = \frac{B \times \sin S}{Dist_{\min} - B \times \cos S}$$

$$Dist_{\min} = B \times \cos S + \frac{B \times \sin S}{\tan \varphi_{\min}}$$

S: ángulo de inclinación del panel

B: Longitud del paneles

φ : Angulo mínimo de incidencia w/s

Por lo tanto a la proyección C se le agregara la distancia mínima entre paneles para determinar el área requerida para cada modulo fotovoltaico. Ver Figura 32.

Para instalación directamente sobre el techo la distancia mínima entre paneles se calcula de acuerdo al coeficiente de dilatación del marco de los paneles.

$$Dilatación = Cd \times T_{\max} \times L_{\text{panel}}$$

Donde

Cd: es el coeficiente de dilatación del material del marco de los paneles

LPanel: Longitud del panel

Tmax: Temperatura máxima de trabajo del panel

Cd: Para un marco de los paneles de aluminio el coeficiente de dilatación será de $2,4e-5$.



Por lo tanto a la longitud y ancho total del módulo debe agregarse la distancia por dilatación para obtener la el área requerida para la instalación de cada módulo fotovoltaico.

5.10. PRESUPUESTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

La evaluación del proyecto se debe hacer no solamente sobre la inversión inicial, sino también sobre los costos de, mantenimiento y reposición de elementos.

Dentro de los costos de inversión se tiene en cuenta el costo inicial de los equipos utilizados en la instalación fotovoltaica (módulos fotovoltaicos, baterías, controlador de carga, inversor).

Para el costo de mantenimiento se establece un 10% de la inversión inicial, porcentaje adquirido de experiencias en este sector³⁷

Dentro de los costos de reposición se tiene en cuenta el cambio de equipos con menor vida útil a los paneles cuya vida superan los 20 años, dentro de los equipos que representan mayor costo por reposición se encuentran las baterías además su vida útil se ve altamente reducida de acuerdo a sus condiciones de operación, los inversores y controladores presenta vida útil altas esta depende de su capacidad.

Para evaluar el beneficio económico del proyecto se tiene en cuenta el dinero que se deja de cancelar por consumir la energía eléctrica de la red, en este caso se deben contar con el costo del kWh cobrado por la ESSA para establecer el monto. Como lo muestra la Tabla 20 para el sector residencial se tiene un costo promedio de la energía de 243 [\$/kWh] valor que se debe ir actualizando para obtener resultados más cercanos a la realidad. Además se tiene un incremento promedio mensual de la tarifa de energía 0,99%.

³⁷ www.solarweb.net/forosolar/



Tabla 20 Costo unitario energía 2008: suministrado ESSA.

COSTO UNITARIO ENERGÍA [\$/kWh]	
Sector Residencial	Nivel I
Enero	226,9
Febrero	228,8
Marzo	233,6
Abril	239,3
Mayo	243,2
Junio	247,1
Julio	245,5
Agosto	246,4
Septiembre	246,9
Octubre	249,3
Noviembre	252,2
Diciembre	252,9
Promedio	242,7

Se multiplica el precio por la capacidad de generación anual de energía del sistema FV durante el periodo de vida útil del sistema fotovoltaico. Dentro del costo de la tarifa se tiene en cuenta el porcentaje de incremento mensual.



6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Para la aplicación de la metodología se selecciono un conjunto residencial compuesto por 6 torres cada una de 10 pisos donde se busca suplir la demanda de iluminación de las zonas comunes:

En el diseño se busca dimensionar para cada una de las 6 torres un sistema de FV para alimentar la iluminación de las zonas comunes.

Para cada pasillo se determinó la instalación un sistema autónomo de 3 luminarias LED de 10 W

Cada torre llevará un sistema independiente que permita el funcionamiento del sistema durante 12 horas, es decir de 6 PM a 6 AM.

A continuación se describe la carga total del sistema para cada torre.

Tabla 21 Cálculo de la carga total del sistema

Diseño de Sistemas Fotovoltaicos											
Cálculo de la Carga Eléctrica del Sistema											
Descripción de la Carga eléctrica	Potencia [W]		Cantidad	Uso Horas/día	Eficiencia de la conversión DC-AC	Potencia total [W]		Energía [Wh/día]		Energía [Wh/mes]	
	AC 120V	DC 12V				AC	DC	AC	DC	AC	DC
Iluminación	10		30	12	0,85	353		4235		127059	
TOTAL						353		4235		127059	

CONSUMO CALCULADO DE LA CARGA DEL SISTEMA

Día solar	4,6
Eficiencia Baterías	0,95
Eficiencia por el Cableado	0,98
Eficiencia conversión DC_AC	0,85
Sistema con acumulador	si
tiempo de autonomía(días)	3

Tensión nominal	12
Potencia máxima (inversor) (W)	379
Energía corregida (Wh/día)	4 549

Manejando Excel se selecciono cada uno de los equipos necesarios para alimentar la carga de cada torre a continuación se muestran los resultados.

DESCRIPCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Referencia ASM 150W-24V- 4,85A Proveedor

Pmp[W]	Vmp [V]	Imp[A]	Voltaje Tmax [V]	Voc[V]	Isc[A]	Ajuste Modulo	#Módulos	
							serie	paralelo
150	26,6	4,35	25,27	43,2	4,7	0,9	1	8

#Total Modulos del arreglo	Corriente [A] Total	Voltaje total [V]	Corriente [A] Máx	Voltaje Máx del arreglo [V]	Energía Total [Wh]	Valor Unitario SIN IVA	Valor total SIN IVA
8	34,8	26,6	38	43,2	4968	2.225.000	17.800.000

DESCRIPCIÓN BATERÍAS

Referencia Coups 12/150 Proveedor KYOCERA

Voltaje de Operación Baterías	Capacidad de Suministro [AH]	Capacidad de Descarga	# Baterías		Capacidad Total[Ah] C20	Energía total suministrada [Wh/día]	NoTotal Baterías	Valor unitario SIN IVA	Valor total SIN IVA
			Serie	Paralelo					
12	150	0,8	1	10	1200	14400	10	411.797	4.117.968

DESCRIPCIÓN DEL CONTROLADOR DE CARGA

Referencia XANTREX Proveedor APROTEC

CORRIENTE [A]	Máximo Voltaje de entrada	Numero Controladores	Corriente total soporta	Valor unitario SIN IVA	Valor total SIN IVA
60	140	1	60	2.200.000	2.200.000

DESCRIPCIÓN DEL INVERSOR

Referencia Cobra Proveedor AMPA SOLAR

POTENCIA[W]	No Inversores	Valor unitario SIN IVA	Valor Total SIN IVA
400	800	1	242.000



El total de la inversión en los equipos se muestra a continuación

Diseño de Sistemas Fotovoltaicos					
Costo total de equipos					
Componente	Tipo	Cantidad	Valor unitario	Valor total	Valor total con IVA
Batería	33	10	411.797	4.117.968	4.776.843
Módulos FV	3	8	2.225.000	17.800.000	20.648.000
Controlador de Carga	15	1	2.200.000	2.200.000	2.552.000
Inversor	1	1	242.000	242.000	280.720
TOTAL				22.159.968	28.257.563

A continuación se observa la vida útil dada para cada equipo en condiciones de normales de uso:

VIDA ÚTIL EQUIPOS	
Componente	VIDA ÚTIL (AÑOS)
Batería	8
Módulos FV	20-25
Controlador de Carga	20
Inversor	20

Bajo estas condiciones se evalúa la instalación durante una vida de 20 años por lo cual es necesario el remplazo de las baterías 2 veces se consideran los demás elementos funcionan durante toda la vida de la instalación FV.

Los costos de mantenimiento corresponden al 10% del costo inicial de la instalación que corresponden a \$2.825.756

El costo total del sistema fotovoltaico teniendo en cuenta inversión inicial, mantenimiento y reposición corresponde a \$40.637.004

A continuación se calcula el beneficio económico que equivalente la energía total suministrada por el arreglo fotovoltaico en el mes sin tener en cuenta la energía por pérdidas en el inversor y baterías esta energía corresponde:

$$\text{Energía}_{\text{mes}} = 108 \text{ kWh}$$

Si se tuviera en cuenta una tarifa de energía constante de \$243 el ahorro correspondiente para un periodo de 20 años sería de \$6.386.040



A un tarifa de \$243 teniendo en cuenta un incremento de la tarifa mensual de un 0,99%

Para un periodo de 20 años que es la vida útil del los paneles corresponde a \$25.546.172.

A pesar de tener en cuanta un incremente en el costo de la energía eléctrica de la red se demuestra sistemas fotovoltaicos aun no pueden competir económicamente con el precio de la energía convencional.

En el Anexo C se encuentra la demanda energética para Bucaramanga, donde se presentan los consumos promedio para cada sector. La aplicación de esta metodología se realizo suministrar una energía mensual total de 108 [kWh] valor cercano al promedio de consumo por usuario en el sector residencial (122 kWh), sector que representa el menor consumo, sin embargo se demostró que la inversión económica es alta. Para el sector industrial el consumo promedio por usuario corresponde a 901 kWh luego no es posible pensar en enfocar los sistemas a este sector.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- La dificultad para la obtención de los datos de radiación solar en la zona de Bucaramanga fue una limitante inicial del proyecto para caracterizar el potencial energético. Inicialmente se obtuvieron promedios mensuales de radiación solar, a través del mapa de radiación solar de Colombia, pero estos datos no daban seguridad en el cálculo del día solar. Durante el desarrollo del trabajo se logró obtener de la CDMB la información diaria adquirida en las estaciones locales de monitoreo ambiental. Es necesario mantener la dinámica de la actualización de la información para garantizar mayor confiabilidad en los cálculos.
- Las celdas de película delgada se ofrecen como una buena alternativa debido a sus condiciones térmicas y facilidad de manejo y costos, sin embargo, el uso de esa tecnología supone un problema debido a la variedad de materiales utilizados en su construcción lo cual dificulta la caracterización de sus propiedades eléctricas, no permitiendo su comercialización a alta escala.
- El lento avance en el desarrollo tecnológico en cuanto a las tecnologías de acumuladores para aplicaciones fotovoltaicas no favorece el desarrollo de sistemas FV. debido los altos costos que se requieren para su utilización y reposición. Adicionalmente, por las características constructivas, operativas y de disposición final de estos elementos se mantiene de manera permanente el riesgo del impacto ambiental.
- Se ha encontrado poca información que favorezca la realización de proyectos de generación de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos por parte del ministerio de minas, ente responsable de la creación de programas PROURE, esta carencia de información es causante de la falta de inversión en este tipo de proyectos.



- En el país no se han propiciado algunas condiciones que faciliten la ejecución de proyectos fotovoltaicos a gran escala y que puedan hacer parte del mecanismo de desarrollo limpio (MDL). Estas condiciones incluyen la formulación del marco reglamentario que establezca un mecanismo de incentivos como subsidios o beneficios tributarios más concretos y/o promover proyectos pilotos con algún aporte energético significativo.
- Teniendo en cuenta que el costo de la energía eléctrica en Bucaramanga y el territorio nacional es relativamente bajo en comparación con otros países, el costo de la inversión en sistemas fotovoltaicos no representan un beneficio económico a corto o mediano plazo. Sin embargo, para evaluar adecuadamente este tipo de proyectos se deben tener en cuenta un factor adicional como la reducción de la huella.
- Es necesaria la formulación de incentivos para motivar la inversión del capital privado en el desarrollo de este tipo de sistemas en el territorio nacional. Esto se puede hacer mediante mecanismos de distribución del ingreso por la energía producida en exceso como es el caso de España donde se establecen primas por la energía producida a través de fuentes renovables, cuyo principal objetivo reducir el tiempo de amortización de la inversión.
- La demanda energética por los tipos de clientes del servicio de energía eléctrica y el precio de las tecnologías FV permite concluir que debido a los altos costos de inversión de los sistemas fotovoltaicos no se justifica la aplicación de estas soluciones en el sector industrial debido a la pequeña parte de la demanda que se podría suplir. Para la aplicación de estos sistemas es necesario tener en cuenta beneficios intangibles como es el caso del la disminución de emisiones de CO₂ contribuyendo al medio ambiente, y el impacto social de esta clase de proyectos en zonas apartadas. Un sector importante que se puede atender con este tipo de soluciones es el sector residencial y rural donde se adopten soluciones parciales para sistemas de iluminación y equipos de baja potencia, sistemas de telecomunicaciones, o electrificación en zonas apartadas y sistemas de monitoreo remoto.



RECOMENDACIONES

- Durante el proceso metodológico caracterizado para el cálculo del potencial energético y el dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos se incluyeron los factores de eficiencia que describen las pérdidas de eficiencia energética por la influencia de los diversos componentes del sistema y el comportamiento de los módulos. Estos errores podrán ser contrastados y ajustados mediante la evaluación del comportamiento de los dispositivos en un proyecto piloto que permita validar los cálculos en un sistema real.
- Como se muestra en la Figura 23 a medida que aumenta la temperatura, que soportan las celdas, la corriente y la tensión se verán reducidas. Esta tasa de reducción afecta la potencia, la cual varía dependiendo de las características eléctricas del módulo. Los módulos de silicio cristalino, presentan una reducción en la potencia entre 0,3% a 0,5%³⁸ de la potencia nominal. El dimensionamiento del módulo fotovoltaico debe tener en cuenta esta degradación del panel para asegurar el buen diseño del sistema.
- Cuando se trabaje en lugares donde los módulos fotovoltaicos puedan estar expuestos a altas temperaturas es recomendable trabajar con celdas de silicio amorfo pues se ha demostrado experimentalmente que estas presentan un mejor rendimiento a altas temperaturas comparadas con las celdas de silicio monocristalino. Sin embargo es necesario tener en cuenta que las celdas de silicio amorfo requieren un mayor espacio para su instalación.
- La ausencia de oferta comercial a nivel nacional y local de diferentes tecnologías de baterías para aplicaciones fotovoltaicas se presenta como limitante, la mayoría de proveedores ofrecen la baterías de plomo ácido las cuales presentan bajos ciclos de carga/descarga y baja densidad energética en comparación con nuevas tecnologías, su permanencia en el mercado ha estado sujeta a los costos más bajos.

³⁸ KRENZINGER, Arno; BUHLER, Alexandre Jose y GASPARIN Fabiano Perin. Aparato para medir curvas características de módulos fotovoltaicos con radiación natural Energía Solar Fotovoltaica. Laboratorio de Energía Solar UFRGS. Universidad de Federal del Rio Grande del Sur.



BIBLIOGRAFÍA

ARCHER, Mary D y HILL, Robert. Clean Electricity From Photovoltaics. Series On Photoconversion Of Solar Energy, Vol. 1, 2001.

ARISTIZABAL, A y GORDILLO, G. Monitoreo del desempeño del inversor que conforma el primer sistema fotovoltaico interconectado de Colombia, usando instrumentación virtual. Revista colombiana de física, VOL. 38, No. 1, 2006. Universidad Nacional de Colombia, Sede Bogotá, Departamento de Física.

BANGUERO, E; MURILLO, W y ARAGÓN, G. Dimensionamiento e Instalación de un Sistema Fotovoltaico Autónomo en el Municipio de Quibdó-Chocó. Revista Colombiana de Física, vol. 40, No. 2, Julio 2008. Universidad Tecnológica del Chocó. Departamento de Matemáticas y Física.

CALZADA, Gabriel. ¿Qué es el Protocolo de Kioto?. Instituto Juan de Mariana, 17 septiembre de 2004. <http://www.juandemariana.org/articulo/35/protocolo/kioto/>

CASTRO G Jesus Antonio. Exenciones Tributarias: Estímulos para Proyectos Ambientales en el Sector de Energía. <http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/ENERGIA/URE/Informe%20lineamientos%20PROURE%202009.pdf>

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA, Nuevos materiales para aplicaciones fotovoltaicas. www.cie.unam.mx/..Colaboracion_UNAM_CINVESTAV_RENOVABLES3.ppt

COLLADO E; CASTRO M; COLMENAR J y PEIRE J. Evolución de la industria fotovoltaica en España, regulación y nuevos negocios paralelos, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Control, UNED.

CORBETT, Julia; YOUNG, Lindsay y DAVIS, Byron. Teoría del conflicto e información sobre el cambio climático interacción entre medios, ciencia, política, industria y audiencias, Revista Iberoamericana de Comunicación. 22 de julio de 2009.

Departamento Técnico Administrativo del Medio Ambiente DAMA, Informe mensual de



Red Calidad De Aire de Bogotá D.C. Septiembre de 2006, Octubre de 2006.

GASQUET, Héctor L. Manual sobre los sistemas fotovoltaicos, EPSEA, 2004

GIL ARIAS, Omar. Modelado y simulación de dispositivos fotovoltaicos. UNIVERSIDAD DE PUERTO RICO. Tesis sometida en cumplimiento parcial de los requisitos para el grado de MAESTRO EN CIENCIAS en INGENIERÍA ELÉCTRICA. Diciembre de 2008

GOETZBERGER, A y Hoffmann, U. Photovoltaic solar energy generation. springer series in optical sciences, Vol.112. 2005

HERNANDEZ G, Luis Manuel Hernández. Energía, Energía Fotovoltaica y Celdas Solares, de Alta Eficiencia. Revista Digital Universitaria, 10 de diciembre 2007. Volumen 8 Número 12 ISSN: 1067-6079.

KREITH, Frank y WEST, Ronald, CRC Handbook of energy efficiency, 1997

KRENZINGER, Arno; BUHLER, Alexandre José y GASPARIN Fabiano Perin. Aparato para medir curvas características de módulos fotovoltaicos con radiación natural Energía Solar Fotovoltaica. Laboratorio de Energía Solar UFRGS. Universidad de Federal del Rio Grande del Sur

MÉNDEZ MUÑIZ, Javier y GARCÍA CUERVO, Rafael, Energía Solar Fotovoltaico. Instituto de Tecnología y Formación, 2ª Edición.

MESA, F; ROMERO, E; CALDERÓN, C y GORDILLO, G. Revista Colombiana de Física, Vol. 38, No.3, 2006 1086 Preparación y caracterización óptica de películas delgadas de $\text{CuIn}_{1-x}\text{Ga}_x\text{Se}_2$

Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Exenciones tributarias estímulos para proyectos ambientales en el sector de energía.
<http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/UCC/File/MDL%20en%20Colombia.pdf>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA y UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO



ENERGÉTICA. Plan Energético Nacional, Estrategia Energética Integral, Visión 2003 – 2020, 2003

MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. The World Bank. National Strategy Studies. Banco Mundial, Estudio de estrategia nacional para la implementación del MDL en Colombia: informe final. 2000.

MUÑOZ, Vicente. Acumuladores de Energía Solar Fotovoltaica. Grupo de investigación IDEA Universidad de Jaén 2008.

OFICINA ASESORA DE NEGOCIACIÓN INTERNACIONAL. El Protocolo de Kioto y su desarrollo nacional. Santafé De Bogotá, D. C., Mayo 7 De 1998

PEÑA R, Adriano. Caracterización del Voltaje VOC de una celda fotovoltaica de silicio monocristalino con respecto a la temperatura, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima Perú.

Protocolo de Kyoto, situación actual y perspectivas. World Wildlife Fund (WWF). <http://www.offnews.info/downloads/ProtocoloKioto.pdf>

RAFAEL, Lamaison, Energía Solar Fotovoltaica (ESF), 2004

RODRIGUEZ MURCIA, Humberto. Development of Solar Energy in Colombia and its Prospects. rev.ing. [online]. July/Dec. 2008, no.28 [cited 27 July 2009], p.83-89. Disponible desde la red global mundial: http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0121-49932008000200012&lng=en&nrm=iso. ISSN 0121-4993.

RODRÍGUEZ, Humberto, Portafolio Colombiano de Proyectos para el MDL-Sector energía, Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, Santafé de Bogotá Colombia, 2000.

SUREK, Thomas. Progress in u.s. photovoltaics: looking back 30 years and looking ahead 20, National Renewable Energy Laboratory. 2002.



TROVIANO, M; TARETTO, K. MODELADO DE LA EFICIENCIA CUÁNTICA DE CELDAS SOLARES DE Cu(In,Ga)Se₂ DE ALTA EFICIENCIA. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 11, 2007. Impreso en la Argentina. ISSN 0329-5184

TWIDELL, John y WEIR, Tony. Renewable Energy Resources. Second Edition, 2006.

UNIDAD DE PLANTACIÓN MINERO ENERGÉTICA UNME y INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES DE COLOMBIA IDEAM, Atlas de Radiación Solar de Colombia, 2005, pág. 115.

UNIDAD DE PLANTACIÓN MINERO ENERGÉTICA, UPME. Plan de expansión de referencia generación transmisión 2002-2011. p. 64. Citado por: CORTES, Camilo y CHAPARRO, RAFAEL, Estudio Del Desempeño Para El Sistema De Energía Solar Fotovoltaica En El Parque Nacional Natural (Pnn) Tayrona De Colombia, Monografía Para Optar El Título De Ingeniero Electricista, Universidad De La Salle, 2006.

Universal Technical Standard for Solar Home Systems, Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998

VILLAFILA, Roberto. Baterías para aplicaciones estacionarias. Presentación Barcelona España, 24 noviembre 2008

VILLAS, Marianela García y ARRIBAS, Luis. Energía solar fotovoltaica y cooperación al desarrollo. IEPALA, 1999.

<http://www.essa.com.co/>

www.solarweb.net/forosolar/

<http://www.suntech-power.com/>

<http://www.xantrex.com/>



ANEXOS

Anexo A Hoja de datos de paneles fotovoltaicos comerciales

Panel fotovoltaico de silicio policristalino



Paneles fotovoltaicos
SERIE ES-A

NUEVO MARCO NEGRO



200, 205 y 210 W

La mejor tolerancia disponible (-0/+5W)

Gama de paneles solares String Ribbon™ que producen más electricidad, credenciales ambientales líderes del sector e instalaciones eficientes creadas con nuestra revolucionaria tecnología de obleas.

MÁS ELECTRICIDAD

- Se garantiza que la potencia no sea inferior a la nominal indicada en la etiqueta¹
No pague nunca por una potencia que no está obteniendo
- Obtenga hasta 5W por encima de la potencia indicada en la etiqueta²
Más potencia para obtener más electricidad
- Potencia calibrada por cuatro laboratorios de pruebas independientes³
Lo que garantiza que usted obtenga la potencia que le prometemos
- Vidrio con tratamiento antirreflejos
Con lo que se maximiza la captación de luz durante todo el día
- Valores nominales de temperatura superiores al 90%⁴
Con lo que se produce más en días calurosos
- Garantía de mano de obra de 5 años y garantía de potencia de 25 años⁵

MENOS IMPACTO

- El impacto ecológico más pequeño⁶
Liderazgo en la lucha contra el cambio climático
- Amortización de la energía en 12 meses⁶
Se maximiza la generación de electricidad limpia
- Embalaje reutilizable 100% libre de cartón
Minimiza los residuos en la instalación final y el coste de eliminación de éstos
- Células solares libres de plomo
Reduce la necesidad de una eliminación especializada al final de su vida útil

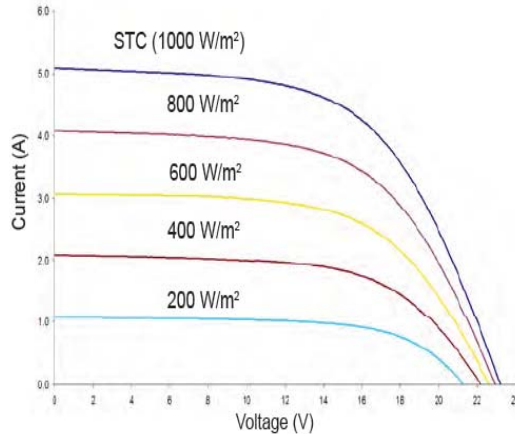
1 - Garantizada con la entrega inicial del panel; 2 - Potencia máxima hasta 4.99 W superior a la nominal indicada en la etiqueta; 3 - Potencia calibrada regularmente tomando la media directa de los datos de pruebas de NREL, TÜV Rheinland PTL, TÜV Rheinland Cologne y Fraunhofer ISE; 4 - Basado en la comparación de los nominales PTC/STC de las principales marcas de silicio multicristalino competidoras; 5 - Para obtener información completa, consulte la **Garantía limitada de Evergreen Solar**, disponible a petición o en línea; 6 - Según las investigaciones realizadas por la Fundación para la Investigación de la Energía de los Países Bajos (2008) y la evaluación por parte de Evergreen Solar de los datos de los competidores publicados más recientemente.





Panel fotovoltaico de silicio amorfo

IV Curves at various Levels of Irradiance at Air Mass 1.5 and 25 °C Cell Temperature



Electrical Specifications

STC

(Standard Test Conditions)
(1000 W/m², AM 1.5, 25 °C Cell Temperature)

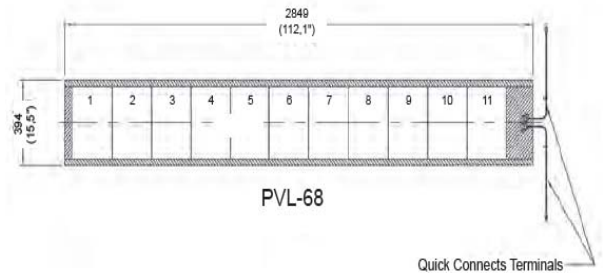
Maximum Power (P_{max}): 68 W
Voltage at Pmax (V_{mp}): 16.5 V
Current at Pmax (I_{mp}): 4.13 A
Short-circuit Current (I_{sc}): 5.1 A
Open-circuit Voltage (V_{oc}): 23.1 V
Maximum Series Fuse Rating: 8 A

Temperature Coefficients

(at AM 1.5, 1000 W/m² irradiance)

Temperature Coefficient (TC) of I_{sc}: 0.001/°K (0.10%/°C)
Temperature Coefficient (TC) of V_{oc}: -0.0038/°K (-0.38%/°C)
Temperature Coefficient (TC) of P_{max}: -0.0021/°K (-0.21%/°C)
Temperature Coefficient (TC) of I_{mp}: 0.001/°K (0.10%/°C)
Temperature Coefficient (TC) of V_{mp}: -0.0031/°K (-0.31%/°C)
 $y = y_{reference} \cdot [1 + TC \cdot (T - T_{reference})]$

Notes:



All measurements in mm
Inches in parentheses
Tolerances: Length: ± 5 mm (1/4"), Width: ± 3 mm (1/8")

Global Headquarters

United Solar Ovonic LLC
2956 Waterview Drive
Rochester Hills, MI 48309
Tel: 248.293.0440
Fax: 248.844.1214
Toll Free (USA): 1.800.528.0617
info@uni-solar.com

European Headquarters

United Solar Ovonic
Europe SAS
Tour Albert 1er
65, avenue de Colmar
92507 Rueil-Malmaison Cedex
Tel: +33.1.74.70.46.24
Fax: +33.1.41.39.00.22
franceinfo@uni-solar.com

German Office

United Solar Ovonic
Europe GmbH
Trakehner Strasse 7-9
60487 Frankfurt/Main
Tel: +49.69.7137667.0
Fax: +49.69.7137667.67
europeinfo@uni-solar.com

Italian Office

United Solar Ovonic
Europe GmbH
Via Monte Baldo, 4
37069 Villafranca (VR)
Tel: +39.045.8600982

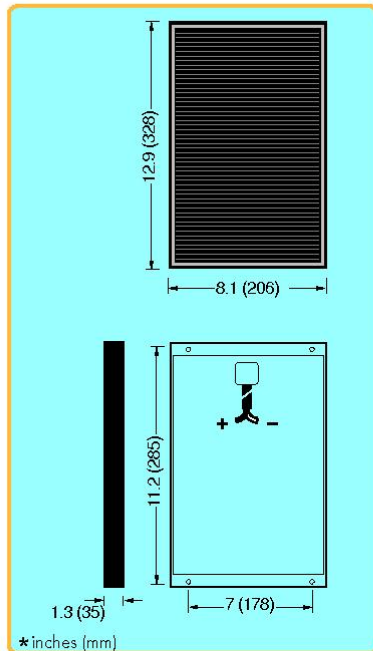


Panel fotovoltaico CIS

Shell ST5 Photovoltaic Solar Module

Mechanical Specifications Module

A torsion and corrosion-resistant anodized aluminium frame ensures dependable performance, even under harsh weather conditions. Pre-drilled mounting holes are provided for ease of installation.



Outside dimensions (in)	12.9 x 8.1
Thickness (inc. junction box) (in)	1.3
Thickness (exc. junction box) (in)	1.3
Weight (lbs)	3.1

For installation instructions, please refer to the **Installation Manual** which is available from Shell Solar.

Electrical Characteristics

Data at Standard Test Conditions (STC)

STC: irradiance level 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature 25°C

Rated power	P_r	5W
Peak power	P_{mpp}	5W
Peak power voltage	V_{mpp}	15.6V
Peak power current	I_{mpp}	0.32A
Open circuit voltage	V_{oc}	22.9V
Short circuit current	I_{sc}	0.39A
Series fuse rating		1A
Minimum peak power	$P_{mpp\ min}$	4.5W

The abbreviation 'mpp' stands for Maximum Power Point.

Typical data at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) conditions

NOCT: 800W/m² irradiance level, AM 1.5 spectrum, wind velocity 1 m/s, T_{amb} 20°C

Temperature	T_{NOCT}	47°C
Mpp power	P_{mpp}	3.4W
Mpp voltage	V_{mpp}	13.7V
Open circuit voltage	V_{oc}	20.1V
Short circuit current	I_{sc}	0.31A

Typical data at low irradiance

The relative reduction of module efficiency at an irradiance of 200W/m² in relation to 1000W/m² both at 25°C cell temperature and AM 1.5 spectrum is 5%.

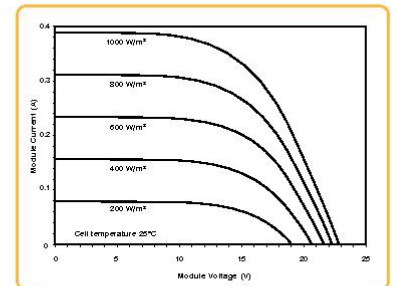
Temperature coefficients

αP_{mpp}	-0.6 %/°C
αV_{mpp}	-100 mV/°C
αI_{sc}	+0.05 mA/°C
αV_{oc}	-100 mV/°C

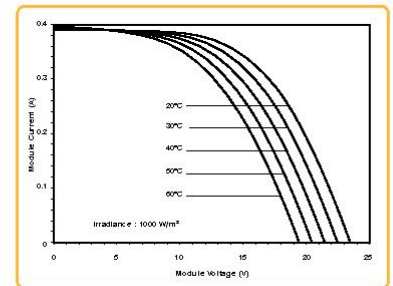
Maximum system voltage: 25 Vdc

Typical I/V Characteristics

The I/V graph below shows the typical performance of the solar module at various levels of irradiance.



The I/V graph below shows the typical performance of the solar module at various cell temperatures.



References in this Product Information Sheet to 'Shell Solar' are to companies and other organizational entities within the Royal Dutch/Shell Group of Companies that are engaged in the photovoltaic solar energy business. Shell Solar was set up in 1999 and has its principal office in Amsterdam, the Netherlands.

For further information on all Shell Solar products contact:

Shell Solar
4650 Adohr Lane, Camarillo CA 93012
805-482-6800 Fax 805-388-6511
Web www.shell.com/renewables

v2/ST5/05/02/US



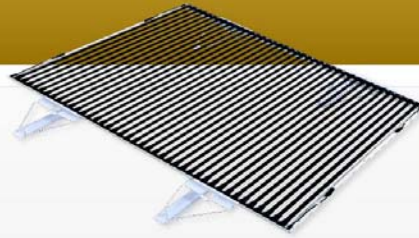
Panel fotovoltaico de CIGS



SUNCONNEX

Módulos fotovoltaicos Solyndra

Solyndra ha desarrollado un producto exclusivo en el sector FV que se basa en tubos cilíndricos dotados de células solares CIGS (cobre, indio, galio, selenio) de capa fina. Fundada en 2005 y con sede en Fremont, California, la capacidad de producción de la empresa se encuentra en clara progresión y su objetivo es superar los 500 MWp en 2010.



SOLYNDRA
The new shape of solar™

Electrical Data

Model No.		SL-001-150	SL-001-157	SL-001-165	SL-001-173	SL-001-182	SL-001-191	SL-001-200 <small>Release Date TBD</small>
PowerRating (Pmpp) (+/-4%*)	Wp	150 Wp	157 Wp	165 Wp	173 Wp	182 Wp	191 Wp	200 Wp
Power Tolerance (%)	%/Wp	+4-5	+/-4	+/-4	+/-4	+/-4	+/-4	+/-4
Vmp (Voltage at Maximum Power)	Volts	65.7 V	67.5 V	69.6 V	71.7 V	73.9 V	76.1 V	78.3 V
Imp (Current at Maximum Power)	Amps	2.28 A	2.33 A	2.37 A	2.41 A	2.46 A	2.51 A	2.55 A
Voc (Open Circuit Voltage)	Volts	91.4 V	92.5 V	93.9 V	95.2 V	96.7 V	98.2 V	99.7 V
Isc (Short Circuit Current)	Amps	2.72 A	2.73 A	2.74 A	2.75 A	2.76 A	2.77 A	2.78 A
Temp. Coefficient of Voc	%/°C	-0.29						
Temp. Coefficient of Isc	%/°C	-0.02						
Temp. Coefficient of Power	%/°C	-0.38						

SL-001-150: -5%, +4%

System Information

Cell type	Cylindrical CIGS
Maximum System Voltage	Universal design: 1000V (IEC) & 600V (UL) systems
Dimensions	Module: 1.82 m x 1.08 m x 0.05 m Height: 0.3 m to top of panel on mounts
Mounts	Non-penetrating, powder-coated aluminum Up to 2.17 mounts per panel
Connectors	4 Tyco Solarlok; 0.20 m cable
Series Fuse Rating	23 Amps
Roof Load	16 kg/m ² (3.3 lb/ft ²) panel and mounts
Module Weight	31 kg (68 lb) without mount
Snow Load Maximum	2800 Pa (58.5 lb/ft ²)



Panel fotovoltaico de CdTe

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

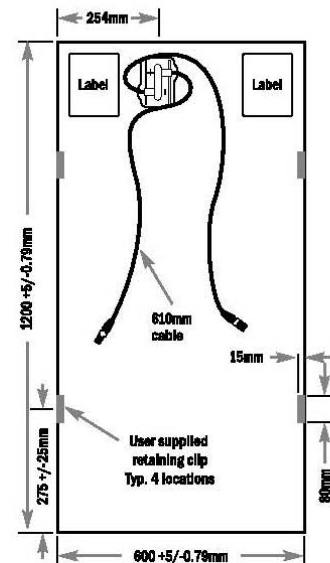
MODEL NUMBERS AND RATINGS AT STC ^{1*}					
Nominal Values		FS-270	FS-272	FS-275	FS-277
Nominal Power(+/-5%)	$P_{MPP}(W)$	70	72.5	75	77.5
Voltage at P_{MAX}	$V_{MPP}(V)$	65.5	66.6	68.2	69.9
Current at P_{MAX}	$I_{MPP}(A)$	1.07	1.09	1.10	1.11
Open Circuit Voltage	$V_{OC}(V)$	88.0	88.7	89.6	90.5
Short Circuit Current	$I_{SC}(A)$	1.23	1.23	1.23	1.22
Maximum System Voltage	$V_{SYS}(V)$	1000			
Temperature Coefficient of P_{MPP}	$T_K(P_{MPP})$	-0.25%/°C			
Temperature Coefficient of V_{OC} , high temp (>25°C)	$T_K(V_{OC}, high\ temp)$	-0.25%/°C			
Temperature Coefficient of V_{OC} , low temp (-40°C to +25°C)	$T_K(V_{OC}, low\ temp)$	-0.20%/°C			
Temperature Coefficient of I_{SC}	$T_K(I_{SC})$	+0.04%/°C			
Limiting Reverse Current ²	$I_R(A)$	2			
Maximum Source Circuit Fuse	$I_{CF}(A)$	10 (2 IEC61730 ³)			

MODEL NUMBERS AND RATINGS AT 800W/m ² , 45°C, AM 1.5*					
Nominal Values		FS-270	FS-272	FS-275	FS-277
Nominal Power(+/-5%)	$P_{MPP}(W)$	52.6	54.4	56.3	58.1
Voltage at P_{MAX}	$V_{MPP}(V)$	61.4	62.5	63.9	65.4
Current at P_{MAX}	$I_{MPP}(A)$	0.86	0.87	0.88	0.89
Open Circuit Voltage	$V_{OC}(V)$	81.8	82.5	83.3	84.2
Short Circuit Current	$I_{SC}(A)$	1.01	1.01	1.01	1.00

MECHANICAL DESCRIPTION

Length	1200mm	Thickness	6.8mm
Width	600mm	Area	0.72m ²
Weight	12kg	Leadwire	3.2mm ² , 610mm
Connectors	Solarline 1 type connector		
Bypass Diode	None		
Cell Type	CdS/CdTe semiconductor, 116 active cells		
Frame Material	None		
Cover Type	3.2mm heat strengthened front glass laminated to 3.2mm tempered back glass		
Encapsulation	Laminate material with edge seal		

MECHANICAL DRAWING



Efficiency at 200W/m²: First Solar Series 2 PV Modules experience an increase in efficiency of 2% at 200W/m² when compared to the efficiency at 1000W/m². Refer to First Solar Application Note PD-5-420 for detailed analysis of the performance at low light levels.

* All ratings +/-10%, unless specified otherwise. Specifications are subject to change.

¹ Standard Test Conditions (STC) 1000W/m², AM 1.5, 25°C

² The procedure specified in EN50380, Section 3.6.2 is designed for crystalline silicon modules. Because of the cell configuration of thin film modules, extreme voltage and power levels are required to induce reverse currents in the modules, resulting in temperatures well beyond normal operating ranges or the temperatures intended for the test. Because of this, the IR rating for the module is lower than the fuse requirement for safe operation of the module.

³ Required to maintain IEC 61730 compliance

High Performance PV System Solutions

Key Features:

- Produces high energy output across a wide range of climatic conditions with excellent low light response and temperature response coefficient
- Proven to perform as predicted with a high Performance Ratio (PR)
- Frameless laminate is robust, cost-effective and recyclable, and does not require module grounding
- Manufactured in highly automated, state-of-the-art facilities certified to ISO9001:2000 and ISO14001:2004 quality and environmental management standards
- Tested by leading international institutes and certified for reliability and safety:
 - Certified to IEC 61646
 - Certified to IEC 61730
 - CE Mark
 - Safety Class II @ 1000 V

© Copyright 2009, First Solar, Inc.

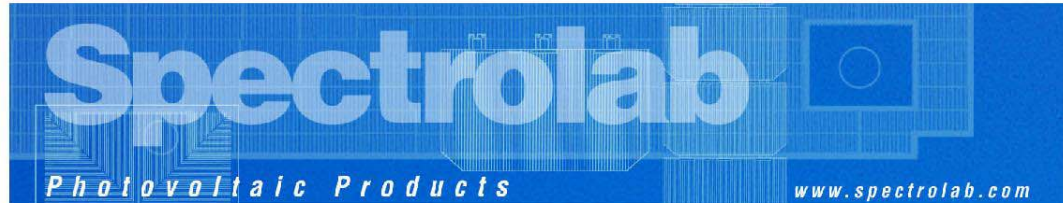


www.firstsolar.com

FS Series 2 PV Module
PD-5-401-02 EU JAN 2009



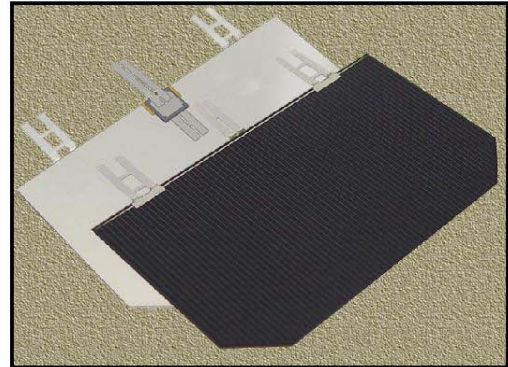
Panel fotovoltaico de GaAs



28.3% Ultra Triple Junction (UTJ) Solar Cells

Features

- High efficiency n/p design (28°C, AM0)
 - BOL: 28.3% min. average efficiency @ maximum power (28.0% @ load voltage)
 - EOL: 24.3% min. average efficiency @ maximum power, 1 MeV 1E15 e/cm²
- Heritage bypass diode protection
- 140 μm Ge wafer thickness



Product Description

Substrate	Germanium
Solar Cell Structure	GaInP ₂ /GaAs/Ge
Method of GaAs Growth	Metal Organic Vapor Phase Epitaxy
Device Design	Monolithic, two terminal triple junction. n/p GaInP ₂ , GaAs, and Ge solar cells interconnected with two tunnel junctions
Sizes	Up To 32 cm ²
Assembly Method	Multiple techniques including soldering, welding, thermocompression, or ultrasonic wire bonding

Note: Other Variations Are Available Upon Request

Heritage

- More than 2000 kW of multi-junction cells delivered
- More than 675 kW of multi-junction arrays *on orbit*
- 1 MW annual capacity - cells, panels & arrays
- On orbit performance for multi-junction solar cells validated to ± 1.5% of ground test results

Intellectual Property

This product is protected by the following patents:

- 6,380,601
- 6,150,603
- 6,255,580



A BOEING COMPANY



Typical Electrical Parameters

(AM0 (135.3 mW/cm²) 28 °C, Bare Cell)

J _{sc} = 17.05 mA/cm ²
J _{mp} = 16.30 mA/cm ²
J _{load min avg} = 16.40 mA/cm ²
V _{oc} = 2.665 V
V _{mp} = 2.350 V
V _{load} = 2.310 V
Cff = 0.84
Eff _{load} = 28.0%
Eff _{mp} = 28.3%

Radiation Degradation

(Fluence 1MeV Electrons/cm²)

Parameters	1x10 ¹⁴	5x10 ¹⁴	1x10 ¹⁵
I _{mp} /I _{mp0}	0.99	0.98	0.96
V _{mp} /V _{mp0}	0.94	0.91	0.89
P _{mp} /P _{mp0}	0.93	0.89	0.86

Thermal Properties

Solar Absorptance = 0.92 (Ceria Doped Microsheet)
Emissance (Normal) = 0.85 (Ceria Doped Microsheet)

Weight

84 mg/ cm² (Bare) @ 140 μm (5.5 mil) Ge wafer thickness

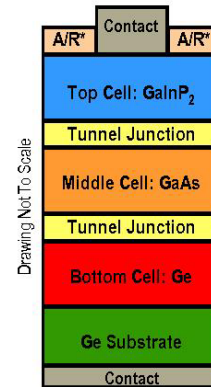
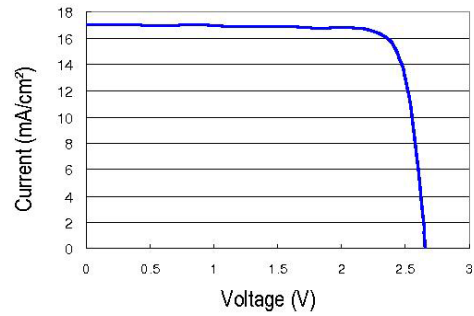
Temperature Coefficients (15 °C - 75 °C)

(Preliminary)

Parameters	BOL	5x10 ¹⁴ (1 MeV e/cm ²)
J _{mp} (μA/cm ² /°C)	1	5
J _{sc} (μA/cm ² /°C)	5	6
V _{mp} (mV/°C)	-6.5	-6.7
V _{oc} (mV/°C)	-5.9	-6.3

Typical IV Characteristic

AM0 (135.3 mW/cm²) 28 °C, Bare Cell



*A/R: Anti-Reflective Coating



SPECTROLAB

A BOEING COMPANY

The information contained on this sheet is for reference only. Specifications subject to change without notice. 4/21/2008

Anexo B Equipos disponibles a nivel nacional

TIPO	OFERTA TECNOLÓGICA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS															
	PROVEEDOR	DESCRIPCIÓN	PROPIEDADES ELÉCTRICAS									DIMENSIONES				Garantía [Años]
			Pmp [W]	Vmp [V]	Imp [A]	V_Tmax 28	Voc [V]	Isc [A]	Ajuste	Eficiencia %	Tecnología	Longitud [mm]	Ancho [mm]	Espesor [mm]	Peso [Kg]	
1	Ampa Solar	ASM 50W-12V-3.05A	55	17,2	2,9	16,3	21,6	3,1	0,95	16	Monocristalino	1007	462	24,50	5,50	
2		ASM 80W-12V-4,85A	80	17,5	4,85	16,6	21,8	4,85	0,95	16	Monocristalino	1200	527	24,50	16,70	
3		ASM 150W-24V-4,85A	150	26,6	4,35	25,3	43,2	4,7	0,95	17	Monocristalino	1224	1047	39,50	17,00	
4	Kyocera Hemeva	Kyocera 40Wp	40	16,9	2,34	16,1	21,5	2,48	0,95	>14	Policristalino	652	536	54,00	4,5	
5		Kyocera 65Wp	65	17,4	3,75	16,5	21,7	3,99	0,95	>14	Policristalino	651	652	40,00	6	10
6		Kyocera 85Wp	85	17	4,9	16,2		4,7	0,95	>14	Policristalino				7-10	
7		Kyocera 130Wp	130	17,6	7,39	16,7	21,9	8,02	0,95	>14	Policristalino	1425	652	35,70	7-10	12,2
8	Hemeva LTDA	TE 501 A2	50	17	2,94	16,2	21,9	3,3	0,95	20	Policristalino				5,5	25
9		TE 850 A6	65	16,3	4,4	15,5	21,2	4	0,95	15	Policristalino				7,80	25,00
10		TE 1250 A5	110	17,3	6,3	16,4	21,7	6,8	0,95	9	Policristalino				11,4	25
11		TE 170 A4	150	33,9	4,4	32,2	42,6	4,7	0,95	7	Policristalino				16	25
12	Coltecnica Ltda.	CS 35	39,15			0,0	18	2,5	0,95	26	Monocristalino					10
13		CS 50	50,93	16,43	3,1	15,6	19,8	3,5	0,95	20	Monocristalino	1048	548	24,00	13	10
14		CS 90	93,96			0,0	18	6	0,95	11	Monocristalino					10
15		CS 60	65,25			0,0	30	2,5	0,95	15	Monocristalino					10
16		CS 90	90,72	16,43	5,52	15,6	19,8	6	0,95	11	Monocristalino	1048	548	24,00	13	10
17		CS 150	156,6			0,0	30	6	0,95	6	Monocristalino					10

TIPO	OFERTA TECNOLÓGICA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS															
	PROVEEDOR	DESCRIPCION	PROPIEDADES ELÉCTRICAS								DIMENSIONES				Garantía [Años]	
			Pmp [W]	Vmp [V]	Imp [A]	V_Tmax 28	Voc [V]	Isc [A]	Ajuste	Eficiencia %	Tecnología	Longitud [mm]	Ancho [mm]	Espesor [mm]		Peso [Kg]
18	Solar Center	TE 500CR	60	3,35		3,2	22.5	3.70	0,95	17	Policristalino Alta potencia	1003	462	24,5	5.5	20
19		TE 850	85	4,8		4,6	22.2	5.40	0,95	12	Policristalino Alta potencia	1231	556	24,5	7.8	20
20		TE 1250	110	6,3		6,0	21.7	6.80	0,95	9	Policristalino Alta potencia	1.464	657	38	11.4	20
21		TE 1700	170	4,8		4,6	43.6	5.20	0,95	6	Policristalino Alta potencia	1.240	1.080	38	16	20
22		TE755/75	75	4,2		4,0	22	4.6	0,95	13	Policristalino Alta potencia	1231	556	24,5	7.8	20
23		TE 200	20	16,8		16,0	21.6	1.40	0,95	50	Policristalino Baja Potencia	546	462	24,5	3,15	25
24		TE505/50	50	17,6		16,7	21.7	3.1	0,95	20	Policristalino Baja Potencia	858	516	24,5	5,8	26
25		TE505/55	55	17,8		16,9	22	3.4	0,95	18	Policristalino Baja Potencia	858	516	24,5	5,8	27
26		TE 1300	130	18		17,1	22.2	7.80	0,95	8	Monocristalino	1.507	676	38	12	20
27		W1600/150	150	32,8		31,2	42	5.18	0,95	7	Monocristalino	1690	859	42	32	20
28		W1600/155	155	32,8		31,2	42	5.34	0,95	6	Monocristalino	1690	859	42	32	20
29		W1600/160	160	32,8		31,2	42	5.45	0,95	6	Monocristalino	1690	859	42	32	20
30		TE300i	30	16,4		15,6	20	2.2	0,95	33	Monocristalino	550	530	24	4.5	10
31		TE200i	20	>16		15,2	20	1.5	0,95	50	Monocristalino	335	275	24	2.45	10
32	KYOCERA	Kyocera 205Wp	205	26,6	7,71	25,3	33,2	8,36	0,95	5	Policristalino	1501	991	36	18,5	
33	KYOCERA	Kyocera 130Wp	130	17,6	7,39	16,7	21,8	7	0,95	8	Policristalino					
34	QS SOLAR	QS solar Si-a 85Wp	85	87,5	0,98	83,1	114,2	1,19	0,9	12	Si-a	1400	1100	35	26,6	5
35	KYOCERA	Kyocera 210Wp affordable-solar	210	26,6	7,9	25,3	33,2	9,58	0,95	5	Policristalino					

OFERTA TECNOLÓGICA DE BATERÍAS DE PLOMO ACIDO								
TIPO	EMPRESA	REFERENCIA	PROPIEDADES ELÉCTRICAS			DIMENSIONES		
			Voltaje[V]	Capacidad [Ah]	Factor de Descarga Permitida	Largo[mm]	Ancho[mm]	Alto[mm]
1	AMP SOLAR	M-TEK	12	35	0,8			
2		M-TEK	12	55	0,8			
3		M-TEK	12	75	0,8			
4		M-TEK	12	100	0,8			
5		M-TEK	12	150	0,8			
6		M-TEK	12	200	0,8			
7	HEMEVA C20	MT12120HR	12	12	0,8	151	98	94
8		MT12180HR	12	18	0,8	181	76	167
9		MT12260HR	12	26	0,8	166	175	126
10		MT12330HR	12	33	0,8	196	132	155
11		MT12550HR	12	55	0,8	230	138	207
12		MT12750HR	12	75	0,8	260	168	207
13		MT12100L	12	100	0,8	305	168	207
14		MT12120L	12	120	0,8	350	167	179
15		MT12150L	12	150	0,8	485	172	240
16		MT12200L	12	200	0,8	522	238	218
17		MT12250L	12	250	0,8	499	260	218
18		MT6300L	6	300	0,8			
19		MT6200L	6	200	0,8			
20		PS-12120	12	12	0,8	151	98	94
21		PS-12180	12	18	0,8	181	76	167
22		PS-12260	12	26	0,8	166	175	126
23		PS-12280	12	28	0,8	166	126	175
24		PS-1233-	12	35	0,8	198	132	158
25		PS-12400	12	40	0,8	197	165	170

OFERTA TECNOLÓGICA DE BATERÍAS DE PLOMO ACIDO								
TIPO	EMPRESA	REFERENCIA	PROPIEDADES ELÉCTRICAS			DIMENSIONES		
			Voltaje[V]	Capacidad [Ah]	Factor de Descarga Permitida	Largo[mm]	Ancho[mm]	Alto[mm]
26	HEMEVA C20	PS-12550	12	55	0,8	230	138	207
27		PS-1275	12	75	0,8	260	168	207
28		PS-121000	12	100	0,8	305	168	207
29		PS-121100	12	110	0,8	330	172	213
30		PS-121400	12	140	0,8	343	171	275
31	KYOCERA	Coups 12/100	12	100	0,8			
32		Coups 12/130	12	130	0,8			
33		Coups 12/150	12	150	0,8			
34		HGL200-12	12	200	0,8			

TIPO	OFERTA TECNOLÓGICA DE INVERSORES							
	EMPRESA	DESCRIPCIÓN	POTENCIA [W]		Voltaje de entrada	eficiencia optima a % de carga del	EFICIENCIA	FORMA DE ONDA
			continuo	pico				
1	AMPA SOLAR	Cobra	400	800	12/24	88	0,9	Modificada
2		Cobra	800	1600	12/24	88	0,9	Modificada
3		Cobra	1500	3000	12/24	88	0,9	Modificada
4		Cobra	3000	6000	12/24	88	0,9	
5	TRAFOCOL	Power master	600	1200	12/24		0,95	Senoidal
6		Power master	1000	2000	12/24		0,95	Senoidal
7		Power master	1500	3000	12/24		0,95	Senoidal
8		Power master 2000	2000	4000	12/24		0,95	Senoidal
9		Power master 2000	3000	6000	12/24		0,95	Senoidal
10	Aps-sertel	SA1000			24		0,9	
11		SA1500			24		0,9	
12		SA2000			48		0,9	
13		SA3000			48		0,9	



Controladores de Carga Disponibles en el Mercado

OFERTA TECNOLÓGICA DE REGULADORES DE CARGA						
TIPO	EMPRESA	DESCRIPCIÓN	CORRIENTE[A]	Máximo Voltaje de entrada	TENSIÓN [VDC]	Tecnología
1	AMPA SOLAR	STECA	10	125	12/24	PWM
2		STECA	15	125	12/24	PWM
3		STECA	20	125	12/24	PWM
4		STECA	30		12/24	PWM
5		STECA	45		12/24	MPPT
6		SUM SA VER	6,5		12/24	PWM
7		SUM SA VER	12		12/24	PWM
8	APROTEC	STECA	5		12/24	PWM
9		STECA	6		12/24	PWM
10		STECA	8		12/24	PWM
11		STECA	12		12/24	PWM
12		STECA	20		12/24	PWM
13		STECA	30		12/24	PWM
14		XANTREX	90	140	24	MPPT
15		XANTREX	60	140	12/24/48	MPPT
16		XANTREX	40		12/24/48	PWM
17	KYOCERA	STECA 10A	10	125	12/24	PWM
18		STECA 15A	15		12/24	PWM
19		STECA 20A	20		12/24	PWM
20		STECA 30A	30	60	12/24	PWM



METODOLOGÍA PARA LA FORMULACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE PANELES FOTOVOLTAICOS

TIPO	OFERTA TECNOLÓGICA DE REGULADORES				
	EMPRESA	DESCRIPCIÓN	CORRIENTE [A]	Máximo Voltaje de entrada	TENSIÓN [VDC]
14	APROTEC	XANTREX	90	140	24
15		XANTREX	60	140	12/24/48
16		XANTREX	40		12/24/48
17	KYOCERA	STECA 10A	10	125	12/24
18		STECA 15A	15		12/24
19		STECA 20A	20		12/24
20		STECA 30A	30	60	12/24



Anexo C Demanda energética en Bucaramanga

Para conocer el consumo actual de energía y determinar el sector al cual se debe enfocar los proyectos de generación de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos en Bucaramanga se analizaron los consumos de energía eléctrica por sectores correspondientes al año 2008 suministrados por la electrificadora de Santander ESSA.

Los consumos se encuentran en la Tabla 22 donde se muestra la energía promedio consumida por usuarios en kWh mensual para cada sector y para cada nivel de tensión.

Tabla 22. Consumo de energía por sectores para el año 2008

ENERGÍA PROMEDIO CONSUMIDA POR USUARIO [kWh]						
SECTOR	MES	NIVEL I	NIVEL II	NIVEL III	NIVEL IV	TOTAL
RESIDENCIAL	1	133,32				133,32
	2	126,95				126,95
	3	118,46				118,46
	4	125,64				125,64
	5	129,6				129,6
	6	118,81				118,81
	7	120,43				120,43
	8	122,31				122,31
	9	120,47				120,47
	10	121,22				121,22
	11	115,21				115,21
	12	116,74				116,74
COMERCIAL	1	509,56	13671,93	22987,77		37169,26
	2	511,37	14444,59	55682,67		70638,63
	3	485,85	12260,27	37442,92		50189,04
	4	490,96	14446,65	43053,75		57991,36
	5	533,12	15369,99	31588,92		47492,03
	6	490,41	14878,85	27339,82		42709,08
	7	508,92	13804,35	29482,64		43795,9
	8	491,59	14429,88	28862,25		43783,71
	9	483,53	13666,71	28458,92		42609,16
	10	490,24	14310,5	29146,18		43946,93
	11	481,9	15344,37	36312,64		52138,91
	12	476,92	13515,7	27789,33		41781,95



Tabla 22 (Continuación)

ENERGÍA PROMEDIO CONSUMIDA POR USUARIO [kWh]						
SECTOR	MES	NIVEL I	NIVEL II	NIVEL III	NIVEL IV	TOTAL
INDUSTRIAL	1	879,86	6343,02	46988,63	18200	72411,5
	2	849,42	12810,82	96612,88	20680	130953,12
	3	931,55	13091,3	62111,63	12718,5	88852,97
	4	946,36	14157,22	27767,46	16460	59331,05
	5	990,98	15418,84	4882,6	18260	39552,42
	6	907,78	14837,63	9324,75	16500	41570,15
	7	798,35	11225,94	7297,3	16220	35541,59
	8	914,65	14641,94	9291,38	15480	40327,96
	9	904,03	16628,07	7094,63	16640	41266,73
	10	888,16	13905,9	7780,63	20180	42754,69
	11	908,51	9972,2	8325,56	20360	39566,26
	12	894,08	11221,84	17545	17560	47220,92
OFICIAL	1	502,62	10337,98	24006,5		34847,1
	2	469,34	8614,39			9083,73
	3	531,2	8294,06	25156,5		33981,76
	4	583,72	9260,17	24943,5		34787,39
	5	594,18	8280,14	24649,5		33523,82
	6	589,86	8913,91	26134		35637,77
	7	506,03	6609,07	24064		31179,1
	8	553,29	8444,13	21821,5		30818,92
	9	535,89	8099,49	18975		27610,38
	10	528,09	7293,64	23432		31253,73
	11	663,13	7894,41	24955		33512,54
	12	564,48	7466,66	26824		34855,15

FUENTE ESSA

Esta información permite establecer un consumo promedio por usuario el cual se muestra en la Tabla 23 Con estos promedios y teniendo en cuenta el costo de la energía para cada sector es posible establecer los posibles sectores a tener en cuenta para el desarrollo de los proyectos de generación de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos.

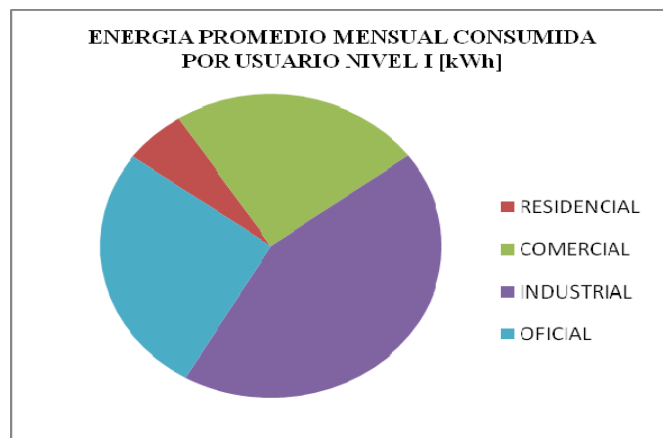
Tabla 23. Consumo promedio por usuario.

ENERGÍA PROMEDIO MENSUAL CONSUMIDA POR USUARIO [kWh]				
SECTOR	NIVEL I	NIVEL II	NIVEL III	NIVEL IV
RESIDENCIAL	122,43	0	0	0
COMERCIAL	496,20	14178,65	33178,98	0
INDUSTRIAL	901,14	12854,56	25418,53	17438,21
OFICIAL	551,82	8292,34	22080,12	0

FUENTE ESSA

En la Figura 33 se muestra con mayor claridad que en el sector industrial el consumo por usuario es elevado en comparación con los demás sectores, representado aproximadamente la misma cantidad de energía que consume el sector comercial, industrial y oficial. Para iniciar un proyecto en esta área los consumos que se podrían suplir serían una pequeña porción de la demanda total de un usuario, lo cual genera poco interés a la hora de la inversión.

Figura 33. Energía promedio mensual por usuario



FUENTE AUTOR

El estado en el que se encuentra el desarrollo de los sistemas fotovoltaicos aun no permite la alimentación de grandes cargas puesto que la potencia promedio máxima que puede entregar un panel fotovoltaico oscila entre 60 y 250W, se necesitaría un gran espacio para la alimentación de estas cargas y los costos serían muy elevados, además no se podría asegurar un buen suministro, por consiguiente se decide enfocar la metodología a sistemas residenciales para la alimentación de pequeñas cargas como los sistemas de iluminación.

En la Tabla 24. Se muestra el costo unitario de la energía para el año 2008 y la respectiva evolución para el nivel I de tensión se muestra en la Figura 34. Esto permite analizar el ahorro que representaría una instalación fotovoltaica por no consumir la energía de la red de la ESSA.

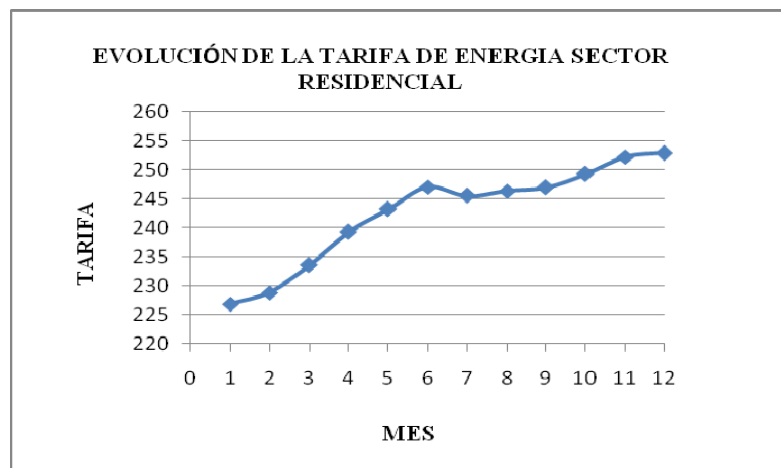


Tabla 24. Costo unitario energía en Bucaramanga para el año 2008

COSTO UNITARIO ENERGÍA [\$/kh]		
SECTOR	MES	NIVEL I
RESIDENCIAL	1	227
	2	229
	3	234
	4	239
	5	243
	6	247
	7	246
	8	246
	9	247
	10	249
	11	252
	12	253

FUENTE ESSA

Figura 34 Evolución de la tarifa de energía para el sector residencial



FUENTE AUTOR