



**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL SUMINISTRO DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA A UNA EMPRESA DE LA ZONA  
INDUSTRIAL LA VARIANTE UTILIZANDO ENERGÍA  
ALTERNATIVA (PANELES SOLARES)**

Br. Félix D. Luzardo A.

Mérida, Abril, 2010

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL SUMINISTRO DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA A UNA EMPRESA DE LA ZONA  
INDUSTRIAL LA VARIANTE UTILIZANDO ENERGIA  
ALTERNATIVA (PANELES SOLARES)**

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero  
Electricista

**www.bdigital.ula.ve**

Br. Félix D. Luzardo A.  
Tutor Académico: Prof. Ramón O. Cáceres.  
Tutor Industrial: Ing. Luis M. Montilva

Mérida, Abril, 2010

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA A UNA EMPRESA DE LA ZONA INDUSTRIAL LA  
VARIANTE UTILIZANDO ENERGIA ALTERNATIVA (PANELES  
SOLARES)**

Br. Félix D. Luzardo A.

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de los Andes por el siguiente Jurado.

**www.bdigital.ula.ve**

---

Prof. Carlos Muñoz  
C.I. 8.008.441

---

Prof. Leonardo Zambrano  
C.I. 8.020.142

---

Prof. Ramón O. Cáceres  
C.I. 6.000.351

## DEDICATORIA

A Dios, por darme la fuerza y voluntad necesarias para lograr alcanzar y hacer realidad esta importante meta.

A mi Mamá y mi Papá, fuente de mi inspiración y los pilares fundamentales de mi vida. Gracias por todo el apoyo cariño y comprensión. Los amo mucho.

A mis hermanas Laura y Rossana, por estar a mi lado en todo momento y ayudarme cuando lo necesitaba.

A mis sobrinos Joaquín Sebastián y Juan Pablo, dos angelitos que llegaron para alegrarme la vida. Esto es de ustedes, que les sirva de motivación y ejemplo para que alcancen sus propias metas.

## AGRADECIMIENTOS

A la Ilustre Universidad de los Andes y al grupo de profesores, por los conocimientos brindados durante estos años para formarme como profesional.

Al Profesor Ramón O. Cáceres, por la disposición y colaboración en todo momento durante la elaboración y culminación del presente proyecto.

Al Ing. Luis M. Montilva y a Industrias Free Ways, por la oportunidad de realizar este trabajo.

A mis amigos y compañeros, que de alguna u otra manera ayudaron para hacer realidad esta meta. A todos gracias.

**Br. Félix D. Luzardo A. Estudio de Factibilidad para el Suministro de Energía Eléctrica a una Empresa de la Zona Industrial la Variante utilizando Energía Alternativa (Paneles Solares).** Universidad de los Andes. Tutor Académico: Ramón O. Cáceres. Tutor Industrial: Luis M. Montilva. Abril 2010.

## RESUMEN

Actualmente, la energía solar es una de las energías más desarrolladas y usadas en todo el mundo, lo que hace que su utilización para aplicaciones eléctricas sea limpia, de fácil instalación y mantenimiento. El objetivo del presente proyecto es estudiar el efecto de la radiación solar directa y difusa, así como la influencia de estas en superficies inclinadas.

Se calculan los elementos que componen un SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO (SFVA), como lo son: el tipo y número de paneles para captar la energía necesaria, la capacidad de las baterías o acumuladores para contar con energía en días poco soleados y elegir las características técnicas del resto de los elementos que constituyen el sistema tales como reguladores e inversores.

Así mismo se realizará una estimación del consumo energético de los equipos eléctricos de la empresa, a la que se pretende suministrar energía por medio del SFVA; ver en qué medida se puede cubrir dicho consumo y por último se hará una sencilla simulación del sistema.

**Descriptores:** energía solar, radiación solar, instalación fotovoltaica, dimensionamiento, factibilidad.

# ÍNDICE GENERAL

<b>APROBACIÓN .....</b>	ii
<b>DEDICATORIA .....</b>	iii
<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	iv
<b>RESUMEN.....</b>	v
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	1
<b>CAPÍTULO .....</b>	pp.
<b>1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA .....</b>	4
1.1 QUIENES SON.....	4
1.2 CALIDAD.....	5
1.2.1 Misión .....	5
1.2.2 Política de calidad .....	5
1.2.3 Valores de la organización free ways.....	5
1.3 RESPONSABILIDAD SOCIAL .....	5
1.3.1 Servicio educativo free ways .....	5
1.3.2 Cooperativas.....	6
1.4 DESCRIPCIÓN ELÉCTRICA DE LA EMPRESA.....	6
<b>2. CONCEPTOS Y PRINCIPIOS BASICOS DE LA RADIACIÓN SOLAR .....</b>	8
2.1 EL SOL COMO FUENTE DE ENERGÍA .....	8
2.2 RADIACIÓN SOLAR EN LA SUPERFICIE TERRESTRE.....	9
2.2.1 Constante solar.....	9
2.2.2 Masa atmosférica .....	10
2.2.3 Radiación solar.....	11
a. Componentes de la radiación .....	12
b. Hora pico solar.....	12
2.2.4 Movimiento relativo entre sol y tierra.....	14
2.2.5 Parámetros.....	15
a. Ángulo cenital solar ( $\theta_s$ ).....	15
b. Ángulo acimutal del sol ( $\beta_s$ ).....	15
c. Declinación solar ( $\delta$ ).....	15
d. Ángulo horario ( $\tau$ ) .....	16
e. Latitud ( $\lambda$ ) .....	16
f. Longitud ( $L$ ) .....	16
g. Ángulo cenital de la superficie( $\psi$ ).....	16
2.2.6 Radiación solar sobre superficies inclinadas.....	18
a. Consideraciones sobre una superficie horizontal.....	18
b. Consideraciones sobre una superficie inclinada .....	19
<b>3. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (SFV).....</b>	23

3.1 EFECTO FOTOVOLTAICO .....	23
3.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	24
3.2.1 Campo o arreglo de paneles .....	27
a. Panel.....	28
3.2.2 La batería o acumulador.....	31
a. Batería .....	32
3.2.3 El regulador de carga .....	35
a. Regulador .....	36
3.2.4 Convertidores o inversores.....	38
a. Inversor DC/AC .....	38
<b>4. DIMENSIONAMIENTO Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO.....</b>	<b>41</b>
4.1 DATOS GENERALES .....	41
4.1.1 Ubicación geografica del lugar .....	42
4.1.2 Datos de radiación solar .....	42
4.1.3 Datos tecnicos .....	43
4.2 PROCEDIMIENTO DE CALCULO .....	44
4.2.1 Metodo del mes peor.....	44
a. Determinación de la energía solar disponible .....	45
b. Determinación del promedio de energía eléctrica que se va a consumir.....	50
c. Determinación del mes peor .....	54
4.2.2 Determinación del tipo y número de paneles.....	55
a. Elección del tipo de panel solar .....	55
b. Cálculo del número de paneles solares en serie (Nps) .....	56
c. Cálculo del número de paneles solares en paralelo (Npp).....	57
d. Cálculo del número total de paneles solares (Ntp) .....	57
e. Cálculo de la distancia minima entre paneles .....	57
f. Potencia nominal de la instalación y energía captada por el campo de paneles ..	59
4.2.3 Determinación de la capacidad y número de acumuladores .....	61
a. Capacidad necesaria (Cnec).....	61
b. Capacidad nominal de las baterías ( $C_{NOM}$ ) .....	61
c. Cálculo del número de baterías en serie (Nbs) .....	62
d. Cálculo del número de baterías en paralelo (Nbp) .....	62
e. Cálculo del número total de baterías (Ntb) .....	62
4.2.4 Caracteristicas del regulador .....	63
4.2.5 Caracteristicas del inversor .....	64
4.2.6 Dimensionamiento del área de producción, del total de la empresa y del galpón G .....	66
a. Área de producción .....	67
b. Empresa total (área administrativa más área de producción) .....	69
c. Galpón G .....	70
4.3 MANTENIMIENTO DEL SFVA .....	72

<b>5. CÁLCULO INDIRECTO DE LAS CARACTERISTICAS ELÉCTRICAS DE LA CÉLULA FOTOVOLTAICA .....</b>	76
5.1 SIMBOLO.....	76
5.2 EFICIENCIA ( $\eta$ ) .....	77
5.3 FACTOR DE FORMA (FF) .....	78
5.4 CIRCUITO EQUIVALENTE .....	78
5.5 CURVA CARACTERISTICA I-V .....	80
5.6 CARACTERISTICAS ELÉCTRICAS EN CEM .....	81
5.6.1 Cálculo de la corriente de cortocircuito de la célula ( $I_{sc\_c}$ ) en CEM .....	81
5.6.2 Cálculo de la tensión de circuito abierto de la célula ( $V_{oc\_c}$ ) en CEM .....	81
5.6.3 Cálculo del punto de máxima potencia de la célula ( $P_{máx\_c}$ ) en CEM.....	82
a. Cálculo de la corriente y tensión en el punto de máxima potencia de la célula .	82
5.6.4 Cálculo de la resistencia serie de la célula ( $R_s$ ) y de la eficiencia ( $\eta_c$ ) en CEM....	83
5.7 CARACTERISTICAS ELÉCTRICAS EN CUALQUIER CONDICIÓN .....	83
5.8 SIMULACIÓN DE LA CÉLULA SOLAR .....	86
5.9 SIMULACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	89
<b>6. ESTUDIO DE COSTO .....</b>	95
6.1 ANALISIS DE COSTO .....	95
<b>CONCLUSIONES .....</b>	98
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	100
<b>REFERENCIAS .....</b>	102

www.bdigital.ula.ve

## LISTA DE FIGURAS

Figura	pp.
2.1 DISTRIBUCIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR .....	10
2.2 MASA DE AIRE ATMOSFERICO.....	11
2.3 COMPONENTES DE LA RADIACIÓN SOLAR .....	12
2.4 DISTRIBUCIÓN HORARIA DE LA IRRADIANCIA SOLAR DIARIA EN UN DÍA SIN NUBES .....	13
2.5 DISTRIBUCIÓN HORARIA DE LA IRRADIANCIA SOLAR EN UN CASO REAL (1) Y OTRO HIPOTETICO (2) .....	13
2.6 MOVIMIENTOS DE LA TIERRA .....	15
2.7 DECLINACIÓN SOLAR.....	16
2.8 SITUACIÓN ESPACIAL DE LOS DIFERENTES ÁNGULOS .....	17
2.9 RADIACIÓN SOLAR DIRECTA SOBRE UNA SUPERFICIE HORIZONTAL.....	19
2.10 RADIACIÓN SOLAR DIRECTA SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA .....	20
2.11.a MODELO PARA DETERMINAR LA RADIACIÓN DIFUSA .....	22
2.11.b MODELO PARA DETERMINAR EL ALBEDO .....	22
3.1 COMPOSICIÓN DE UN PANEL FOTOVOLTAICO .....	24
3.2 EFECTO FOTOVOLTAICO .....	24
3.3.a ESQUEMA DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SIN INVERSOR, UTILIZACIÓN A 12vcc.	25
3.3.b ESQUEMA DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CON INVERSOR, UTILIZACIÓN A 230vca .....	26
3.4 ARREGLO FOTOVOLTAICO .....	28
3.5 ESTRUCTURA Y ELEMENTOS DE UN PANEL FOTOVOLTAICO .....	28
3.6 CURVAS I-V DE UN PANEL FOTOVOLTAICO CON RESPECTO A LA RADIACIÓN Y A LA TEMPERATURA .....	29
3.7 CONEXIÓN DE LAS BATERÍAS.....	31
3.8 BATERÍAS FOTOVOLTAICAS .....	32
3.9 ESQUEMA DE UNA BATERÍA DE PLOMO-ÁCIDO.....	33
3.10 REGULADOR DE CARGA SOLAR .....	36
3.11 CONTROL DE CARGA EN SERIE.....	37
3.12 CONTROL DE CARGA EN PARALELO .....	38
3.13 INVERSOR PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS.....	38
3.14 FORMAS DE ONDA DE LOS INVERSORES .....	40
4.1 DISTANCIA MINIMA ENTRE PANELES.....	58
5.1 SIMBOLO DE UN PANEL O MÓDULO SOLAR .....	77
5.2 MODELO IDEAL DE UNA CÉLULA SOLAR .....	77
5.3 MODELO REAL DE UNA CÉLULA SOLAR.....	79
5.4 CURVA I-V DE LA CÉLULA SOLAR .....	80
5.5 VARIACIÓN DE LA CURVA I-V EN FUNCIÓN DE LA IRRADIANCIA SOLAR INCIDENTE A TC CONSTANTE.....	85

5.6	VARIACIÓN DE LA CURVA I-V EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA DE LA CÉLULA A RADIACIÓN INCIDENTE CONSTANTE .....	86
5.7	DIAGRAMA ELÉCTRICO DEL SISTEMA DE LA CÉLULA SOLAR, EXCITADA CON UNA FUENTE DE IRRADIANCIA .....	87
5.8	CURVA I-V SIMULADA .....	88
5.9	SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	89
5.10	SIMBOLO DE LA FUENTE.....	90
5.11	VALOR DE IRRADIANCIA .....	90
5.12	ARREGLO DE LOS PANELES SOLARES.....	90
5.13	CORRIENTE A LA SALIDA DE LOS PANELES .....	91
5.14	TENSIÓN A LA SALIDA DE LOS PANELES .....	91
5.15	POTENCIA A LA SALIDA DE LOS PANELES .....	92
5.16	SIMBOLO DE UNA BATERÍA.....	92
5.17	DESCARGA DE UNA BATERÍA.....	92
5.18	DIAGRAMA DE BLOQUES DE UN INVERSOR .....	93
5.19	CORRIENTE A LA SALIDA DEL INVERSOR .....	93
5.20	TENSIÓN A LA SALIDA DEL INVERSOR .....	94

www.bdigital.ula.ve

## LISTA DE TABLAS

Tabla	pp.
4.1.a RESUMEN DE INSOLACIÓN Y RADIACIÓN DE MÉRIDA AÑO 2006 .....	42
4.1.b RESUMEN DE INSOLACIÓN Y RADIACIÓN DE MÉRIDA AÑO 2007 .....	42
4.1.c RESUMEN DE INSOLACIÓN Y RADIACIÓN DE MÉRIDA PARCIAL 2008 .....	43
4.2 DIAS MÁS SIGNIFICATIVOS DE CADA MES PARA EL CÁLCULO DE LA DECLINACIÓN SOLAR ( $\delta$ ).....	46
4.3 VALORES DE DECLINACIÓN SOLAR ( $\delta$ ) PARA LOS DIAS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL AÑO....	46
4.4 VALORES DEL ÁNGULO CENTRAL SOLAR ( $\theta_s$ ) PARA LOS DIAS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL AÑO .....	47
4.5 TABLA DE CONVERSIÓN DE UNIDADES UTILES PARA LA RADIACIÓN .....	47
4.6 RESUMEN DE RADIACIÓN GLOBAL ( $I_{T(h)}$ ) SOBRE UNA SUPERFICIE HORIZONTAL EN MÉRIDA PROMEDIO AÑOS 2006-2008 .....	47
4.7 COMPONENTES DIRECTAS ( $I_{o(h)}$ ) Y DIFUSAS ( $I_{dif(h)}$ ) DE LA RADIACIÓN SOLAR SOBRE UNA SUPERFICIE HORIZONTAL .....	48
4.8 RELACION $\eta_D$ .....	48
4.9 VALORES MENSUALES DE LA COMPONENTE DIRECTA ( $I_{o(i)}$ ).....	49
4.10 VALORES MENSUALES DE LA COMPONENTE DIFUSA ( $I_{dif(i)}$ ) .....	49
4.11 VALORES MENSUALES DEL ALBEDO ( $I_{albedo(i)}$ ) .....	49
4.12 VALORES MENSUALES DE LA RADIACIÓN TOTAL SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA ( $I_{t(i)}$ ) .....	49
4.13 VALORES DE LAS HORAS PICO SOLAR (HPS(h)).....	50
4.14 CONSUMO ENERGETICO MENSUAL ESTIMADO PARA CADA EQUIPO .....	51
4.15 NÚMERO TOTAL DE EQUIPOS ELÉCTRICOS POR OFICINA DENTRO DEL ÁREA ADMINISTRATIVA .....	51
4.16 ABREVIACIÓN DE LOS EQUIPOS Y OFICINAS .....	52
4.17 CONSUMO ENERGETICO TEORICO ESTIMADO, ÁREA ADMINISTRATIVA.....	53
4.18 ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO ISF-230.....	56
4.19 RADIACIÓN TOTAL MULTIPLICADA POR LOS DIAS DE CADA MES .....	60
4.20 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LAS BATERÍAS 2.AT.4505 .....	62
4.21 ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL REGULADOR DE CARGA POWER tarom 4140 .....	63
4.22 POTENCIA INSTANTANEA MÁXIMA DEL ÁREA ADMINISTRATIVA .....	65
4.23 ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL INVERSOR STECA Xtender.....	66
5.1 PARAMETROS ELÉCTRICOS DE LA CÉLULA SOLAR PARA DIFERENTES VALORES DE $I(w/m^2)$ , MANTENIENDO $T_c$ CONSTANTE.....	84

5.2	PARAMETROS ELÉCTRICOS DE LA CÉLULA SOLAR PARA DIFERENTES VALORES DE $T_c$ , MANTENIENDO $I(W/m^2)$ CONSTANTE .....	84
5.3	PARAMETROS ELÉCTRICOS DE LA CÉLULA SOLAR .....	87
5.4	PARAMETROS DEL SISTEMA .....	88
6.1	LISTA DE PRECIOS DE LOS EQUIPOS A INSTALAR PARA EL ÁREA ADMINISTRATIVA.....	96
6.2	LISTA DE PRECIOS DE LOS EQUIPOS A INSTALAR PARA EL ÁREA DE PRODUCCIÓN .....	96
6.3	LISTA DE PRECIOS DE LOS EQUIPOS A INSTALAR PARA EL TOTAL DE LA EMPRESA (ÁREA ADMINISTRATIVA MÁS ÁREA DE PRODUCCIÓN) .....	97
6.4	LISTA DE PRECIOS DE LOS EQUIPOS A INSTALAR PARA EL GALPÓN G.....	97

www.bdigital.ula.ve

# INTRODUCCIÓN

Es sabido que la energía solar es clave para la sociedad en que vivimos actualmente, debido al impacto negativo y a la contaminación que los combustibles tradicionales como el petróleo, carbón y gas natural, producen. Mientras que la energía solar es obtenida por medio de un combustible de libre acceso, como es la radiación solar, que puede ser aprovechada activamente para producir tanto energía térmica como fotovoltaica, contribuyendo, su utilización, a mejorar la calidad de vida sin interferir con el entorno, ya que no produce contaminación al medio ambiente.

Debido a los cambios climáticos que se están viviendo a nivel mundial y a la creciente demanda en el consumo de energía eléctrica por el incremento de la población venezolana que se ve reflejado en continuos cortes o interrupciones del servicio eléctrico, *Industrias Free Ways*, una empresa comprometida socialmente con las comunidades donde opera, haciendo uso de los avances tecnológicos en materia de energías alternativas para la producción de energía eléctrica, ha querido satisfacer su propia demanda de energía por medio de energía solar fotovoltaica.

Este trabajo se orienta al estudio de los distintos parámetros, tanto ambientales (radiación) como geográficos (latitud, declinación) y técnicos (inclinación y orientación de los paneles solares) para aprovechar al máximo la energía solar, luego se calcularán los elementos del sistema, en base a la estimación de las necesidades energéticas, para que trabaje eficientemente durante el mayor tiempo posible. Estos elementos deberán mantener entre sí una proporción equilibrada para evitar sobre-calcularlos, ya que si por ejemplo, se calculan más módulos con el fin de obtener más energía y las baterías no tienen la suficiente capacidad para almacenarla, no solo se perdería la mayoría de la energía, sino que aumentará el costo de la instalación.

El procedimiento que se usará es conocido como el método del mes peor, método ampliamente utilizado que proporciona resultados satisfactorios y que consiste en calcular las

dimensiones de los elementos que componen al sistema, para que funcione en el mes donde la demanda de energía es mayor con respecto a la energía solar disponible.

## OBJETIVOS

### Objetivo General

Determinar el índice de radiación solar en la zona industrial “La Variante” para suministrar energía eléctrica, a través de paneles solares, a una industria del sector.

### Objetivos Específicos

- Estudiar los parámetros asociados con el sistema fotovoltaico: radiación solar, temperatura, humedad.
- En función de las características geográficas y de los parámetros, clasificar el tipo de panel solar a utilizar.
- Estudiar el inversor DC/AC del sistema.
- Clasificar los paneles solares de acuerdo a la potencia de aprovechamiento.
- Comprobar en qué porcentaje los paneles solares pueden cubrir la demanda de la empresa.

## JUSTIFICACIÓN

Debido al incremento de la población en Venezuela, que ha creado un aumento en el consumo de energía eléctrica, lo cual se ve lamentablemente reflejado en un servicio poco eficiente y discontinuo; y al alto costo de generación a gran escala, que ha hecho difícil la compensación de dicha demanda, se hace necesario el planteamiento de nuevas formas de generación eléctrica que cumplan con las expectativas y satisfagan la relación costo-beneficio además de tener un bajo impacto ambiental.

La zona industrial “la Variante”, Lagunillas, Edo. Mérida, se podría beneficiar gracias a los avances tecnológicos de los medios alternativos para la producción de energía eléctrica, tales como Energía Fotovoltaica y en caso de esta cumplir con las condiciones necesarias para

la generación, se podría independizar total o parcialmente del sistema de potencia nacional, dependiendo de los resultados obtenidos en el estudio que se pretende realizar.

En este estudio se analizarán los niveles de tensión obtenidos bajo la influencia de parámetros tales como radiación directa o difusa (presencia de nubes), influencia del ángulo de inclinación, humedad, temperatura; y si estos niveles son óptimos para proveer un servicio de energía de calidad para diferentes tipos de carga.

El presente Trabajo de Grado está estructurado de la siguiente forma:

- **Capítulo I.** Descripción General de la Empresa. Hace referencia al tipo de industria a la cual se le está realizando el proyecto.
- **Capítulo II.** Conceptos y Principios Básicos de la Radiación Solar. Presenta las bases teóricas que dan basamento a la principal variable en estudio, como es la irradiancia.
- **Capítulo III.** Introducción a los Sistemas Fotovoltaicos (SFV). Explica brevemente los tipos de instalaciones fotovoltaicas y describe sus componentes.
- **Capítulo IV.** Dimensionamiento y Mantenimiento del Sistema Fotovoltaico Aislado (SFVA). Se muestran los cálculos necesarios para el diseño del SFVA de la empresa *Industrias Free Ways*.
- **Capítulo V.** Cálculo Indirecto de las Características Eléctricas de la célula Fotovoltaica. Muestra las características más resaltantes de la célula solar y en forma sencilla el funcionamiento general del conjunto.
- **Capítulo VI.** Estudio de Costo. Se elabora un estudio de los costos de los equipos para ver la factibilidad económica.
- **Conclusiones y Recomendaciones.** Se exponen las ideas finales en base a los resultados obtenidos.

# CAPÍTULO I

## DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

### 1.1 QUIENES SON

*Industrias Free Ways* es una empresa dedicada a la construcción de Vehículos para el transporte de Carga. Creada en Mérida, Venezuela, en la población de Lagunillas en el año 1989, es una empresa comprometida desde sus inicios con la calidad, la innovación y la investigación para fabricar los mejores vehículos de carga.

Ofrecen productos confiables, con altos estándares de seguridad y una óptima relación precio-valor, para ello buscan ideas en todas partes del mundo y las complementan con la experiencia de sus clientes y de ellos mismos.

En *Free Ways* no solo están comprometidos con el crecimiento y el desarrollo integral de sus trabajadores y de las comunidades donde operan, sino también con el de sus clientes y del país, siendo la responsabilidad social una parte fundamental de sus valores organizacionales y un objetivo aun más importante que la búsqueda de la rentabilidad económica.

## 1.2 CALIDAD

La Calidad es su forma de vida, a través de ella mejoran continuamente sus procesos y buscan superar las expectativas de sus clientes. Mediante la implementación de un programa de gestión de calidad ISO-9000:2008, establecen métodos eficientes para interactuar sinérgicamente con los clientes en la satisfacción de sus necesidades.

### 1.2.1 Misión

Fabricar y comercializar los mejores vehículos de carga, garantizando calidad y seguridad a sus clientes y usuarios.

### 1.2.2 Política de Calidad

Están comprometidos a diseñar, fabricar y comercializar, vehículos de carga que cumplan o excedan las expectativas de los clientes, basados en la innovación tecnológica, el mejoramiento continuo y el trabajo en equipo.

### 1.2.3 Valores de la Organización Free Ways

- Su trabajo en equipo reduce esfuerzos y aumenta resultados.
- Son perseverantes para superar las adversidades y así cumplir con los objetivos trazados.
- Son personas honestas y responsables.
- Con su vocación de servicio, están siempre a disposición de satisfacer las necesidades de sus clientes.
- Son agradecidos y humildes para afrontar los errores y aprender de ellos.
- Buscan el mejoramiento continuo para alcanzar la excelencia.

## 1.3 RESPONSABILIDAD SOCIAL

### 1.3.1 Servicio Educativo Free Ways

Educación y Visión para la Integración Tecnológica.

Es un servicio creado el 05 de Diciembre del 2000 gracias a un convenio de cooperación institucional suscrito entre *Industrias Free Ways C.A* y el Ministerio del Poder Popular para la Educación. Este moderno centro educativo tiene como objetivo formar jóvenes bachilleres como técnicos medios en fabricación de vehículos Industriales.

Tiene una capacidad actual para matricular a 30 estudiantes, quienes reciben a lo largo de un año, instrucción teórico-práctica en diferentes materias, tales como: Tecnología del Vehículo Industrial I y II, Procesos de Corte y Soldadura I y II, Seguridad Industrial y Productividad Competitividad y Calidad, además de diversos seminarios. Al culminar sus estudios, cada alumno recibe además de su título de Bachiller en Ciencias, el título que los acredita como Técnico Asistente en Fabricación de Vehículos Industriales.

Este servicio, a través de un sistema de enseñanza de vanguardia, forma hoy los recursos humanos capaces y competitivos que requiere la Venezuela del siglo XXI.

### **1.3.2 Cooperativas**

Dentro de su proceso productivo han fomentado la creación de cooperativas de manufactura, que funcionan como entes independientes dentro de la organización y que facturan según los trabajos realizados, fomentando la productividad y la responsabilidad por parte de sus integrantes.

Los trabajadores pertenecientes a las cooperativas son propietarios de sus herramientas de trabajo, la empresa les provee de algunos insumos y componentes necesarios para su operación diaria. Actualmente funcionan la Cooperativa Ernesto “Ché” Guevara y la Cooperativa COPROINBE.

## **1.4 DESCRIPCIÓN ELÉCTRICA DE LA EMPRESA**

Desde el punto de vista eléctrico, la empresa posee tres bancadas trifásicas de 150 KVA cada una, de las cuales, 2 prestan servicio a las instalaciones, Área Administrativa y Área de Producción, la tercera bancada esta fuera de servicio.

El Área Administrativa se encuentra alimentada por dos líneas de 120 V (trabaja con una tensión de 120/208 V) mientras que el Área de Producción es alimentada por tres líneas de 120 V.

En cuanto a los equipos eléctricos que posee, la carga del Área de Administrativa consta de solamente equipos de oficina como, computadoras, impresoras, copiadoras, aires acondicionados, etc. Equipos todos monofásicos a excepción de los aires acondicionados los cuales trabajan a una tensión de 208V.

La carga del Área de Producción está compuesta en su mayoría por equipos bifásicos y trifásicos tales como, dobladoras, fresadoras, puente grúas, roladoras, cortadoras, etc.

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

## CAPÍTULO II

### CONCEPTOS Y PRINCIPIOS BASICOS DE LA RADIACIÓN SOLAR

www.hdigital.ula.ve

#### 2.1 EL SOL COMO FUENTE DE ENERGÍA

El Sol puede ser considerado como un gigantesco reactor de fusión nuclear, compuesto por diferentes gases, casi en su totalidad de hidrógeno y una pequeña proporción de helio, retenidos en su interior por fuerzas gravitatorias y en la que se desarrolla una gran cantidad de energía. La energía solar, es la energía en forma de radiación electromagnética, resultado de las reacciones de fusión que tienen lugar en el Sol y que es transferida a la superficie exterior para, desde allí, ser radiada a la Tierra. (P. Fernández Díez, pp. 02).

Entre las características más resaltantes se pueden mencionar que, la distancia media del Sol a la Tierra es de aproximadamente 149.600.000 km y su luz recorre esta distancia en 8 minutos con 19 segundos, tiene un diámetro de 1.392.000 Km, su masa es de  $1,9891 * 10^{30}$  Kg con una densidad de  $1,411 \text{ Kg/m}^3$ , la temperatura superficial es de  $5.600^\circ\text{K}$  y una irradiancia de  $6,35 * 10^7 \text{ W/m}^2$ . (Enciclopedia libre Wikipedia.org, <http://es.wikipedia.org/wiki/Sol>).

## 2.2 RADIACIÓN SOLAR EN LA SUPERFICIE TERRESTRE

### 2.2.1 Constante Solar

Es el flujo de energía procedente del Sol que llega a la parte superior de la atmósfera por unidad de tiempo y de superficie sobre un plano normal a los rayos.

Los resultados de su medición por satélite indican un valor promedio de  $1,353 \text{ KW/m}^2$ , dicho valor fluctúa alrededor de un  $\pm 3\%$  debido a la variación periódica de la distancia entre la Tierra y el Sol. (Enciclopedia libre Wikipedia.org)

El total de energía solar que incide sobre la Tierra se distribuye de la siguiente manera:

- Energía solar reflejada por la atmósfera hacia el espacio exterior, 30%.
- Energía solar que se utiliza en calentar la atmósfera, 47%.
- Energía solar que se utiliza en la evaporación de los océanos, 23%.

De lo anterior, se puede observar que sólo el 47% de la energía solar incidente alcanza la superficie terrestre, el 31% lo hace directamente y el 16% restante después de ser esparcida por el polvo, vapor de agua y moléculas de aire.

El 53% de la energía restante no llega a la superficie terrestre, debido a lo siguiente:

Un 2% es absorbida por la estratosfera (principalmente por el ozono).

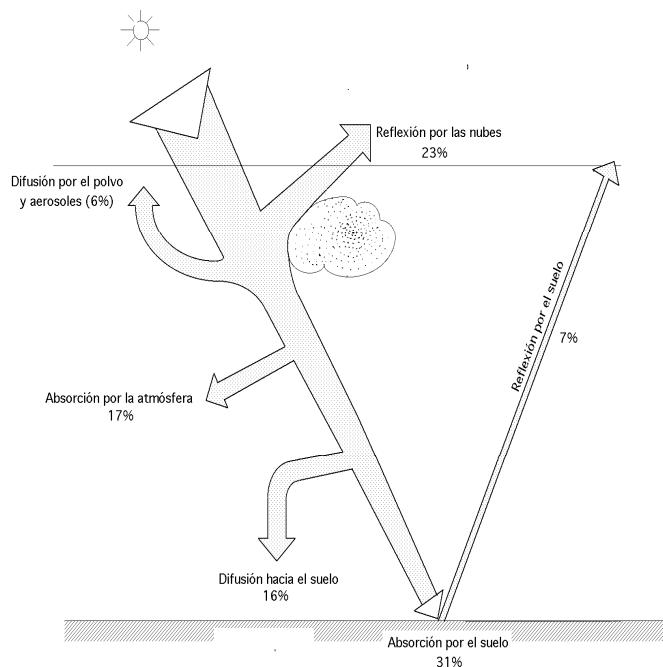
El 15% por la troposfera, (agua, ozono y nubes).

Un 23% es reflejada por las nubes.

El 7% es reflejada por el suelo.

Y el 6% corresponde a aquella energía esparcida por la atmósfera que se dirige hacia el cielo. (P. Fernández Díez, pp. 01).

En la figura 2.1 se ilustra lo dicho anteriormente.



**Figura 2.1. Distribución de la radiación solar.**

## 2.2.2 Masa Atmosférica

La radiación proveniente del Sol y que llega a la superficie terrestre tiene que atravesar la capa atmosférica que envuelve la Tierra.

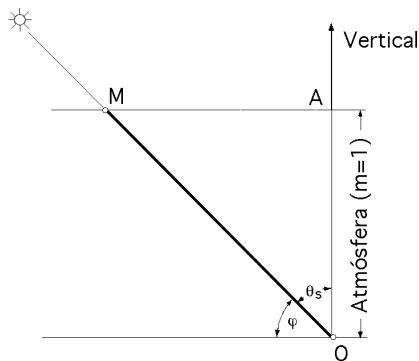
Dicha radiación sufre alteraciones, eso se debe a los fenómenos de absorción reflexión y dispersión, que toman lugar dentro de la atmósfera.

Sin embargo, hay una cierta cantidad de radiación que no ha tenido obstáculo, ésta es la radiación directa, es decir, la radiación solar que llega desde el Sol sin cambio de dirección.

El camino óptico recorrido por la radiación solar varía de acuerdo a la *altura cenital del Sol*<sup>(1)</sup> y esto conduce a la introducción del concepto de masa de aire ( $m$ ), o masa atmosférica atravesada por la radiación. (P. Fernández Díez, pp. 08).

La figura 2.2 ilustra lo dicho anteriormente.

<sup>1</sup> Ángulo formado por la dirección del Sol y el horizonte



**Figura 2.2. Masa de aire atmosférico. (P. Fernández Díez, pp. 09).**

Si se considera el paso vertical a través de la atmósfera (Sol en la vertical del lugar) a nivel del mar como  $m = 1$ , la presión media a nivel del mar igual a 760 mm de mercurio y  $\rho$  la presión atmosférica del lugar, el valor de la masa de aire atmosférico es:

$$m = OA = \frac{\rho}{760} \quad (2.1)$$

Si  $\rho$  es de un valor diferente a 760 mm de mercurio se multiplica la masa atmosférica por  $\frac{\rho}{750}$ ; para una dirección de la radiación solar directa que forme un ángulo  $\varphi$  con la horizontal, el camino (OM) recorrido por la misma en función de la presión atmosférica ( $\rho$ ) es:

$$OM = \frac{OA}{\sin \varphi} = \frac{\rho}{760 \sin \varphi} \quad (2.2)$$

(P. Fernández Díez, pp. 09)

### 2.2.3 Radiación Solar

Es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol.

Su magnitud es la irradiancia y mide la energía que por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra. Su unidad es el  $\text{W/m}^2$  (Watt por metro cuadrado). (Enciclopedia libre Wikipedia.org, [http://es.wikipedia.org/wiki/Radiaci%C3%B3n\\_solar](http://es.wikipedia.org/wiki/Radiaci%C3%B3n_solar)).

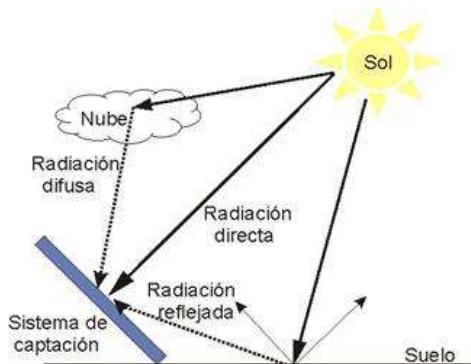
La irradiancia es el valor de la potencia luminosa que absorbe una superficie de un metro cuadrado en un instante dado.

### a. Componentes de la Radiación

La dirección con la que incide la irradiancia sobre los cuerpos en la superficie terrestre, se divide en tres componentes:

- **Radiación Directa ( $I_o$ ):** es la que llega directamente del Sol sin cambiar de dirección.
- **Radiación Difusa ( $I_{dif}$ ):** es aquella recibida desde el Sol después de haber sido cambiada su dirección por dispersiones atmosféricas. Esta se considera venida de todas direcciones de la bóveda del cielo visible desde la superficie.
- **Radiación Reflejada o Albedo ( $I_{albedo}$ ):** es la radiación reflejada por el suelo que ve la superficie considerada.
- **Radiación Total ( $I_t$ ):** es la suma de las tres componentes descritas.

En la figura 2.3 se observan las diferentes componentes de la radiación solar.

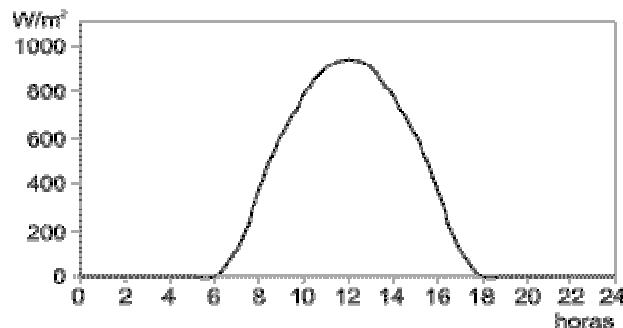


**Figura 2.3. Componentes de la radiación solar.**

### b. Hora Pico Solar (HPS)

La irradiancia solar sobre la superficie terrestre en cualquier día tiene un comportamiento como el mostrado en la figura 2.4.

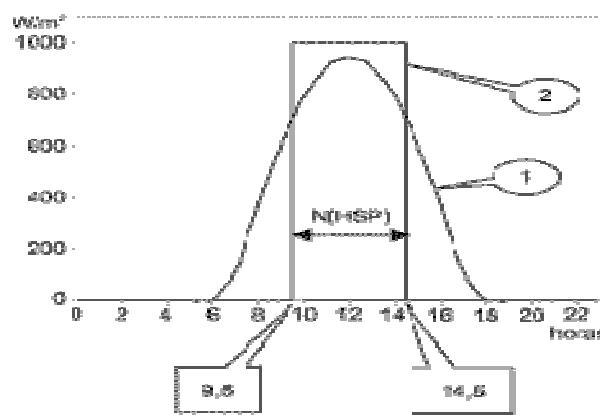
El cálculo de la energía total recibida en un metro cuadrado de superficie terrestre horizontal, es representado por el área bajo la curva. (La Hora Solar Pico. <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia22/HTML/articulo03.htm>).



**Figura 2.4. Distribución horaria de la irradiancia solar diaria en un día sin nubes.**

Para reducir la dificultad de los cálculos, se considera un Sol que logre una irradiancia constante de  $1000\text{W/m}^2$ , durante corto tiempo, pero de tal forma que la energía total que incidirá sobre el metro cuadrado considerado durante el día fuera la misma que produce el Sol verdadero. (La Hora Solar Pico. <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia22/HTML/articulo03.htm>).

En la figura 2.5, se ve ilustrado lo dicho anteriormente, un Sol hipotético actuando durante 5 horas, 9:30 de la mañana a 2:30 de la tarde.



**Figura 2.5. Distribución horaria de la irradiancia solar diaria en un caso real (1) y otro hipotético (2).**

Gráficamente las áreas bajo las curvas son iguales, debido a que ambas suponen la misma energía solar incidente. El tiempo que demanda ese Sol hipotético de  $1000\text{W/m}^2$ , será el número de hora solar pico [n (HPS)], siendo en el ejemplo dado, 5 HPS, es decir, si una superficie recibe en un mes una media diaria de radiación solar igual a  $5\text{KWh/m}^2$ , es lo mismo que si incidiese una intensidad de  $1000\text{W/m}^2$  durante 5 horas, siendo ese valor de 5 horas, el valor de HPS en ese mes y en ese lugar.

$$It(\text{KWh/m}^2) = 1 \text{ KW/m}^2 * HPS(h) \quad (2.3)$$

#### 2.2.4 Movimiento Relativo entre Sol y Tierra

La Tierra realiza tres movimientos diferentes que lleva a cabo al mismo tiempo, el de traslación, de rotación y el de nutación. El movimiento que realiza alrededor del Sol es el de traslación, lo hace describiendo una órbita elíptica de muy poca excentricidad llamada eclíptica, con una duración de aproximadamente 365 días 5 horas y 48 minutos aproximadamente. Dicha órbita está inclinada un ángulo de  $23,45^\circ$  con respecto al plano del Ecuador, lo que hace que sobre un determinado lugar, los rayos solares incidan más perpendicularmente que en otros, haciendo que la radiación incidente  $I_0$  sobre la misma sea diferente.

Además del movimiento de traslación, la Tierra tiene un movimiento de rotación sobre su mismo eje, denominado eje polar, en el cual emplea 24 horas. A causa de la inclinación del eje de rotación y del movimiento orbital de la Tierra, el día y la noche tienen diferente duración según la latitud del lugar. Debido a esto, en el Ecuador terrestre el día y la noche son iguales, tienen una duración de doce horas, pero esa igualdad va disminuyendo a medida que se pasa de él hacia los polos, ya que progresivamente van apareciendo los inviernos de noches más largas y los veranos de noches más cortas, en verano el ángulo de incidencia de los rayos solares es mayor que en invierno. Para el hemisferio norte, el mayor ángulo de incidencia es cuando la Tierra está más alejada del Sol, solsticio de verano, 21/22 de Junio, la distancia mínima coincide con el solsticio de invierno, 21/22 de diciembre, apareciendo los equinoccios en las estaciones intermedias, el de primavera entre 20/21 marzo y el de otoño entre el 22/23 de Septiembre. El otro movimiento que realiza la Tierra durante el año es el de la posición del

eje de giro, que oscila un poco alrededor de su posición media, este movimiento se llama nutación. La figura 2.6 representa los tres movimientos.



**Figura 2.6. Movimientos de la Tierra.**

### 2.2.5 Parámetros

La radiación solar incidente sobre una superficie que tiene cierta inclinación y orientación, depende de algunos términos que se hacen imperativos definir para poder calcularla. Estos son:

**a. Ángulo Cenital Solar ( $\theta_s$ )**

Es el ángulo formado por la radiación directa del Sol ( $I_o$ ) y la vertical del punto considerado.

**b. Ángulo Acimutal del Sol ( $\beta_s$ )**

Es el ángulo formado por la componente horizontal de la radiación solar directa, con la dirección Norte-Sur, en el hemisferio Norte, siendo positivo de  $0^\circ$  a  $180^\circ$  hacia el Oeste y negativo de  $0^\circ$  a  $-180^\circ$  hacia el Este.

**c. Declinación Solar ( $\delta$ )**

Es la posición angular del Sol al mediodía solar, respecto al plano ecuatorial de la tierra; como el eje de rotación de la Tierra está inclinado un ángulo de  $23,45^\circ$  con respecto al eje del plano que contiene la órbita que describe alrededor del Sol, el valor de la declinación

está cambiando entre  $\pm 23,45^\circ$  durante el año. La declinación al Norte del Ecuador se considera positiva.

#### d. Ángulo Horario ( $\tau$ )

Es el desplazamiento angular del Sol, de Este a Oeste, respecto al mediodía, correspondiéndole un ángulo horario igual a 0 en ese instante. Cada hora es igual a  $15^\circ$  de longitud, tomando un valor positivo en las mañanas y negativo en las tardes.

#### e. Latitud ( $\lambda$ )

Es el desplazamiento angular por encima o por debajo del Ecuador terrestre. Se considera positiva para el hemisferio Norte y negativa para el hemisferio Sur.

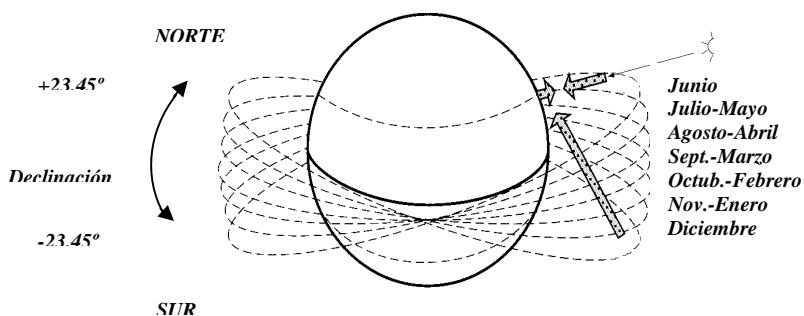
#### f. Longitud ( $L$ )

Es la distancia angular entre un punto cualquiera sobre la superficie terrestre y el meridiano de Greenwich, meridiano  $0^\circ$ .

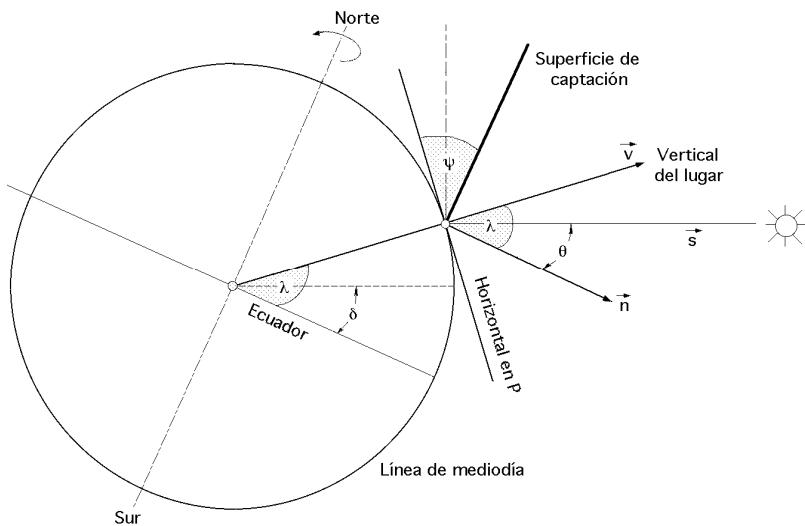
#### g. Ángulo Cenital de la Superficie ( $\psi$ )

Es el ángulo que forma la normal a la superficie con la vertical del lugar, que es a su vez, el ángulo que forma la superficie considerada, con la horizontal del lugar, y que se llama ángulo de inclinación ( $\theta_n$ ). Por lo que  $\psi$  es igual a  $\theta_n$ . (P. Fernández Díez, pp. 12-13)

En las figuras 2.7 y 2.8, se pueden apreciar los diferentes ángulos.



**Figura 2.7. Declinación Solar.**



**Figura 2.8. Situación espacial de los diferentes ángulos. (P. Fernández Díez, pp. 12)**

Para una posición geográfica dada, las relaciones trigonométricas entre la dirección de la componente directa de la radiación solar incidente y una superficie orientada en cualquier forma y momento son bien conocidas y se pueden calcular mediante la expresión (Benford y Book) que tiene la forma:

$$\cos\theta = \operatorname{sen}\delta \operatorname{sen}\lambda \cos\psi - \operatorname{sen}\delta \cos\lambda \operatorname{sen}\psi \cos\beta + \cos\delta \cos\lambda \cos\psi \cos\tau \\ + \cos\delta \operatorname{sen}\lambda \operatorname{sen}\psi \cos\beta \cos\tau + \cos\delta \operatorname{sen}\psi \operatorname{sen}\beta \operatorname{sen}\tau \quad (2.4)$$

Para una superficie fija, orientada al Sur y que el plano del terreno coincida con la horizontal, es decir, ángulo acimutal e inclinación nulas ( $\beta = 0$  y  $\psi = \theta_n = 0$ ), el ángulo cenital de la radiación solar directa  $\theta = \theta_s$ , resulta:

$$\cos\theta_s = \operatorname{sen}\delta \operatorname{sen}\lambda + \cos\delta \cos\lambda \cos\tau \quad (2.5)$$

Esta ecuación describe el ángulo cenital solar ( $\theta_s$ ) en función del día del año definido por su declinación ( $\delta$ ), de la hora del día definida por el ángulo horario ( $\tau$ ) y de la latitud del sitio ( $\lambda$ ).

El ángulo acimutal ( $\beta_s$ ) queda representado a través de la expresión:

$$\cot\beta_s = \frac{\operatorname{tg}\delta \cos\lambda - \operatorname{sen}\lambda \cos\tau}{\operatorname{sen}\tau} \quad (2.6)$$

Haciendo igual a cero la ecuación 2.5, se puede obtener la ecuación del ángulo horario de salida o puesta de Sol, esto es para un ángulo cenital solar  $\theta_s = 90^\circ$ :

$$\cos ts = -\frac{\sin \lambda \sin \delta}{\cos \lambda \cos \delta} = -\tan \lambda \tan \delta \quad (2.7)$$

Nótese que el ángulo horario de salida del Sol, es igual al de la puesta del Sol excepto por la diferencia de signo. Se recuerda que por las mañanas es positivo y por las tardes negativo. (P. Fernández Díez, pp. 14-15)

Para el cálculo de la declinación solar ( $\delta$ ) se tomará el valor medio diario, al mediodía, dado por la ecuación de Cooper (1969), la cual tiene la siguiente expresión:

$$\delta = 23,45 \sin\left(360 \frac{284 + Z}{365}\right) \quad (2.8)$$

Donde Z es el día del año, contando a partir del primero (1ero) de Enero como Z = 1 y el treinta y uno (31) de Diciembre como Z = 365, con Febrero de 28 días, siendo esta expresión comúnmente usada para determinar la declinación solar ( $\delta$ ) en grados sexagesimales. (Aspectos Básicos de la Radiación Solar, [http://www.thesisenxarxa.net/ESIS\\_UPC/AVAILABLE/TDX-1019105-082541//10Nvm10de17.pdf](http://www.thesisenxarxa.net/ESIS_UPC/AVAILABLE/TDX-1019105-082541//10Nvm10de17.pdf))

## 2.2.6 Radiación Solar Sobre Superficies Inclinadas

Dado que la mayoría de los módulos solares trabajan con cierta inclinación, es necesario abordar los cálculos de las diferentes componentes de la radiación solar sobre superficies inclinadas. A continuación se va a describir un método de cálculo que permite hallar la radiación media diaria mensual sobre una superficie inclinada ( $It(i)$ ) y orientada hacia el Sur con ángulo acimutal cero ( $\beta_s = 0$ ) a partir de la media diaria mensual recibida sobre un plano horizontal ( $It(h)$ ).

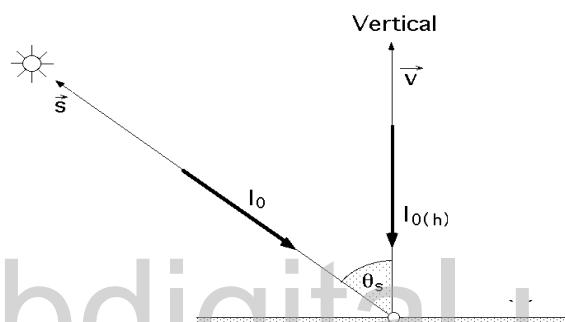
### a. Consideraciones Sobre una Superficie Horizontal

- **Radiación Global ( $It(h)$ ):** los piranómetros son instrumentos que sirven para medir la radiación global, directa y difusa, que se recibe en todas direcciones. Como el

piranómetro realiza la medición de la radiación ubicado de forma horizontal, es decir, mirando hacia arriba, en este caso facilita la medida de la radiación global, la cual será la suma de la directa más la difusa sin considerar albedo. La radiación global que incide sobre una superficie horizontal es:

$$It(h) = Io(h) + I_{dif}(h) \quad (2.9)$$

- **Componente Directa ( $Io(h)$ ):** como se observa en la figura 2.9, la dirección de la componente directa de la radiación ( $Io$ ) forma un ángulo  $\theta_s$  con la vertical, siendo  $Io(h)$  su proyección.



**Figura 2.9. Radiación solar directa sobre una superficie horizontal.**

Analizando la figura anterior se obtiene que:

$$Io(h) = Io \cos\theta_s \quad (2.10)$$

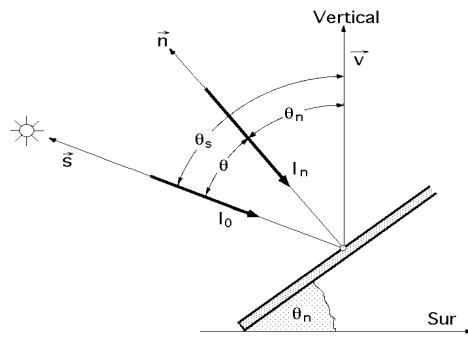
- **Componente Difusa ( $I_{dif}(h)$ ):** no se suele disponer de medidas de la media mensual de radiación difusa diaria ( $I_{dif}(h)$ ). No obstante, esta puede ser obtenida despejándola de la ecuación 2.9, quedando de la siguiente manera:

$$I_{dif}(h) = It(h) - Io(h) \quad (2.11)$$

#### b. Consideraciones Sobre una Superficie Inclinada

- **Componente Directa ( $Io(i)$ ):** ahora bien, considerando que la misma radiación  $Io$  incide esta vez sobre un plano inclinado, tal cual como se ve en la figura 2.10.

Se observa que la normal de la superficie inclinada forma un ángulo  $\theta_n$  con la vertical del punto, que es a su vez el ángulo que la superficie forma con la horizontal del lugar, es decir, la inclinación; siendo  $I_n$  la proyección de la radiación directa ( $I_o$ ) sobre la normal de la superficie. Asumiendo que en el hemisferio Norte la superficie inclinada es orientada de cara al Sur.



**Figura 2.10. Radiación solar directa sobre una superficie inclinada.**

Quedando que:

$$I_n = I_o \cos(\theta_s - \theta_n) = I_o \cos\theta_{s-n} \quad (2.12)$$

Luego la relación ( $\eta_D$ ) existente entre la radiación directa sobre la superficie inclinada ( $I_n$ ) y la radiación sobre la superficie horizontal ( $I_o(h)$ ), tiene la siguiente expresión:

$$\eta_D = \frac{I_n}{I_o(h)} = \frac{\cos\theta_{s-n}}{\cos\theta_s} = \frac{\sin\delta \sin(\lambda - \theta_n) + \cos\delta \cos(\lambda - \theta_n) \cos\tau}{\cos\theta_s} \quad (2.13)$$

Que es igual a:

$$\eta_D = \frac{\cos\theta_s \cos\theta_n + \sin\theta_s \sin\theta_n}{\cos\theta_s} = \cos\theta_n + \sin\theta_n \tan\theta_s \quad (2.14)$$

Entonces se tiene que la componente directa ( $I_o(i)$ ) de la radiación incidente sobre una superficie inclinada y orientada al sur es:

$$I_o(i) = \eta_D I_o(h) \quad (2.15)$$

- **Componente Difusa ( $I_{dif}(i)$ ):** si se supone que la componente difusa de la radiación solar ( $I_{dif}(h)$ ) se extiende uniformemente por el cielo (nubosidad uniforme), la

radiación difusa sobre una superficie inclinada dependerá de la parte de cielo que se vea desde dicha superficie.

Bajo estas condiciones, la determinación de la radiación difusa ( $I_{dif}(i)$ ) recibida sobre la superficie inclinada un ángulo  $\theta n$ , se puede representar por una bóveda indefinida que irradia difusamente sobre el plano de inclinación  $\theta n$  que contiene a la superficie captadora.

La radiación difusa captada por la superficie inclinada es:

$$I_{dif}(i) = I_{dif}(h) \frac{1+\cos\theta n}{2} \quad (2.16)$$

Donde la expresión  $\frac{1+\cos\theta n}{2}$  mide la proporción del cielo visto por la superficie inclinada respecto a la que ve un plano horizontal, pudiéndose considerar el 2 en consecuencia de que sólo se ve la mitad de la bóveda celeste.

- **Albedo ( $I_{albedo}$ ):** de igual forma que con la radiación difusa, se puede suponer que el plano inclinado, que contiene a la superficie captadora, también recoge la radiación reflejada por el suelo, ya que la superficie ve una parte de él o de sus alrededores.

Si el coeficiente de reflexión para la radiación difusa en el entorno en que se encuentre la superficie captadora es  $\rho$ , la radiación reflejada por el suelo sobre la superficie inclinada, será igual a la radiación global sobre el plano horizontal multiplicada por el albedo del suelo, esto es:

$$I_{albedo} = (Io + I_{dif})h \frac{1 - \cos\theta n}{2} \rho \quad (2.17)$$

Donde la expresión  $\frac{1 - \cos\theta n}{2}$  mide la proporción del suelo que ve la superficie inclinada.

En la siguiente figura (figura 2.11.a y 2.11.b) se aprecia el modelo que se utilizó para la determinación de la componente difusa y el albedo sobre una superficie inclinada un ángulo  $\theta n$ .

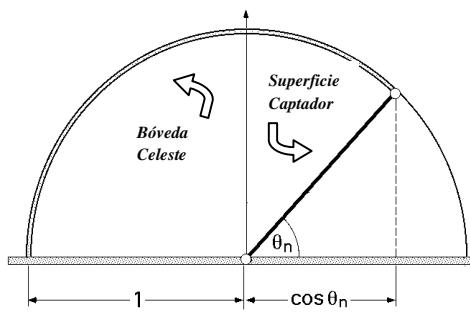


Figura 2.11.a.

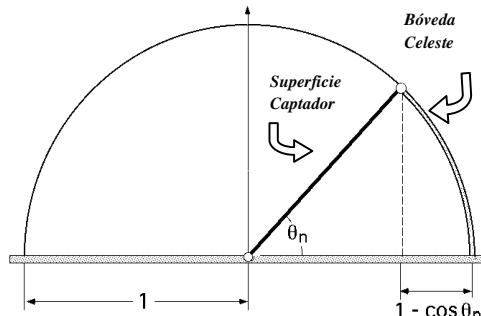


Figura 2.11.b.

**Figura 2.11.a. Modelo para determinar la radiación difusa, 2.11.b. Modelo para determinar el albedo.**

Las formulas expuestas son teóricas porque la radiación que difunde el cielo no es isótropa, ya que cambia con la altura del Sol. La altura solar por encima del horizonte es importante ya que, en primera instancia, cuando se tienen mayores alturas solares, la radiación atraviesa una distancia más corta al internarse en la atmósfera terrestre, mientras que para alturas solares más bajas, la radiación recorre una masa de aire mayor,  $m > 1$ . La atenuación causada por la masa de aire, reduce la radiación solar. En segunda instancia, a mayores alturas solares, más horas de luz, lo que se traduce en mejores insolaciones.

Finalmente la radiación solar total que incide en un plano inclinado un ángulo  $\theta_n$  y orientado al sur ( $It(i)$ ) que incluye albedo, es:

$$It(i) = Io(i) + I_{dif}(i) + I_{albedo} \quad (2.18)$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.15, 2.16 y 2.17 en 2.18,  $It(i)$  queda:

$$It(i) = \eta_D Io(h) + I_{dif}(h) \frac{1 + \cos\theta_n}{2} + (Io(h) + I_{dif}(h)) \frac{1 - \cos\theta_n}{2} \rho \quad (2.19)$$

El factor eficaz de energía solar en la superficie inclinada respecto a la total horizontal, es:

$$\eta_{eficaz} = \frac{It(i)}{It(h)} \quad (2.20)$$

(P. Fernández Díez, pp. 19-23).

## **CAPÍTULO III**

### **INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (SFV)**

**www.bdigital.ula.ve**

#### **3.1 EFECTO FOTOVOLTAICO**

La producción de energía eléctrica a partir del sol está basada en un fenómeno físico llamado Efecto Fotovoltaico. Básicamente se trata de convertir la luz solar en energía eléctrica a través de unos dispositivos semiconductores denominados células fotovoltaicas.

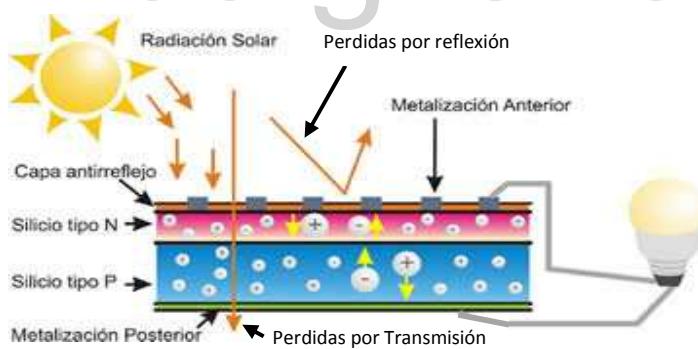
Estas células están compuestas a base de silicio puro, el cual es uno de los elementos más abundantes y componente principal de la arena, con adición de impurezas de ciertos elementos químicos como el boro y fósforo, obteniendo un material con cargas positivas libres o huecos (silicio tipo P) para el caso del dopado con boro y otro de características inversas, es decir, material con electrones libres o portador de cargas negativas (silicio tipo N) para el caso del dopado con fósforo.

Las células pueden generar, cada una, corrientes de 2 a 4A y una muy baja tensión, de 0,46 a 0,48V, por esto, los fabricantes las agrupan para formar paneles o módulos solares para conseguir los niveles de potencia y voltaje adecuados (figura 3.1). (Sistema Fotovoltaico, <http://saecaenergiasolar.com/fotovoltaico/introduccion/>).



**Figura 3.1. Composición de un panel fotovoltaico.**

Parte de la radiación que incide sobre la célula fotovoltaica se pierde, por reflexión (rebota) y otra parte por transmisión (atraviesa la célula). El resto es capaz de hacer saltar electrones debido al campo eléctrico generado en la unión P-N, orientándolos de una capa a la otra, de la “P” a la “N”, creando una corriente proporcional a la radiación incidente, como se muestra en la figura 3.2.



**Figura 3.2. Efecto fotovoltaico.**

### 3.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de elementos que tiene como objetivo transformar la energía solar directamente en energía eléctrica. Consta de tres elementos principales, el generador fotovoltaico o campo de paneles, para generar la energía eléctrica, la

batería o acumulador, para almacenarla, y el regulador de carga, encargado de que la batería funcione de manera óptima.

Es importante resaltar que la generación de energía se hace en forma de corriente continua, por lo tanto si el rango de tensión de operación de los equipos a conectar es de otra tensión de continua diferente a la de las baterías, será necesario el uso de un convertidor, de igual manera, si los equipos trabajan en corriente alterna, se adicionará un inversor DC/AC al sistema.

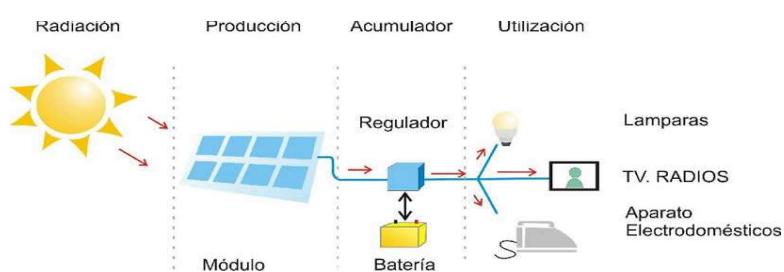
La descripción general del sistema es el siguiente:

La radiación solar incide sobre la superficie del arreglo de paneles fotovoltaicos, donde se transforma en energía eléctrica de corriente continua por las células fotovoltaicas.

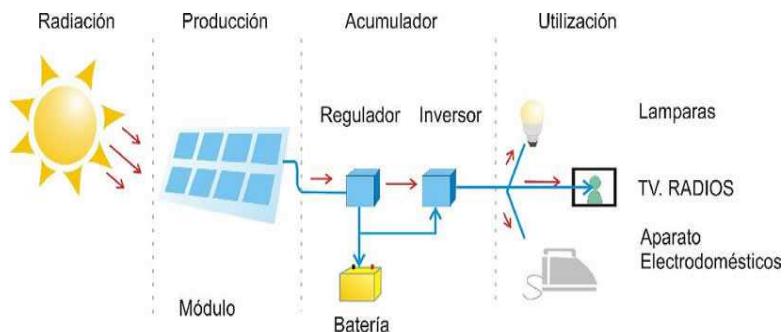
Esta energía es dirigida hasta un regulador de carga, el cual tiene como función, conducir toda o parte de la energía hasta las baterías. Una vez aquí, se almacena, previendo que no se excedan los límites de sobre-carga y sobre-descarga en las baterías.

La energía almacenada se utiliza para suministrar a las cargas la energía necesaria durante las noches, en días de baja insolación, o cuando el arreglo fotovoltaico no es capaz de satisfacer la demanda por sí solo.

Sí las cargas que se alimentaran son de corriente continua, estas podrán abastecerse directamente desde el campo de paneles o desde la batería; por otro lado, sí las cargas son de corriente alterna, la energía proveniente de los paneles y de las baterías, limitada por el regulador de carga, se envía a un inversor de corriente, el cual la convierte a corriente alterna, ver figuras 3.3.a. y 3.3.b.



**Figura 3.3.a. Esquema de una instalación solar fotovoltaica sin inversor, utilización a 12Vcc.**



**Figura 3.3.b. Esquema de una instalación solar fotovoltaica con inversor, utilización a 230Vca.**

Los sistemas fotovoltaicos prácticamente se pueden utilizar en cualquier aplicación que necesite electricidad para su funcionamiento.

Se emplean principalmente en zonas rurales o aisladas, donde no llega la red de distribución eléctrica y donde es mucho más rentable instalar este tipo de instalaciones que conectarse a la red.

Entre las principales aplicaciones se puede mencionar, electrificación de viviendas, sistemas de bombeo y riego, alumbrado público, repetidores de radio y televisión, depuradoras de aguas residuales, etc.

Aunque todavía este tipo de tecnología es demasiado costosa como para competir con las tecnologías energéticas convencionales, las células fotovoltaicas han aumentado cada vez más su producción el mercado energético mundial.

Por todas partes del mundo, es posible encontrarse con este tipo de instalaciones que alimentan, inclusive, hasta pueblos enteros. Los sistemas fotovoltaicos brindan electricidad con resultados bastante satisfactorios, sin embargo, no son siempre la mejor respuesta para todas las necesidades energéticas. Es muy importante tener presente las ventajas y las limitaciones de la tecnología fotovoltaica antes de seleccionarla para suministrar de energía determinadas necesidades.

La experiencia ha mostrado que cuando los usuarios tienen falsas expectativas o están mal informados acerca de este tipo de tecnología, hay muchas probabilidades de que el sistema sea manejado inapropiadamente.

➤ Ventajas:

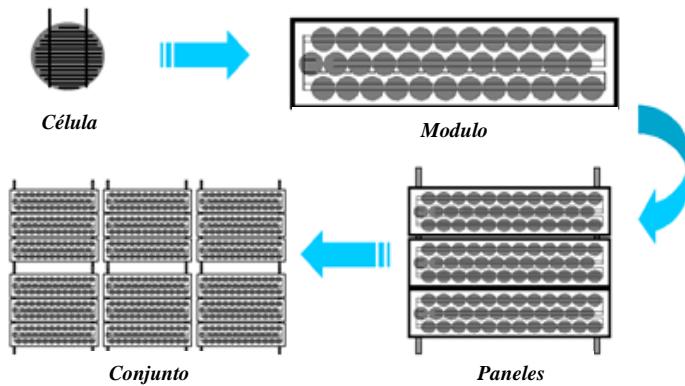
- Este tipo de tecnología requiere un bajo mantenimiento, lo que la hace perfecta para lugares aislados, lo cual a su vez, se ve traducido en reducción de costos de operación.
- Posiblemente la característica más resaltante es que los paneles solares son limpios y silenciosos, producen muy bajo impacto al medio ambiente por la ausencia de consumo de combustible, recordemos que la energía solar es su combustible, por lo tanto es un combustible gratuito, disponible e inagotable.
- La vida útil de un panel solar es en promedio de 25 años, siendo resistente a condiciones extremas de temperatura, humedad, lluvias, granizo y vientos.
- Debido a su construcción modular, permite ampliar la potencia de la instalación agregando nuevos módulos.

➤ Limitaciones:

- El costo inicial de compra puede ser elevado, debido a que esta tecnología todavía no se encuentra masificada. En ocasiones, las ventajas pueden sobreponer la limitación del costo, siendo esta la mejor opción para satisfacer la demanda de energía; en otros casos no.
- Una limitación importante con respecto al consumo es que no se puede disponer de más energía que la que se tiene acumulada, esto en días de poco sol. (Sistema Fotovoltaico, <http://saecsaenergiasolar.com/fotovoltaico/introduccion/>)

### 3.2.1 Campo o Arreglo de Paneles

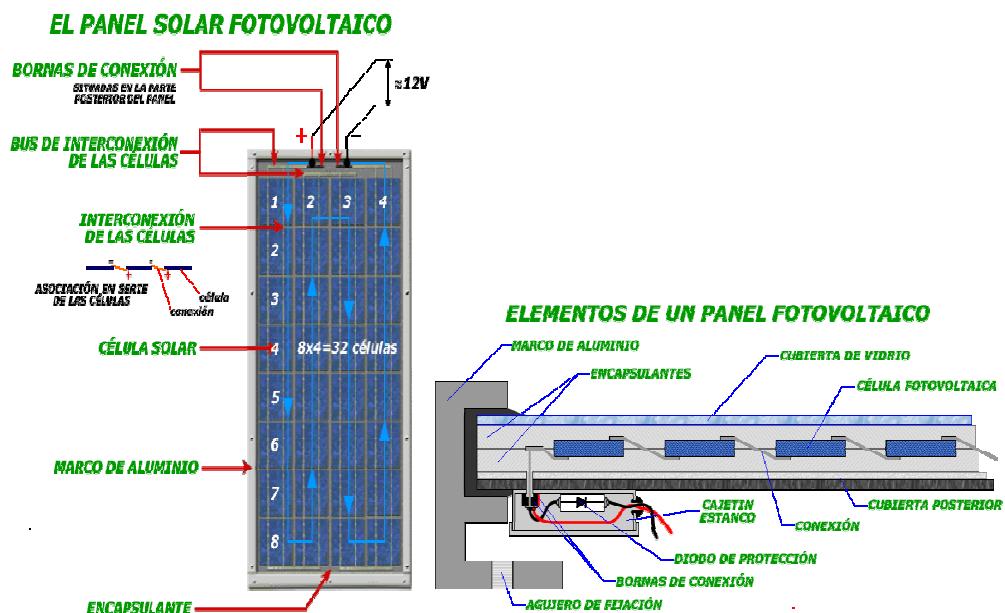
Es el elemento del sistema que se encarga de captar y luego transformar la radiación solar en energía eléctrica, formado por un conjunto de paneles o módulos fotovoltaicos conectados en serie y/o paralelo para lograr los niveles deseados de tensión (conexión en serie) y de corriente (conexión en paralelo). Figura 3.4.



**Figura 3.4. Arreglos fotovoltaicos.**

#### a. Panel

El panel o módulo fotovoltaico está constituido por una serie de células solares, las cuales se agrupan eléctricamente para generar los niveles de tensión y corriente necesarios para una determinada aplicación. Dichas células se encuentran encapsuladas y selladas para protegérseles de la humedad y la corrosión. En la figura 3.5, se ilustra la estructura y elementos de un panel fotovoltaico.

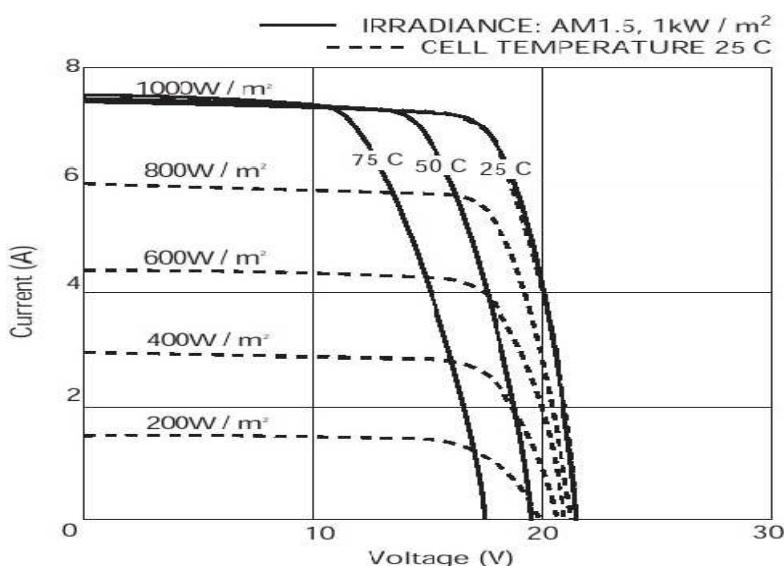


**Figura 3.5. Estructura y elementos de un panel fotovoltaico.**

El mercado ofrece variados tipos de paneles, siendo los más comunes los constituidos entre 32 y 36 células de silicio cristalino, encapsuladas generalmente entre vidrio y un material plástico con una resina polimérica como relleno.

Como muestra la figura 3.5, se observan los bornes de conexión, uno positivo y otro negativo; algunas veces se encuentra uno intermedio para permitir la instalación de diodos de protección. La función de los diodos es proteger al panel contra un fenómeno que se conoce como *punto caliente*. Este fenómeno se debe a que por alguna razón al momento del montaje de los paneles, no se tomaron en cuenta las posibles sombras que se arrojarían sobre las células solares o el simple hecho de que unas estén con mucha más suciedad, recibiendo así, mucha más radiación unas células que otras. Las células sombreadas elevan su temperatura y se comportan como una carga que disipa la energía generada por las demás, lo cual puede llegar a dañar irreversiblemente el encapsulante.

Las características eléctricas de funcionamiento de un panel solar, se ven representadas a través de su curva característica, denominada, curva I-V (curva intensidad-voltaje) del módulo solar, y que típicamente posee la forma de la figura 3.6.



**Figura 3.6. Curvas I-V de un panel fotovoltaico con respecto a la radiación y la temperatura.**

Las curvas I-V (figura 3.6.), enseñan los posibles valores de tensión y corriente que dependen de la temperatura y la radiación principalmente.

Las Condiciones Estándar de Medida (CEM), corresponden a una intensidad de luz radiante de 1000W/m<sup>2</sup>, una distribución espectral (Masa de Aire) 1,5 M.A y una temperatura de la célula de 25°C. Aquí se miden la potencia máxima ( $P_{MAX}$ ) que puede suministrar el panel, la intensidad de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) y la tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ).

Y las Condiciones de Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC), es la temperatura que alcanza las células solares cuando se somete el módulo a una irradiancia de 800W/m<sup>2</sup> con distribución espectral igual a 1,5 M.A, temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento de 1m/s.

### ➤ Parámetros Eléctricos del Panel

Los parámetros principales son:

- **Corriente de Cortocircuito ( $I_{sc}$ ):** es la máxima intensidad de corriente que entrega el panel bajo las condiciones estándar de medición (CEM). Corresponde a la corriente que se genera al conectar directamente ambos bornes, provocando un cortocircuito.
- **Tensión de Circuito abierto ( $V_{oc}$ ):** es la máxima tensión que proporciona el panel en las condiciones estándar de medición (CEM). En este caso los bornes están en circuito abierto.
- **Punto de Máxima Potencia:** existe un punto de funcionamiento de valores  $I_{MAX}$  y  $V_{MAX}$ , denominado punto de máxima potencia, y es aquel en el cual la potencia generada es máxima ( $P_{MAX} = V_{MAX} * I_{MAX}$ ), siendo su unidad Watt pico ( $W_p$ ) bajo condiciones estándar.

El mayor rendimiento del panel se da en este punto; sin embargo no hay que olvidar que el panel normalmente no trabaja en el punto de máxima potencia debido a varias razones, como por ejemplo que, en la práctica, la tensión de trabajo viene determinada por la batería, lo que resulta en que los valores de  $I_{MAX}$  y  $V_{MAX}$  sean algo menores a los de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$ .

Se tiene como regla general y muy importante, que en este tipo de instalaciones, las células que componen un modulo deben tener las mismas especificaciones y la misma respuesta ante la curva I-V, así mismo con todos los módulos que componen un arreglo o campo de paneles fotovoltaicos, es decir, deben tener las mismas características. (La energía Solar Fotovoltaica en el País Vasco, 2000, pp. 15-23)

### 3.2.2 La Batería o Acumulador

Como se mencionó anteriormente, la batería es la encargada de almacenar la energía producida por los paneles que no se consume inmediatamente, para luego disponer de ella cuando hay poca o nula irradiación debido al carácter variable de la radiación solar.

Al igual que con los paneles solares, los acumuladores se pueden conectar en serie y/o paralelo para alcanzar distintos niveles de trabajo.

En la figura 3.7 se aprecia las diferentes formas de conexión.

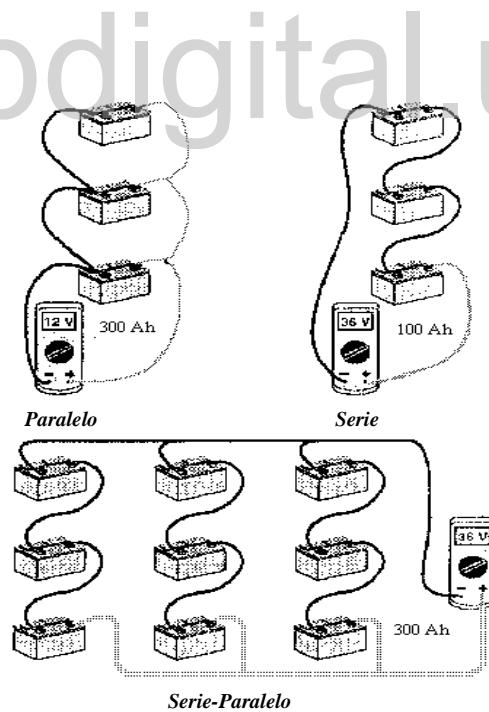


Figura 3.7. Conexión de las baterías.

### a. Batería

La figura 3.8. Muestra baterías típicas para aplicaciones fotovoltaicas. En su apariencia externa este tipo de baterías no difiere mucho de las utilizadas en automóviles. Sin embargo, internamente las baterías para aplicaciones fotovoltaicas están construidas especialmente para trabajar con ciclos de carga y descarga lentos.



Figura 3.8. Baterías fotovoltaicas.

Una batería o acumulador, tal como se muestra en la figura 3.9, está compuesta por la asociación serie de varios vasos o celdas, constituidas a su vez por un par de electrodos de plomo inmersos en una disolución electrolítica de agua y ácido sulfúrico. Se producen reacciones electroquímicas de reducción-oxidación (redox) que convierten directamente la energía química en eléctrica.

Entre los electrodos se crea una diferencia de potencial alrededor de los 2V, dependiendo, el valor instantáneo, del estado de carga de la batería. Las baterías comerciales que más se utilizan en los sistemas fotovoltaicos son de 12, 24 o 48V de tensión nominal (6, 12 o 24 vasos en serie).

Para que la batería pueda proporcionarle energía al sistema, cuando no lo hace el campo de paneles, tiene que repetir cíclicamente un proceso de acumulación (carga) y entrega (descarga) de energía dependiendo de la cantidad de luz solar, la cual se ve afectada por las diferencias entre el día y la noche, de las estaciones y de las variaciones aleatorias de las

condiciones climatológicas (nubes, polvo, contaminación, etcétera) que afectan al soleamiento del lugar.

Para las aplicaciones fotovoltaicas, las baterías más recomendables son las de tipo estacionario, las cuales no necesitan producir una corriente elevada en cortos períodos de tiempo, aunque sí necesitan realizar profundas descargas. Estas baterías suelen ser de electrolito alcalino (baterías de níquel-cadmio) o ácido (baterías de plomo-ácido, debido a que el plomo es el elemento base de sus electrodos).

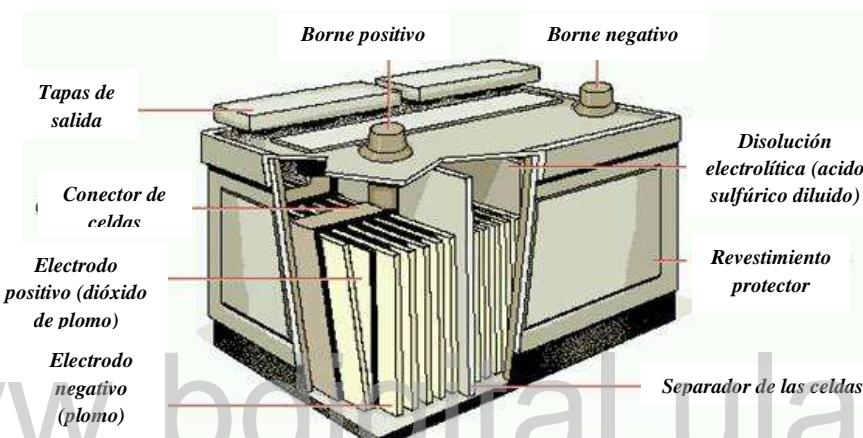


Figura 3.9. Esquema de una batería de Plomo-Acido.

#### ➤ Estados de Carga

Existen dos estados de carga extremos mientras se realiza el proceso de carga y descarga cíclico de la batería durante su funcionamiento normal. Estos son los estados de sobre-carga y sobre-descarga.

- **Sobre-carga:** si se le sigue inyectando energía a la batería una vez que esta ya haya llegado al límite de su capacidad durante el proceso de carga, el agua de la disolución de ácido sulfúrico comienza a descomponerse, produciendo oxígeno e hidrógeno. Esto se conoce como *gasificación* o *gaseo*, siendo perjudicial por la pérdida de agua, y además porque oxida el electrodo positivo. En contraparte, este fenómeno presenta una ventaja, evitando otro fenómeno conocido como *estratificación*, que consiste en la concentración del ácido en el fondo de la batería debido a los continuos ciclos de carga y descarga, disminuyendo su capacidad nominal, lo que conlleva a permitir una ligera

sobre-carga cada cierto tiempo (suele fijarse alrededor de 2,35 y 2,40V por cada elemento o vaso de la batería a 25°C), a fin de llegar a un equilibrio entre las ventajas y los inconvenientes del gaseo. El regulador es el encargado de impedir la sobre-carga por encima del valor permitido.

- **Sobre-descarga:** para la descarga ocurre lo mismo, existe un límite para el proceso. En este caso vuelve a ser el regulador el encargado de impedir que se consuma más energía del acumulador, fijando la tensión mínima en cada elemento de la batería a 1,85V a 25°C. Si la batería permanece mucho tiempo descargada a causa de una descarga muy profunda, se produce la *sulfatación*, es decir, se forman cristales de sulfato plumboso que ni actúan ni dejan actuar a los electrodos en las reacciones químicas, deteriorando de forma importante y hasta dejando inservible el acumulador.

#### ➤ **Parámetros Eléctricos de la Batería**

Los parámetros principales son:

- **Capacidad Nominal ( $C_{Nb}$ ):** es la cantidad máxima de energía que se puede extraer mediante la descarga total de una batería inicialmente cargada al máximo. La capacidad se mide en Amper-hora ( $Ah$ ), para un determinado tiempo de descarga, por ejemplo, teóricamente una batería de 200Ah puede suministrar 200A por una hora, 20A en diez horas, 5A en cuarenta horas o 2A durante cien horas, hasta que la batería alcance el voltaje final de descarga ( $V_f$ ). Para las aplicaciones fotovoltaicas es usual referirse a tiempos de descarga de 100 horas o más.
- **Profundidad Máxima de Descarga ( $PD_{max}$ ):** representa los Amper-hora extraídos de una batería plenamente cargada, en tanto por ciento (%) de la capacidad nominal.

A partir de la profundidad de descarga, se puede encontrar con descargas superficiales (20 - 30%) o profundas (70 – 80%). Ambas se pueden relacionar con ciclos diarios y anuales. Los reguladores limitan dicha profundidad.

La mayoría de las baterías de ciclo profundo fabricadas para aplicaciones fotovoltaicas se diseñan para descargas de hasta un 80%, por ello, los reguladores generalmente se calibran para permitir profundidades de descarga de la batería alrededor de ese valor.

- **Capacidad Útil ( $CU_{Bat}$ ):** realmente, esta es la capacidad de la cual se puede disponer. Sí la batería del ejemplo anterior, de capacidad nominal 200Ah con tiempo de descarga de 100 horas ( $C_{100}$ ) se le fija una  $PD_{max}$  del 70%, su capacidad útil sería solo de 140Ah.

Otra característica importante que se debe tener presente dentro de lo que son los parámetros de la batería, es su estado de carga. Una batería de plomo-acido de 12V, por ejemplo, entrega un rango de voltaje a los equipos, dependiendo del estado de carga.

Sí la batería está cargada al 100% la tensión de salida que entregaría seria de 12,8V, la cual baja rápidamente a 12,6V cuando las cargas son conectadas, debido a que la batería tiene que entregar una corriente constante durante operación.

El voltaje de la batería comienza a bajar linealmente, dependiendo del estado de carga, entre 12,6 y 11,6V.

Las baterías de plomo-acido entregan hasta el 95% de su energía dentro de ese rango de linealidad, lo cual permite saber los valores del estado de carga de la batería conociendo su voltaje.

Infortunadamente esos valores son solamente aproximados, ya que dependen de la vida útil de la batería, de la temperatura e inclusive de la calidad. (Unidad 15: Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica para Equipos de Telecomunicaciones, [http://www.eslared.org.ve/tricalcar/15\\_es\\_energia\\_solar\\_comunicaciones\\_rc2%5B1%5D.pdf](http://www.eslared.org.ve/tricalcar/15_es_energia_solar_comunicaciones_rc2%5B1%5D.pdf))

### **3.2.3 El Regulador de Carga**

Las sobre-cargas y sobre-descargas son fenómenos muy perjudiciales para la vida útil de la batería. El regulador es el elemento que se encarga de que la batería funcione en condiciones apropiadas, evitando estos fenómenos, y asegurando que el sistema trabaje en el punto de máxima eficiencia.

### a. Regulador

El regulador determina el estado de carga de la batería a partir de la tensión a la que ésta se encuentra, y con el conocimiento del tipo de tecnología que se usa en la batería, se controla la entrada y salida de corriente en ella.

El regulador puede contener otros elementos (amperímetros, voltímetros, contadores de Amper-horas, alarmas, etcétera) que, no siendo imprescindibles, ejecutan labores importantes de control o seguridad.

A continuación (figura 3.10.) se enseña un regulador de carga.



**Figura 3.10. Regulador de carga solar.**

#### ➤ Tipos de Reguladores

- **Control serie:** este tipo de reguladores desconectan el campo de paneles de la batería para prevenir la sobre-carga y la batería de la carga para prevenir la sobre-descarga, a través de interruptores electromecánicos, como relés o contactores, o electrónicos, transistor bipolar o MOS-FET.

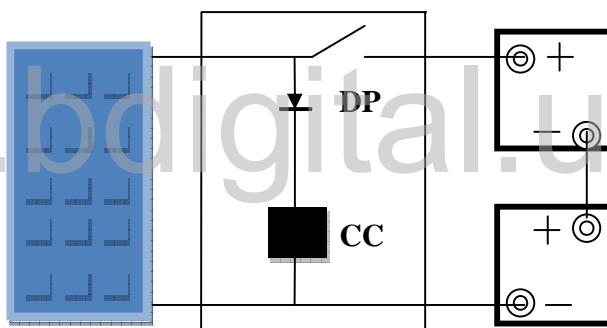
El interruptor se abre cuando la tensión en la batería llega a su tensión de corte por alta o HVD (*hight voltage disconnect*), protegiendo de esta forma la batería de la sobre-

carga, y vuelve a cerrarse cuando la batería regresa a la tensión de rearme por alta o HVR (*high voltage reconnect*). Tal como se muestra en la figura 3.11.

Esta tensión de corte por alta esta alrededor de 2,4V por elemento de la batería, a 25°C.

Para la sobre-descarga, el interruptor se abre cuando la tensión de la batería disminuye hasta la tensión de corte por baja o LVD (*low voltage disconnect*) y se cierra cuando retorna a la tensión de rearne por baja o LVR (*low voltage reconnect*).

La tensión de corte por baja esta alrededor de 1,95V por elemento. (Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica para Equipos de Telecomunicaciones, [http://www.eslared.org.ve/tricalcar/15\\_es\\_energia\\_solar\\_comunicaciones\\_rc2%5B1%5D.pdf](http://www.eslared.org.ve/tricalcar/15_es_energia_solar_comunicaciones_rc2%5B1%5D.pdf)).



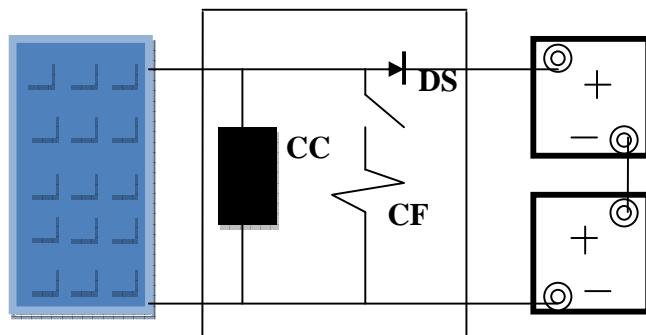
DP: Diodo de Protección. CC: Circuito de Control.

Figura 3.11. Control de carga en serie.

- **Control paralelo:** este control desvía de manera intermitente la corriente de carga hacia una carga ficticia, quedando, dicha carga ficticia en paralelo con el circuito carga, pero como este circuito no se abre, para evitar la descarga de las baterías, se adiciona un diodo de bloqueo conectándolo del lado de las baterías.

La figura del diodo de bloqueo genera pérdidas de potencia reduciendo el valor máximo de voltaje de carga. Ver figura 3.12.

Esto hace que los controles serie sean más eficientes. (Capítulo 7 El Control de Carga, <http://www.enalmex.com/docpdf/libro/ch07.pdf.pdf>).



**DS: Diodo Serie. CC: Circuito de Control. CF: Carga Ficticia.**

**Figura 3.12. Control de carga en paralelo.**

### 3.2.4 Convertidores o Inversores

La energía que generan los módulos y llega al acumulador es de tipo continua y a una determinada tensión que no siempre coincide con las exigencias de los equipos de consumo.

La finalidad de este elemento es adaptar las características de la corriente generada a la demanda total o parcial para las aplicaciones.

#### a. Inversor DC/AC

Son dispositivos que se emplean cuando se precisa una línea de consumo en corriente alterna, ya que transforman la corriente continua, que proporcionan los módulos, en alterna.



**Figura 3.13. Inversor para sistemas fotovoltaicos aislados.**

Un inversor está caracterizado principalmente por:

- **La Tensión Nominal:** la tensión de entrada, que se debe adaptar a la del generador.

- **Potencia Nominal:** la potencia máxima que puede proporcionar de forma continua.
- **Eficiencia de Conversión:** es la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada). La eficiencia es altamente dependiente de la potencia demandada en cada instante, y como los inversores trabajan a una mayor eficiencia cerca de su potencia nominal, es conveniente seleccionar adecuadamente el modelo para que opere habitualmente bajo esta condición.
- **Fiabilidad Ante Sobre-corrientes:** es la capacidad del inversor para proporcionar una potencia superior a la nominal y mantenerla por un cierto periodo de tiempo, sabiendo distinguir cuando se debe al arranque de un motor (y tolerarla) o cuando se debe a un cortocircuito (y cortarla).

➤ **Tipos de Inversores**

A partir de la tensión continua, los convertidores generan una onda de impulsos, y la filtran para eliminar los armónicos indeseados. Clasificándolos según su forma de onda, los tipos de inversores son:

- **Inversores De Onda Cuadrada:** son de baja potencia, los más económicos y normalmente los menos eficientes ya que producen demasiados armónicos que generan interferencias (ruidos), haciéndolos no aptos para motores de inducción. Son aptos para alimentar aparatos resistivos puros.
- **Inversores de Onda Senoidal Modificada:** son también de baja potencia, pero más sofisticados y caros. Utiliza técnicas de modulación para modificar el ancho de la onda y acercarla lo más posible a la onda senoidal, obteniendo menos armónicos que la onda cuadrada y un rango de elementos de consumo mucho mayor. Son los que ofrecen mejor relación costo/calidad.
- **Inversores de Onda Senoidal:** hasta hace poco, estos inversores eran grandes, caros y poco eficientes, pero últimamente se han desarrollado nuevos inversores de este tipo con una eficiencia por encima del 90%. Proporcionan una forma de onda a su salida prácticamente igual a la de la red eléctrica, lo que permite la alimentación de cualquier

tipo de aparato. Sin embargo su costo sigue siendo mayor que los inversores menos sofisticados.

En la siguiente figura, figura 3.14, se muestran las formas de onda de cada inversor.

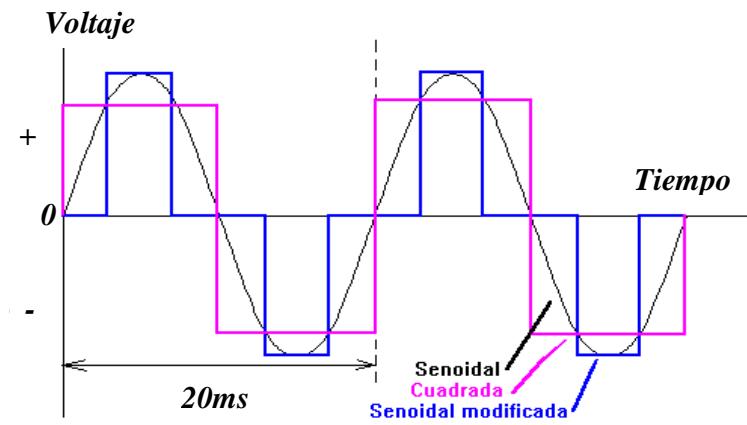


Figura 3.14. Formas de onda de los Inversores.

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

## CAPÍTULO IV

### DIMENSIONAMIENTO Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO (SFVA)

www.bdigital.ula.ve

#### 4.1 DATOS GENERALES

La empresa *Industrias Free Ways*, se encuentra ubicada en la zona industrial la Variante, en el poblado San Juan de Lagunillas, parroquia San Juan, Municipio Sucre del Edo. Mérida, Venezuela.

Esta zona se caracteriza por poseer una buena insolación solar sin sombras de importancia y con frecuentes días soleados continuos.

La empresa labora los días de semana, de lunes a viernes y durante un periodo de 10 a 12 horas diarias, disponiendo de suministro de energía aportado por la red nacional.

Dispone de un área administrativa (oficinas), un área de producción (galpones) y un anexo independiente donde se encuentran otras oficinas y un galpón más.

#### 4.1.1 Ubicación Geográfica del Lugar

Las coordenadas son:

- **Latitud:** 08°31'00" N.
- **Longitud:** 71°21'00" W.

#### 4.1.2 Datos de Radiación Solar

Es suficiente conocer doce valores. Valores medios mensuales de radiación solar global diaria sobre el plano horizontal, uno para cada mes.

Los datos de radiación solar fueron aportados por la Estación Meteorológica de Mérida. Servicio de Meteorología de la Aviación, ubicada en el Aeropuerto Alberto Carnevali, Mérida.

Los datos corresponden a los parámetros de insolación total y radiación media desde el año 2006 hasta el año 2008.

**Tabla 4.1.a. Resumen de insolación y radiación de Mérida año 2006, 4.1.b. Año 2007, 4.1.c. Parcial 2008.**

**Tabla 4.1.a. AÑO 2006.**

MESES/PARÁMETROS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
INSOLACIÓN TOTAL DEL MES EN HORAS	70	56	60	53	48	55	57	73	70	59	50	75	72.6
RADIACIÓN MEDIA EN CAL/CM2.MIN.	160.1	140.9	135.8	140.2	149.7	150.6	154.5	172.4	168.5	149.6	152.5	157.3	1832.2

**Tabla 4.1.b. AÑO 2007.**

MESES/PARÁMETROS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
INSOLACIÓN TOTAL DEL MES EN HORAS	90	93	64	62	62	59	57	53	62	56	75	68	80.1
RADIACIÓN MEDIA EN CAL/CM2.MIN.	189.2	178.6	176.9	164.5	172.3	151.5	154.5	158.3	172.1	152.7	158.7	144.9	1974.2

**Tabla 4.1.c. PARCIAL AÑO 2008.**

MESES/PARÁMETROS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
INSOLACIÓN TOTAL DEL MES EN HORAS	84	83	72	61	55	61	60	67	64	72	57	-	73.6
RADIACIÓN MEDIA EN CAL/CM2.MIN.	165.1	164.9	171.4	164.8	152.0	157.4	150.3	157.0	163.3	165.2	136.9	-	1748.3

#### 4.1.3 Datos Técnicos

- **Número de Días de Autonomía ( $N$ )**

Son los días en que el sistema puede continuar sus funciones, operando bajo una irradiación mínima, sin que exista generación de la fuente primaria, es decir,  $N$  está relacionado con el número de días consecutivos totalmente cubiertos que pueden producirse, durante los cuales los paneles no captan prácticamente energía.

La fiabilidad de la instalación se estima fijando el número máximo de días que el sistema pueda funcionar sin que reciba radiación solar, durante los cuales todo el consumo se hace únicamente a expensas de la energía almacenada en las baterías.

Este valor se fija de acuerdo a las condiciones meteorológicas, al tipo de instalación, a las condiciones de mantenimiento y mayormente a las condiciones económicas, ya que mientras mayor sea  $N$ , mayor es el costo de la instalación.

El depender de esta serie de factores, hace que la elección de  $N$  no sea nada fácil, por lo que no hay otra forma de fijarlo que a partir de la intuición y la experiencia.

Bajo estas condiciones y atendiendo las necesidades de la empresa, se estableció el numero de autonomía  $N$ , en dos días (2), debido a que el sistema fotovoltaico aislado entraría a cumplir una función de soporte auxiliar o de respaldo, ya que la empresa cuenta con un suministro de energía aportado por la red. De esta manera el sistema ayudaría a reducir, en parte, el consumo demandado por la empresa.

$$\text{Número de Días de Autonomía} (N) = 2 \text{ día}$$

- **Tensión Nominal de la Instalación ( $V_n$ )**

Es el valor convencional con el que se denomina el sistema y para el que ha sido previsto su funcionamiento. Generalmente es de 12 o 24V para las instalaciones pequeñas y de 48 o 120V para las instalaciones que superan los 3KW de potencia de consumo. (Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica para Equipos de Telecomunicaciones. Dimensionado, [http://www.wilac.net/doc/tricalcar/materiales\\_abril2008/PDF\\_es/15\\_es\\_energia\\_solar\\_comunicaciones\\_dimensionado\\_v02.pdf](http://www.wilac.net/doc/tricalcar/materiales_abril2008/PDF_es/15_es_energia_solar_comunicaciones_dimensionado_v02.pdf)).

Esta elección no se hace arbitrariamente, ya que depende en gran medida de la disponibilidad en el mercado de los equipos que funcionan a distintos valores de tensión. En este caso se tomó como valor de tensión nominal:

$$\text{Tension Nominal de la Instalacion } (V_n) = 48V$$

## 4.2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

### 4.2.1 Método del Mes Peor

Este método consiste en dimensionar el sistema para satisfacer las demandas de energía eléctrica durante la temporada más desfavorable, en el bien entendido que, en el resto del año, el sistema podrá suministrar, sobradamente, la energía eléctrica demandada por los receptores.

Es habitual tomar como unidad de tiempo un mes, dimensionándose el sistema para cubrir las necesidades durante el mes peor, es decir, aquel en que la relación entre el promedio diario de las necesidades de energía eléctrica y radiación solar media diaria disponible resulta más desfavorable. (Tecnología Solar. M. Ibáñez Plana, J.R. Rosell Polo, J.I. Rosell Urrutia, 2004, pp. 286. <http://books.google.co.ve/books>).

Para la aplicación de este método se debe seguir una serie de pasos, primero calcular la radiación diaria disponible, segundo, saber la cantidad de energía demandada y tercero calcular el mes peor para luego conocer el numero de paneles, baterías y el tipo de regulador e inversor que se va a utilizar.

### a. Determinación de la Energía Solar Disponible

Para estimar la cantidad de radiación solar con la que se cuenta, basándose en los datos de radiación solar global sobre una superficie horizontal, es necesario conocer la orientación y fijar la inclinación que se le va a dar a los paneles, para que de esta manera recojan la máxima radiación posible. Luego, haciendo uso de las ecuaciones correspondientes, obtener los diferentes parámetros para así hallar el valor real de radiación solar.

#### ➤ Orientación de los paneles

Debido a que el tipo de instalación es sin seguimiento solar, los paneles fotovoltaicos se orientaran girados hacia el Ecuador terrestre, es decir, de cara al Sur, por estar en el hemisferio Norte (evidentemente hacia el Norte si se estuviera en el hemisferio Sur), de esta forma el panel captará la mayor cantidad de radiación solar.

Esto se traduce a que el ángulo acimutal del sol ( $\beta_s$ ) sea igual a cero.

$$\text{Ángulo Acimutal del Sol } (\beta_s) = 0^\circ$$

#### ➤ Inclinación de los Paneles

Al igual que con la orientación de los paneles, como el tipo de instalación es sin seguimiento, se hace necesario fijar un ángulo óptimo de inclinación con el cual el panel pueda captar la máxima radiación que le sea posible.

A continuación se muestran los ángulos de inclinación recomendados en función de las latitudes.

- Entre  $0^\circ$  y  $10^\circ$ , la inclinación seria de  $15^\circ$ .
- Entre  $11^\circ$  y  $20^\circ$ , la inclinación seria: el valor de la latitud mas  $5^\circ$ .
- Entre  $21^\circ$  y  $45^\circ$ , la inclinación seria: el valor de la latitud mas  $10^\circ$ .
- Entre  $46^\circ$  y  $65^\circ$ , la inclinación seria: el valor de la latitud mas  $15^\circ$ .
- Para latitudes mayores a  $65^\circ$ , se recomienda inclinaciones de  $80^\circ$ .

En este caso, como el sistema está ubicado en una latitud de  $8^{\circ}31'00''$  N, se fijará la inclinación ( $\theta_n$ ), igual a  $15^{\circ}$ . Con este ángulo se asegura también que el modulo no acumule polvo.

$$\text{Ángulo de Inclinacion } (\theta_n) = 15^{\circ}$$

Se recuerda que  $\theta_n$  es igual al ángulo cenital de la superficie ( $\psi$ ), por lo tanto, este también es de  $15^{\circ}$ .

$$\text{Ángulo Cenital de la Superficie } (\psi) = 15^{\circ}$$

#### ➤ Cálculo de la Declinación Solar ( $\delta$ )

La declinación está asociada a cada día del año, por tal motivo, como se mencionó en el Capítulo 2, este valor se puede calcular para cada día al medio día solar.

En este estudio es suficiente con conocer un valor típico para cada mes. En la tabla 4.2, se representan estos días.

**Tabla 4.2.** Días más significativos de cada mes para el cálculo de la declinación solar ( $\delta$ ).

Mes/Parámetro	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Día del Mes.	17	15	16	15	15	10	17	16	15	16	15	11
Día del Año.	17	46	75	105	135	161	198	228	258	289	319	345

Haciendo uso de la ecuación 2.8 y de la tabla 4.2 se obtiene el valor de la declinación solar para los días más significativos. Ver tabla 4.3.

**Tabla 4.3.** Valores de la declinación solar ( $\delta$ ) para los días más significativos del año.

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
-20,92	-13,29	-2,42	9,41	18,79	23,01	21,18	13,45	2,22	-9,97	-19,15	-23,12

#### ➤ Cálculo del Ángulo Cenital Solar ( $\theta_s$ )

Para el cálculo del ángulo cenital solar ( $\theta_s$ ), se hará uso de la ecuación 2.5, junto con los resultados obtenidos en la tabla 4.3 y considerando un ángulo horario ( $\tau$ ) igual a cero.

$$\text{Ángulo Horario } (\tau) = 0^\circ$$

Se obtienen los diferentes resultados para  $\theta_s$ .

**Tabla 4.4. Valores del ángulo cenital solar ( $\theta_s$ ) para los días más significativos del año.**

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
29,23	21,6	10,73	1,1	10,48	14,7	12,87	5,14	6,09	18,28	27,46	31,43

➤ **Cálculo de las Componentes Directas ( $I_o(h)$ ) y Difusas ( $I_{dif}(h)$ ) de la Radiación Solar sobre una Superficie Horizontal**

Se tomó el valor promedio de los valores de radiación media global sobre una superficie horizontal de los años 2006, 2007 y parcial del 2008, dados en  $\text{cal/cm}^2*\text{min}$ , en las tablas 4.1.a, 4.1.b y 4.1.c, y se transformaron a  $\text{KWh/m}^2*\text{día}$ , por medio de la tabla 4.5 para conversión de unidades. Los valores que se obtuvieron se ven en la tabla 4.6.

**Tabla 4.5. Tabla de conversión de unidades útiles para la radiación.**

Unidad	Equivalencia
1 vatio (W)	1 Joule/segundo (J/s)
1 $\text{cal}/(\text{cm}^2*\text{min})$	697,5 $\text{W}/\text{m}^2$
1 $\text{cal}/\text{cm}^2$ al día	11,63 $\text{Wh}/\text{m}^2$ al día
1 $\text{cal}/(\text{cm}^2*\text{min})$	60,29 $\text{MJ}/\text{m}^2$ por día
1 $\text{MJ}/\text{m}^2$ por día	0,27778 $\text{KWh}/\text{m}^2$ por día
1 $\text{MJ}/\text{m}^2$ por día	277,78 $\text{Wh}/\text{m}^2$ por día

**Tabla 4.6. Resumen de radiación global ( $I_t(h)$ ) sobre una superficie horizontal en Mérida.**

**Promedio años 2006-2008.**

Meses/Parámetros	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Radiación Media en $\text{cal}/\text{cm}^2*\text{min} I_t(h)$ .	171,5	161,5	161,4	156,5	158	153,2	153,1	162,6	168	156	149,4	151,1	1902
Radiación Media en $\text{KWh}/\text{m}^2*\text{día} I_t(h)$ .	3,86	4,02	3,63	3,64	3,56	3,56	3,45	3,60	3,91	3,51	3,47	3,40	43,7

Utilizando las ecuaciones 2.9, 2.10 y 2.11, se obtienen los valores, uno para cada mes del año, de las componentes directas y difusas de la radiación global sobre una superficie horizontal en Mérida en unidades de KWh/m<sup>2</sup> por día, tal como se muestra en la tabla 4.7.

**Tabla 4.7. Componentes directas ( $Io(h)$ ) y difusas ( $Idif(h)$ ) de la radiación solar sobre una superficie horizontal.**

Meses/Parámetros	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Componente Directa $Io(h)$ (KWh/m <sup>2</sup> .dia)	3,37	3,74	3,57	3,64	3,50	3,45	3,36	3,64	3,90	3,33	3,083	2,90
Componente Difusa $Idif(h)$ (KWh/m <sup>2</sup> .dia)	0,49	0,283	0,063	6,7e <sup>-4</sup>	0,060	0,117	0,087	0,015	0,022	0,177	0,39	0,5

#### ➤ Cálculo de la Energía Incidente sobre la Superficie Inclinada y Orientada al Sur

Partiendo de los valores recogidos de las componentes directa y difusa de la radiación sobre una superficie horizontal, mostrados en la tabla 4.7, se obtienen, mediante la aplicación de las formulas 2.12 a 2.17, los valores respectivos de las componentes directa, difusa y albedo sobre la superficie inclinada.

- **Componente Directa ( $Io(i)$ ):** primero se calcula la relación entre la radiación directa sobre una superficie inclinada ( $In$ ) y la superficie horizontal ( $Io(h)$ ).

En la tabla 4.8 se ven reflejados dichos valores, uno para cada mes.

**Tabla 4.8. Relación  $\eta_D$ .**

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
1,111	1,070	1,015	0,971	1,014	1,034	1,025	0,989	0,993	1,051	1,100	1,124

Una vez obtenida la relación  $\eta_D$ , se calculan los diferentes valores de la componente directa  $Io(i)$ .

La tabla 4.9 presenta los valores.

**Tabla 4.9. Valores mensuales de la componente directa  $I_o(i)$ .**

Mes/Parámetros	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
$I_o(i)$ (KWh/m <sup>2</sup> .dia)	3,741	3,997	3,622	3,534	3,545	3,563	3,444	3,605	3,860	3,502	3,392	3,262

- **Componente Difusa ( $I_{dif}(i)$ ):** en la tabla 4.10 se observan sus valores.

**Tabla 4.10. Valores mensuales de la componente difusa  $I_{dif}(i)$ .**

Mes/Parámetros	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
$I_{dif}(i)$ (KWh/m <sup>2</sup> .dia)	0,483	0,277	0,062	6,59e <sup>-4</sup>	0,058	0,115	0,085	0,014	0,022	0,174	0,385	0,490

- **Albedo ( $I_{albedo}(i)$ ):** la contribución del albedo se muestra en la tabla 4.11.

**Tabla 4.11. Valores mensuales del albedo  $I_{albedo}(i)$ .**

Mes/Parámetros	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
$I_{albedo}(i)$ (KWh/m <sup>2</sup> .dia)	0,013	0,014	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,013	0,012	0,012	0,012

### ➤ Radiación Total Sobre una Superficie Inclinada ( $It(i)$ )

Como se dijo en el Capítulo 2, la radiación total sobre una superficie inclinada que incluye albedo será la suma de las componentes directa ( $I_o(i)$ ), difusa ( $I_{dif}(i)$ ) y albedo ( $I_{albedo}(i)$ ).

Gracias a las ecuaciones 2.18 y 2.19 se obtiene los valores de  $It(i)$ .

En la tabla 4.12 se muestran los resultados.

**Tabla 4.12. Valores mensuales de la radiación total sobre una superficie inclinada ( $It(i)$ ).**

Mes/Parámetros	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total.
$IT(i)$ (KWh/m <sup>2</sup> .dia)	4,24	4,29	3,70	3,55	3,61	3,69	3,54	3,63	3,89	3,69	3,79	3,76	45,4

### ➤ Hora Pico Solar ( $HPS(h)$ )

Las horas pico solar ( $HPS$ ) están definidas en base a una irradiancia constante de  $1\text{KW/m}^2$ , a la cual está siempre medida la potencia de los paneles solares.

La radiación  $It$  dada en  $\text{KWh/m}^2$  por día, es igual al producto de la irradiancia constante de  $1\text{KW/m}^2$  por las horas pico solar ( $HPS(h)$ ).

Luego, despejando las  $HPS$  de la ecuación 2.3, se puede apreciar que los valores de la tabla 4.12 de radiación y los valores de las horas pico solar, son iguales, tal como se muestra en la tabla 4.13.

**Tabla 4.13. Valores de las horas pico solar ( $HPS(h)$ ).**

Mes/Parámetros	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total.
$HPS(h)$	4,24	4,29	3,70	3,55	3,61	3,69	3,54	3,63	3,89	3,69	3,79	3,76	45,4

Siendo el valor de la media anual de  $HPS$  igual a 3,792 h.

### b. Determinación del Promedio de Energía Eléctrica que se va a Consumir

Conociendo el tipo y número de equipos a los que se les van a cubrir las necesidades de energía, se hace un estudio y se recopilan los datos de las potencias consumidas por cada uno de los equipos eléctricos y se estiman, de acuerdo con los usuarios, los tiempos medios de utilización diarios, semanales, mensuales o anuales de cada uno de ellos.

En la tabla 4.14, se muestran los equipos eléctricos existentes junto con sus respectivas horas de uso y el consumo mensual de cada uno.

Es importante mencionar que esta estimación es solamente para el Área Administrativa de la empresa, más adelante se mostrará la estimación del consumo de las demás áreas y por supuesto, la estimación del consumo Total de la Empresa.

**Tabla 4.14. Consumo energético mensual estimado por cada equipo.**

Parámetros/Uso	Potencia c/equipo (W)	Horas de uso Diario (h)	KWh al mes de c/equipo
Luminarias	80	12	28,8
Computadoras	250	10	75
A/A	2300	10	690
Copiadoras	1000	0,5	15
Impresoras	35	0,5	0,525
Plotter	45	0,5	0,675
Fax	16	0,5	0,24
Extractor	35	0,5	0,525
Microondas	1000	1	30
Nevera	400	8	96
Cafetera Eléctrica	750	1	22,5
Filtro de Agua	50	1	1,5
Luminarias S.E	30	4	3,6

Donde “Luminarias S.E” son las luminarias del salón de esparcimiento.

En la tabla 4.15, se presenta el número total de equipos por oficina o espacio dentro de lo que es el Área Administrativa.

**Tabla 4.15. Número total de equipos eléctricos por oficina dentro del área administrativa.**

Uso/Oficinas y Espacios	Lum.	Comp.	A/A	Copi.	Impr.	Plotter.	Fax.	Ext.	Micr.	Nevera	C.E	F.A
Dep. Dis. Y Prod.	7	8	3	0	1	1	0	0	0	0	0	0
Coor. Log. Sum.	3	4	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
RRHH	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Dir. Finanzas.	4	5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
MARDUFRE	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coord. Dir. Gral.	5	3	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
C.R.I	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

S. Conf.	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cocina.	3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0
Pasillo.	3	0	0	2	0	0	0	0	0	0	1
S.E.	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T. Equipos.	41	24	8	4	1	1	2	1	1	1	1

En la tabla 4.16 se colocaron las abreviaciones respectivas de la tabla 4.15.

**Tabla 4.16. Abreviaciones de los equipos y oficinas.**

Lum.	Luminarias	Dep. Dis. Y Prod.	Departamento de Diseño y Producción
Comp.	Computadoras	Coor. Log. Sum.	Coordinación logística y Suministros
A/A	Aire Acondicionado	RRHH	Recursos Humanos
Copi.	Copiadora	Dir. Finanzas.	Dirección de Finanzas
Impr.	Impresora	MARDUFRE	
Ext.	Extractor	Coord. Dir. Gral.	Coordinación y Dirección General
Micr.	Microondas	C.R.I	Coordinación de Repuestos e Inventarios
C.E	Cafetera Eléctrica	S. Conf.	Sala de Conferencias
F.A	Filtro de Agua	S.E.	Salón de Esparcimiento

Multiplicando los valores del consumo (KWh al mes de c/equipo), de la tabla 4.14, por el número de equipos respectivos, existentes en cada oficina y/o espacio, de la tabla 4.15, se obtendrán los valores del consumo energético por oficina y total del área administrativa. Ver tabla 4.17.

**Tabla 4.17. Consumo energético teórico estimado, área administrativa.**

Uso/Oficinas y Espacios	Lum. KWh/mes	Comp. KWh/mes	A/A KWh/mes	Copi. KWh/mes	Impr. KWh/mes	Plotter KWh/mes	Fax KWh/mes	Ext. KWh/mes	Micr. KWh/mes	Nevera. KWh/mes	C.E. KWh/mes	F.A. KWh/mes	<i>C.T.</i> <i>Ofic.</i> KWh/mes	<i>C.T.</i> <i>Ofic.</i> KWh/día
Dep. Dis. y Prod.	201,6	600	2070	0	0,525	0,675	0	0	0	0	0	0	2872,8	95,76
Coor. Log. y Sum.	86,4	300	690	15	0	0	0,24	0	0	0	0	0	1091,64	36,388
RRHH	57,6	150	690	15	0	0	0	0	0	0	0	0	912,6	30,42
Dir. Finanzas.	115,2	375	0	0	0	0	0,24	0	0	0	0	0	490,44	16,348
MARDUFRE	57,6	75	690	0	0	0	0	0	0	0	0	0	822,6	27,42
Coord. Dir. Gral.	144	225	690	0	0	0	0	0,525	0	0	0	0	1059,525	35,3175
C.R.I	57,6	75	690	0	0	0	0	0	0	0	0	0	822,6	27,42
Sala de Conf.	115,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,2	3,84
Cocina.	86,4	0	0	0	0	0	0	0	30	96	22,5	0	234,9	7,83
Pasillo.	86,4	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	1,5	117,9	3,93
S.E.	21,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21,6	0,72
<i>C.T. Equipo KWh/mes</i>	<b>1029,6</b>	<b>1800</b>	<b>5520</b>	<b>60</b>	<b>0,525</b>	<b>0,675</b>	<b>0,48</b>	<b>0,525</b>	<b>30</b>	<b>96</b>	<b>22,5</b>	<b>1,5</b>	<b>8561,805</b>	
<i>C.T. Equipo KWh/día</i>	<b>34,32</b>	<b>60</b>	<b>184</b>	<b>2</b>	<b>0,0175</b>	<b>0,0225</b>	<b>0,016</b>	<b>0,0175</b>	<b>1</b>	<b>3,2</b>	<b>0,75</b>	<b>0,05</b>		<b>285,3935</b>

En la tabla anterior (4.17), se refleja tanto el promedio mensual como el promedio diario del consumo de energía de los equipos eléctricos total y por oficinas o espacios, del área administrativa.

### c. Determinación del Mes Peor

Para la elección del mes peor, que como ya se mencionó, es aquel donde la relación entre la energía demandada y la disponible es mayor, se hará a través de la tabla 4.12.

Resultando Julio como el mes más desfavorable, con una media mensual de radiación solar de:

$$It(i)(\text{del mes peor}) = 3,54 \text{ KWh/m}^2 \text{ por dia}$$

Con los datos correspondientes a este mes, se harán todos los cálculos posteriores, asegurando así, que para una radiación solar mayor a esta, se estará cubriendo por completo la demanda de los equipos eléctricos seleccionados.

#### ➤ Cálculo de la Corriente Necesaria en el Mes Peor ( $I_{mMAX}$ )

Esta es la corriente máxima que debe generar y entregar un campo de paneles solares al día para una instalación que trabaje a un cierto voltaje  $Vn$  y que reciba una radiación solar media diaria en un mes “m” y con una inclinación de los paneles igual a  $\theta n$ . (Unidad 15: Sistemas de energía solar fotovoltaica para equipos de telecomunicaciones. Dimensionado. [http://www.wilac.net/doc/tricalcar/materiales\\_abril2008/PDF\\_es/15\\_es\\_energia\\_solar\\_comunicaciones\\_dimensionado\\_v02.pdf](http://www.wilac.net/doc/tricalcar/materiales_abril2008/PDF_es/15_es_energia_solar_comunicaciones_dimensionado_v02.pdf)).

$Im$  se calcula por medio de la ecuación.

$$Im(A) = \frac{C.T(\text{Wh/día}) * 1 \text{ KW/m}^2}{It(i) (\text{KWh/m}^2 * \text{dia}) * Vn} \quad (4.1)$$

Donde:

- $Im$  esta expresada en Amper.
- $C.T$  es el consumo total demandado.
- $It(i)$  es el valor de la radiación solar sobre superficie inclinada en el mes peor.

- $V_n$  es el valor de la tensión nominal de la instalación.

A partir de este valor de  $I_m$ , se debe calcular la corriente real necesaria para hacer frente a los múltiples factores de pérdidas, tanto en el regulador como en las baterías y debido a que los paneles solares puedan no estar trabajando en el punto de máxima potencia.

Por tal causa, la energía que deben suministrar los paneles es.

$$I_{mMAX}(A) = 1.21 I_m \quad (4.2)$$

Al sustituir los valores respectivos en las ecuaciones 4.1 y 4.2, se obtiene que:

$$I_m = 1679,23 A$$

$$I_{mMAX} = 2031,87 A$$

Con el mes peor definido y con los valores calculados de  $I_{mMAX}$  y la  $It(i)$ (del mes peor) se prosigue con los cálculos restantes.

#### 4.2.2 Determinación del Tipo y Número de Paneles

Los paneles solares producen energía eléctrica durante todo el día equivalente solo a las horas pico solar operando a su máxima potencia, que es el principal parámetro que define a un módulo fotovoltaico y uno de los principales parámetros que se deben definir en el diseño.

##### a. Elección del Tipo de Panel Solar

Comercialmente existen paneles de diferentes potencias máximas, según sea la demanda de energía que se precise, y de diferentes calidades, según sean las células de silicio cristalino semiconductor.

En este caso se optó por elegir módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino, uno de los más eficientes, que corresponden al modelo *ISOFOTON ISF-230*.

En la tabla 4.18 se muestran los parámetros más importantes del panel seleccionado.

**Tabla 4.18. Especificaciones técnicas del modulo fotovoltaico ISF-230.**

MODULO ISOFOTON ISF-230			
Tipo de Célula		Silicio Monocristalino (156 x 156)mm	
Número de Células por Modulo		60 Células en Serie	
Tensión Máxima Permisible en el Sistema		1.000 V	
Dimensiones		1.667 x 994 x 45 mm	
Peso		19 Kg	
COMPORTAMIENTO BAJO CONDICIONES ESTANDAR DE PRUEBA		COMPORTAMINETO A 800W/m <sup>2</sup> , NOCT, AM 1,5	
Potencia Eléctrica Máxima ( <i>Pmáx</i> )	230	Potencia Eléctrica Máxima ( <i>Pmáx</i> )	165
Tensión en Circuito Abierto ( <i>Voc</i> )	37,0	Tensión en Circuito Abierto ( <i>Voc</i> )	33,5
Tensión en el Punto de Máxima Potencia ( <i>Vpmáx</i> )	29,7	Tensión en el Punto de Máxima Potencia ( <i>Vpmáx</i> )	26,9
Corriente de Cortocircuito ( <i>Isc</i> )	8,3	Corriente de Cortocircuito ( <i>Isc</i> )	6,64
Corriente en el Punto de Máxima Potencia ( <i>Ipmáx</i> )	7,75	Corriente en el Punto de Máxima Potencia ( <i>Ipmáx</i> )	6,20
Eficiencia (%)	13,9	Eficiencia (%)	---
Tolerancia de Potencia(% <i>Pmáx</i> )	± 3%	Tolerancia de Potencia(% <i>Pmáx</i> )	± 3%

### b. Cálculo del Número de Paneles Solares en Serie (*Nps*)

Para alcanzar el nivel de tensión deseado, los paneles solares se configuran en serie. El número de paneles en serie se calcula a través de la ecuación 4.3.

$$Nps = \frac{Vn}{V_{Pmáx}} \quad (4.3)$$

El número total de paneles en serie sería el número entero inmediato superior del cociente entre la tensión nominal del sistema y la tensión de máxima potencia del panel.

**c. Cálculo del Número de Paneles Solares en Paralelo ( $Npp$ )**

Al igual que la configuración en serie de paneles se utiliza para alcanzar niveles de tensión deseados, la configuración en paralelo se utiliza también para alcanzar niveles deseados, pero esta vez para alcanzar niveles de corriente necesaria para el funcionamiento óptimo de la instalación fotovoltaica. El número de paneles en paralelo se calcula a través de la ecuación 4.4.

$$Npp = \frac{I_{mMAX}}{I_{Pmáx}} \quad (4.4)$$

Siendo el número total de paneles en paralelo, el número entero inmediatamente superior al cociente entre la corriente máxima del mes peor y la corriente en el punto de máxima potencia del panel.

**d. Cálculo del Número Total de Paneles Solares ( $Ntp$ )**

No es más que el producto del número total de paneles en serie ( $Nps$ ) por el número total de paneles en paralelo ( $Npp$ ).

$$Ntp = Nps * Npp \quad (4.5)$$

De esta forma al acoplar los paneles con la configuración serie-paralelo, se obtienen los niveles necesarios tanto de tensión como de corriente en el sistema.

Al hacer uso de las ecuaciones 4.3, 4.4 y 4.5, el número de paneles para satisfacer o cubrir el consumo energético del área administrativa de la empresa es:

$$Nps = 2 \text{ Paneles}$$

$$Npp = 263 \text{ Paneles}$$

$$Ntp = 526 \text{ Paneles}$$

**e. Cálculo de la Distancia Mínima entre Paneles**

El arreglo de las diferentes filas de paneles solares tiene que ser tal, que en ningún instante se generen sombras entre ellos, de esta forma se evita el fenómeno de punto caliente,

que como se menciono en el Capítulo 3, se produce (además de otros factores como la suciedad en las células, etc.), porque las células fotovoltaicas que quedan bajo sombra elevan su temperatura y se comportan como una carga que disipa la energía generada por las demás células.

Hay que tener presente dos aspectos o condiciones importantes.

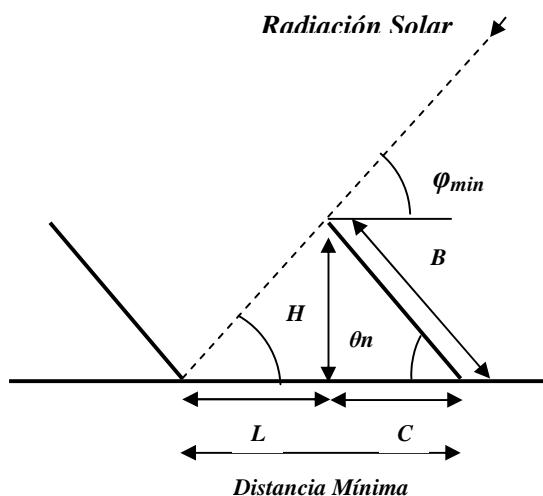
- Si la utilización es todo el año o invierno, donde el día más desfavorable será el 21 de Diciembre.

$$\varphi_{min} = (90^\circ - \lambda) - 23^\circ \quad (4.6)$$

- Si la utilización es en verano, donde el día más desfavorable será el 21 de Marzo o Septiembre.

$$\varphi_{min} = 90^\circ - \lambda \quad (4.7)$$

Donde  $\varphi_{min}$  es la altura solar mínima al medio día solar. A través de la figura 4.1 se determina la distancia mínima entre paneles. (Instalaciones Conectadas a la Red. [http://www.info-ab.uclm.es/labelec/Solar/Solar\\_Fotovoltaica/calculo\\_conectados3.htm](http://www.info-ab.uclm.es/labelec/Solar/Solar_Fotovoltaica/calculo_conectados3.htm)).



**Figura 4.1. Distancia mínima entre paneles.**

Analizando la figura 4.1 se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$C = B \cos\theta n \quad (4.8)$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{H}{L} = \frac{B \operatorname{sen}\theta n}{\operatorname{Dist. min} - B \cos\theta n} \quad (4.9)$$

Siendo la distancia mínima entre paneles igual a:

$$\operatorname{Dist. min} = B \cos\theta n + \frac{B \operatorname{sen}\theta n}{\operatorname{tg}\varphi_{min}} \quad (4.10)$$

Como se estableció una única inclinación y orientación de los paneles sin seguimiento solar, se tomara que la altura solar mínima ( $\varphi_{min}$ ) vendrá dada por la ecuación 4.6. Su valor es:

$$\varphi_{min} = 58,69^\circ$$

Tomando  $B$  como el ancho del panel, dado en la tabla 4.18 y cuyo valor es de 994 mm o 0,994 m, y  $\theta n$  igual al ángulo de inclinación del panel, fijado anteriormente.

$$B = 0,994 \text{ m}$$

$$\theta n = 15^\circ$$

Sustituyendo los valores en las ecuaciones 4.8, 4.9 y 4.10, se determina que la distancia mínima a la que deben estar separados los paneles solares es:

$$\operatorname{Dist. min} = 1,12 \text{ m}$$

#### f. Potencia Nominal de la Instalación y Energía Captada por el Campo de Paneles

En cuanto a la potencia nominal que es capaz de producir el campo de paneles solares, esta se puede calcular a través de la siguiente manera:

$$P_{N inst} = Ntp * P_{máx} \quad (4.11)$$

El producto del número total de paneles multiplicado por la potencia máxima de cada panel, el resultado es:

$$P_{N \text{ inst}} = 120,98 \text{ KWp}$$

La energía diaria que puede captar el campo de paneles no es más que la multiplicación de la potencia nominal de la instalación por las horas pico solar correspondiente al mes peor, tal como se muestra en la ecuación 4.12.

$$E_D = P_{N \text{ inst}} * HPS_{mes \text{ peor}} \quad (4.12)$$

Con  $HPS_{mes \text{ peor}}$  igual a 3,54 h, la ecuación 4.12 resulta:

$$E_D = 428,27 \text{ KWh/dia}$$

Siendo la energía captada por el campo de paneles (428,27 KWh/día) mayor al consumo demandado por el área administrativa (285,40 KWh/día, tabla 4.17).

De esta manera el campo esta asegurando que cubrirá la demanda, cargando al banco de baterías para que este pueda suministrar energía a los diferentes equipos eléctricos.

De la misma manera, la energía anual que captarían los paneles solares, se calcula multiplicando la radiación total diaria mensual sobre superficies inclinadas (obtenida en la tabla 4.12) por el número de días de cada mes.

**Tabla 4.19. Radiación total multiplicada por los días de cada mes.**

Meses/Parámetros	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
$IT(i)$ (KWh/m <sup>2</sup> .dia)	4,24	4,29	3,70	3,55	3,61	3,69	3,54	3,63	3,89	3,69	3,79	3,76
Días de c/mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
$IT(i)$ (KWh/m <sup>2</sup> año)	131,3	120,1	114,6	106,4	112,1	110,7	109,8	112,6	116,8	114,3	113,7	116,7

La sumatoria de los doce meses sería la radiación anual que verían los paneles solares, siendo igual a:

$$IT(i) = 1379,15 \text{ KWh/m}^2 \text{ año}$$

#### 4.2.3 Determinación de la Capacidad y Número de Acumuladores

La capacidad del banco de baterías y el respectivo número acoplado en serie y/o paralelo, se puede obtener fácilmente de la siguiente manera.

a. **Capacidad Necesaria ( $C_{Nec}$ )**

En primer lugar se calcula la capacidad de almacenamiento requerida por el sistema, capacidad necesaria ( $C_{Nec}$ ), la cual depende del consumo total demandado ( $C.T$ ) y del número de días de autonomía ( $N$ ) ya fijados.

$$C_{Nec}(Ah) = \frac{C.T}{Vn} * N \quad (4.13)$$

b. **Capacidad Nominal de las Baterías ( $C_{NOM}$ )**

Esta se calcula utilizando la profundidad máxima de descarga ( $PD_{máx}$ ) de las baterías, como se muestra en la ecuación 4.14.

$$C_{NOM}(Ah) = \frac{C_{NEC}}{PD_{máx}} \quad (4.14)$$

Para el área administrativa, las ecuaciones 4.13 y 4.14, arrojaron los siguientes valores:

$$C_{NEC} = 11891,40 Ah$$

$$C_{NOM} = 16987,71 Ah$$

A partir de la capacidad calculada se selecciona el tipo de baterías comercial más próxima a las necesidades requeridas.

En este caso el tipo de baterías seleccionado corresponde al modelo *ISOFOTON 2.AT.4505* (4505 Ah – C<sub>100</sub>).

Las especificaciones más importantes del modelo de batería escogido se muestran en la tabla 4.20.

**Tabla 4.20. Especificaciones técnicas de las baterías 2.AT.4505.**

BATERIA ABIERTA TUBULAR (OPzS) AT								
BATERIA ISOFOTON 2.AT.4505								
MODELO	Correspondencia DIN	Tensión (V)	Capacidad a 25°C (Ah)		Largo (mm)	Ancho (mm)	Alto (mm)	Peso con ácido (Kg)
			10h (1,8V)	100h (1,85V)				
2.AT.4505	24 OPzS 3000	2	3360	4505	576	212	813	239

**c. Cálculo del Número de Baterías en Serie ( $N_{bs}$ )**

Para conocer el número de baterías que precisa la instalación, para almacenar la energía generada por los paneles solares, se divide la tensión nominal de la instalación entre la tensión nominal de la batería previamente seleccionada.

$$N_{bs} = \frac{Vn}{Vn_{Bat}} \quad (4.15)$$

**d. Cálculo del Número de Baterías en Paralelo ( $N_{bp}$ )**

Basta con dividir la capacidad nominal de las baterías ( $C_{NOM}$ ) que requiere la instalación, entre la capacidad (Ah) de la batería seleccionada.

$$N_{bp} = \frac{C_{NOM}}{Ah} \quad (4.16)$$

**e. Cálculo del Número Total de Baterías ( $N_{tb}$ )**

Al igual que para el cálculo del número total de paneles solares, el número total de baterías no es más que el producto del numero de baterías en serie por el numero de baterías en paralelo.

$$(4.17)$$

$$N_{tb} = N_{bs} * N_{bp}$$

Al sustituir los respectivos valores en las ecuaciones 4.15, 4.16 y 4.17, el resultado es:

$$N_{bs} = 24 \text{ Baterías}$$

$$N_{bp} = 4 \text{ Baterías}$$

$$N_{tb} = 96 \text{ Baterías}$$

#### 4.2.4 Características del Regulador

Para calcular el regulador de carga necesario, simplemente se multiplicara la intensidad en el punto de máxima potencia del panel ( $I_{Pmáx}$ ) obtenida del catalogo y plasmada en la tabla 4.18, por el número necesario de paneles en paralelo ( $Npp$ ) calculado a través de la ecuación 4.4.

(4.18)

$$I_{máx\ Reg}(A) = 1,2 Npp * I_{Pmáx}$$

El valor de 1,2; es un factor de seguridad, para que el regulador que se seleccione pueda disipar una intensidad máxima ( $I_{máx\ Reg}$ ) un 20% mayor que la intensidad máxima que generan el arreglo de paneles solares. La máxima intensidad nominal a la que trabajara el regulador será:

$$I_{máx\ Reg} = 2446 A$$

El modelo de regulador que se seleccionara será el modelo *Steca Power Tarom 4140*. Las especificaciones técnicas más importantes se presentan en la tabla 4.21.

**Tabla 4.21. Especificaciones técnicas del regulador de carga *Power Tarom 4140*.**

REGULADOR DE CARGA STECA POWER TAROM 4140	
Tensión del Sistema ( $V_{Sist}$ )	48 V
Tensión de Entrada Máxima ( $V_{(in)\ máx}$ )	82 V
Corriente Máxima de Cortocircuito de Entrada del Modulo ( $I_{(in)\ máx\ sc}$ )	140 A
Corriente Máxima de Salida del Consumidor ( $I_{(out)\ máx}$ )	70 A

Como evidentemente el regulador escogido no puede soportar la corriente de entrada, la  $I_{máx\ Reg}$ , se deben colocar en paralelo varios reguladores para que la corriente que entre y que salga se reparta por igual entre ellos, pudiéndola soportar de esta manera.

El número total de reguladores será:

$$N_{Reg} = \frac{I_{máx\ Reg}}{I_{(in)máx\ sc}} \quad (4.19)$$

Con  $I_{(in)máx\ sc}$  dado de la tabla 4.21, de las especificaciones técnicas del regulador y sustituyendo  $I_{máx\ Reg}$ , respectivamente en la ecuación 4.19; se tiene:

$$N_{Reg} = 18 \text{ Reguladores}$$

Cada regulador actuaria sobre un número determinado de paneles solares, siendo este valor el dado por la ecuación 4.20.

$$\text{Número de Paneles por cada Regulador} = \frac{N_{pp}}{N_{Reg}} \quad (4.20)$$

Es decir:

$$\text{Número de Paneles por cada Regulador} = 15 \text{ Paneles en Paralelo}$$

Esto quiere decir que el sistema contará con 18 reguladores de carga trabajando en paralelo; 17 de los cuales, actuara cada uno, sobre un arreglo de 15 paralelos de 2 paneles en serie y, el ultimo regulador, estaría conectado a un arreglo de 8 paralelos de 2 paneles en serie.

#### 4.2.5 Características del Inversor

Por último se seleccionará el inversor necesario, para ello se debe estimar la potencia instantánea máxima ( $PI$ ) que la instalación va a demandar.

Es puntual señalar, que su rendimiento no es constante con la potencia, si no que, por ejemplo, si la potencia que está proporcionando es baja, el rendimiento del inversor también baja.

Para prevenir el cálculo en exceso del inversor, y el derivado costo adicional, hay que tener en cuenta, no la potencia que ha de entregar a todos sus equipos, sino la potencia que ha de entregar a los que pueden funcionar simultáneamente.

Luego, en consecuencia, se seleccionará un inversor que pueda hacer frente a ese valor.

Multiplicando y sumando respectivamente el número total de equipos (*T.Equipos*) mostrado en la tabla 4.15, última fila, por la columna de la potencia de cada equipo (*Potencia c/equipo(W)*), de la tabla 4.14, se obtiene el estimado de la potencia instantánea máxima.

La tabla 4.22 muestra lo dicho anteriormente.

**Tabla 4.22. Potencia instantánea máxima del área administrativa.**

	Lum.	Comp	A/A	Copi.	Impr.	Plotter	Fax	Ext.	Micr.	Nevera.	C.E.	F.A.	Lum. S.E.
T.Equipos.	35	24	8	4	1	1	2	1	1	1	1	1	6
Potencia c/equipo (W)	80	250	2300	1000	35	45	16	35	1000	400	750	50	30
												<i>Potencia Instantánea Máxima (PI) (W)</i>	33727

El inversor que se seleccionará corresponde a la serie de inversores para aplicaciones aisladas STECA Xtender XTH 8000-48, del tipo de inversores de onda sinusoidal.

La clase de potencia esta en un rango que va desde los 3.000 W hasta 72.000 W.

Las características más resaltantes se presentan en la tabla 4.23.

**Tabla 4.23. Especificaciones técnicas del inversor STECA Xtender.**

INVERSOR STECA Xtender 8000-48	
Tensión Nominal de la Batería	48 V
Rango de Tensión de Entrada	38 - 68 V
Potencia continua a 25°C	7000 VA
Potencia 30min a 25°C	8000 VA
Potencia 5s a 25°C	3xPnom
Tensión de Salida	230 Vac
Frecuencia de Salida	50/45-65 Hz +/- 0,005 % (controlada por cristal)
Eficiencia Máxima	96 %

Entre los accesorios incluidos en el inversor, destaca un cable de comunicación con conexión al sistema trifásico o a la conexión en paralelo, ya que entre otras características, este tipo de inversor se puede conectar en paralelo o para formar sistemas trifásicos.

En general la potencia del inversor vendrá dada por la ecuación 4.21.

$$P_{INV} = PI - 30\% \quad (4.21)$$

$$P_{INV} = 23,609 KW$$

Para hacer frente al resultado de la ecuación 4.21, se necesitarán un total de 3 inversores conectados en paralelo, de esta forma se obtendrán 24 KW a la salida del inversor.

#### 4.2.6 Dimensionamiento del Área de Producción, del Total de la Empresa y del Galpón G

A continuación se presenta en resumen, los resultados de los cálculos para el número de equipos que conforman el sistema fotovoltaico aislado para suplir de energía a las demás áreas de la empresa.

Cabe acotar que los datos generales, latitud del lugar, tensión nominal de la instalación, días de autonomía, así como también el estudio de la radiación solar, inclinación y orientación de los paneles, al igual que las características técnicas de los equipos seleccionados, paneles

solares, acumuladores, reguladores e inversores, son los mismos que se usaron para el dimensionamiento del área administrativa.

**a. Área de Producción**

- **Consumo Energético Teórico Estimado, Área de Producción:**

$$C.T = 1564,606 \text{ Kwh/dia}$$

$$C.T = 46938,195 \text{ KWh/mes}$$

- **Corriente Necesaria en el Mes Peor:**

$$I_{mMAX} = 11139,270 \text{ A}$$

- **Número de Paneles en Serie:**

$$Nps = 2 \text{ Paneles}$$

- **Número de Paneles en Paralelo:**

$$Npp = 1438 \text{ Paneles}$$

- **Número de Paneles Total:**

$$Ntp = 2876 \text{ Paneles}$$

- **Potencia Nominal de la Instalación:**

$$P_{Ninst} = 661,48 \text{ KWp}$$

- **Energía Diaria:**

$$E_D = 2341,64 \text{ KWh/dia}$$

- **Capacidad Nominal de las Baterías:**

$$C_{NOM} = 93131,34 \text{ Ah}$$

- **Número de Baterías en Serie:**

$$N_{bs} = 24 \text{ Baterías}$$

- **Número de Baterías en Paralelo:**

$$N_{bp} = 21 \text{ Baterías}$$

- **Número de Baterías Total:**

$$N_{tb} = 504 \text{ Baterías}$$

- **Corriente Máxima del Regulador:**

$$I_{\max Reg} = 13373,4 \text{ A}$$

- **Número Total de Reguladores:**

$$N_{Reg} = 96 \text{ Reguladores}$$

- **Número de Paneles por cada Regulador:**

*Número de Paneles por cada Regulador = 15 Paneles en Paralelo*

- **Potencia Instantánea Máxima:** esta estaría distribuida de la siguiente manera.

$$\text{Zona 1} = \text{Galpones}(A + B) = 70 \text{ KW}$$

$$\text{Zona 2} = \text{Galpones}(C + D) \text{ y Tormeria} = 60 \text{ KW}$$

$$\text{Zona 3} = \text{Galpones}(E + F) \text{ y resto de los espacios de la empresa} = 60 \text{ KW}$$

Para un estimado total en lo que es el Área de Producción igual a 190 KW.

**resto de los espacios de la empresa:** incluye todo lo que es almacenes, baños, mantenimiento, área de pintura, cooperativa, patios de almacenamiento, vigilancia.

- **Potencia del Inversor:**

$$P_{INV\_ZONA\_1} = 49 \text{ KW}$$

$$P_{INV\_ZONA\_2} = 42 \text{ KW}$$

$$P_{INV\_ZONA\_3} = 42 \text{ KW}$$

Se necesitarían 6 inversores por cada zona (2 inversores en paralelo por fase) para conformar el sistema trifásico, teniéndose un total de 18 inversores para el Área de Producción.

**b. Empresa Total (área administrativa mas área de producción)**

- **Consumo Energético Teórico Estimado, Empresa Total:**

$$C.T = 1850 \text{ Kwh/dia}$$

$$C.T = 55500 \text{ KWh/mes}$$

- **Corriente Necesaria en el Mes Peor:**

$$I_{mMAX} = 13171,14 \text{ A}$$

- **Número de Paneles en Serie:**

$$Nps = 2 \text{ Paneles}$$

- **Número de Paneles en Paralelo:**

$$Npp = 1700 \text{ Paneles}$$

- **Número de Paneles Total:**

$$Ntp = 3400 \text{ Paneles}$$

- **Potencia Nominal de la Instalación:**

$$P_{N\ inst} = 782 \text{ KWp}$$

- **Energía Diaria:**

$$E_D = 2768,28 \text{ KWh/dia}$$

- **Capacidad Nominal de las Baterías:**

$$C_{NOM} = 110119,05 \text{ Ah}$$

- **Número de Baterías en Serie:**

$$N_{bs} = 24 \text{ Baterías}$$

- **Número de Baterías en Paralelo:**

$$N_{bp} = 25 \text{ Baterías}$$

- **Número de Baterías Total:**

$$N_{tb} = 600 \text{ Baterías}$$

- **Corriente Máxima del Regulador:**

$$I_{\max Reg} = 15810 \text{ A}$$

- **Número Total de Reguladores:**

**www.bdigital.ula.ve**

- **Número de Paneles por cada Regulador:**

$$\text{Número de Paneles por cada Regulador} = 15 \text{ Paneles en Paralelo}$$

- **Potencia Instantánea Máxima:**

$$PI = 223,727 \text{ KW}$$

- **Potencia del Inversor:**

$$P_{INV} = 156,609 \text{ KW}$$

Se necesitarían 18 inversores para crear el sistema trifásico del Área de Producción y 3 inversores para el Área Administrativa para un total de 21 inversores.

- c. **Galpón G**

- **Consumo Energético Teórico Estimado, Galpón G:**

$$C.T = 200 \text{ Kwh/dia}$$

$$C.T = 6000 \text{ KWh/mes}$$

- **Corriente Necesaria en el Mes Peor:**

$$I_{mMAX} = 1423,90 \text{ A}$$

- **Número de Paneles en Serie:**

$$Nps = 2 \text{ Paneles}$$

- **Número de Paneles en Paralelo:**

$$Npp = 184 \text{ Paneles}$$

- **Número de Paneles Total:**

$$Ntp = 368 \text{ Paneles}$$

- **Potencia Nominal de la Instalación:**

$$P_{N inst} = 84,64 \text{ KWp}$$

- **Energía Diaria:**

$$E_D = 299,63 \text{ KWh/dia}$$

- **Capacidad Nominal de las Baterías:**

$$C_{NOM} = 11904,76 \text{ Ah}$$

- **Número de Baterías en Serie:**

$$N_{bs} = 24 \text{ Baterías}$$

- **Número de Baterías en Paralelo:**

$$N_{bp} = 3 \text{ Baterías}$$

- **Número de Baterías Total:**

$$N_{tb} = 72 \text{ Baterías}$$

- **Corriente Máxima del Regulador:**

$$I_{\max Reg} = 1711,2 \text{ A}$$

- **Número Total de Reguladores:**

$$N_{Reg} = 13 \text{ Reguladores}$$

- **Número de Paneles por cada Regulador:**

*Numero de Paneles por cada Regulador = 15 Paneles en Paralelo*

- **Potencia Instantánea Máxima:**

$$PI = 30 \text{ KW}$$

- **Potencia del Inversor:**

$$P_{INV} = 21 \text{ KW}$$

Se necesitarían 3 inversores en conexión paralelo.

## 4.3 MANTENIMIENTO DEL SFVA

Las instalaciones fotovoltaicas requieren un mantenimiento mínimo y sencillo, sin embargo, una instalación que no tenga el mantenimiento adecuado fácilmente tendrá problemas a mediano, o incluso, corto plazo. Hay tareas de mantenimiento que de no cumplirse simplemente reducirían el rendimiento de la instalación, pero el olvido de otras podrían provocar el deterioro de algunos de los elementos o el acortamiento de su vida útil.

- **Paneles:**

Se recomienda hacer una inspección general 1 ó 2 veces al año; asegurarse de que las conexiones entre paneles y al regulador están bien ajustadas y libres de corrosión.

Generalmente, la lluvia elimina la necesidad de limpieza de los paneles; pero de ser necesario, simplemente utilizar agua y algún detergente no abrasivo.

No tratar de limpiar suciedades en la cubierta frontal del panel solar con objetos cortantes o punzantes que puedan averiarlo.

Verificar que la estructura de soporte esté en buenas condiciones; en caso de que no se encuentre protegida contra la intemperie (no sea de aluminio, acero inoxidable o galvanizado), dar tratamiento con pintura antióxido.

Podar, cuando sea necesario, los árboles y no colocar objetos cercanos que puedan generar sombra en el panel solar fotovoltaico.

- **Regulador:**

Mantener el regulador de carga colocado en posición correcta, lugar limpio, seco y protegido de los rayos solares.

Asegurarse del buen estado y funcionamiento del regulador; comprobar que las conexiones y el cableado del equipo estén bien.

Observar los valores instantáneos del voltímetro y amperímetro, ya que dan un índice del comportamiento de la instalación.

- **Acumulador:**

La batería es el elemento de la instalación que requiere una mayor atención; de su uso correcto y buen mantenimiento dependerá en gran medida su duración, además es el elemento del sistemas fotovoltaicos que representa mayor peligro para cualquier persona que necesite manipularla, así sea para mantenimiento básico, tanto por sus características eléctricas como por las químicas. Por esta razón, antes de mencionar como se realiza su mantenimiento, es conveniente exponer los riesgos que pueden ocurrir, así como algunas recomendaciones y consideraciones que se deben tener en cuenta para prevenir algún accidente.

**Riesgos del Electrólito:** el electrólito utilizado en las baterías de plomo-ácido es ácido diluido, el cual puede causar irritación e incluso quemaduras si se tiene contacto con la piel y los ojos. A continuación se indican algunos procedimientos para evitar daños personales o disminuir sus efectos:

Si por alguna razón el electrólito hace contacto con los ojos, estos se deben enjuagar inmediatamente con abundante agua manteniéndolos abiertos durante un minuto. Si el contacto es con la piel, se tiene que lavar inmediatamente con abundante agua la zona afectada. Luego, en ambos casos, solicite rápidamente atención médica.

**Riesgos Eléctricos:** la batería puede presentar también riesgos de cortocircuitos. Se recomienda al manipularlas observar las siguientes recomendaciones:

Quitarse relojes, anillos, cadenas u otros objetos metálicos que pudieran entrar en contacto accidentalmente con los bornes de la batería. Siempre que se necesite, usar herramientas con mangos aislados eléctricamente.

**Riesgos de Incendio:** las baterías presentan riesgos de explosión y por consiguiente de incendio, debido a que generan gas hidrógeno. Se recomienda lo siguiente:

Para evitar la acumulación de gases explosivos, las baterías deben estar ubicadas en un lugar con buena ventilación. No se debe fumar en el área donde están ubicadas ni prender chispas para observar el nivel del electrólito. Hay que mantener el área de las baterías fuera del alcance de llamas, chispas y cualquier otra fuente que pueda provocar incendio.

#### **Mantenimiento Básico:**

Asegurarse que la ubicación de las baterías esté bien ventilada y que estas se encuentren protegidas de los rayos solares.

Comprobar el nivel del electrolito, cada 6 meses aproximadamente, debe mantenerse dentro del margen comprendido entre las marcas de "Máximo" y "Mínimo"; si no existen estas marcas, el nivel correcto del electrolito es de 20 mm por encima del protector de separadores.

Si se observa un nivel inferior en alguno de los elementos, se deben llenar con agua destilada o desmineralizada; no debe llenarse nunca con ácido sulfúrico.

Debe comprobarse el estado de los terminales de la batería; limpiarlos de posibles depósitos de sulfato y cubrir con vaselina neutra todas las conexiones.

Medir la densidad del electrolito (si se dispone de un densímetro); con el acumulador totalmente cargado, debe ser de  $1,240 \pm 0,01$  a 20 grados Celsius. Las densidades deben ser similares en todos los vasos, ya que diferencias importantes en un elemento es señal de posible avería.

- **Inversor:**

Verificar que el área de ubicación del inversor se mantenga limpia, seca y bien ventilada, que este protegido de los rayos solares y que no se produzcan ruidos extraños dentro de él.

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

## CAPÍTULO V

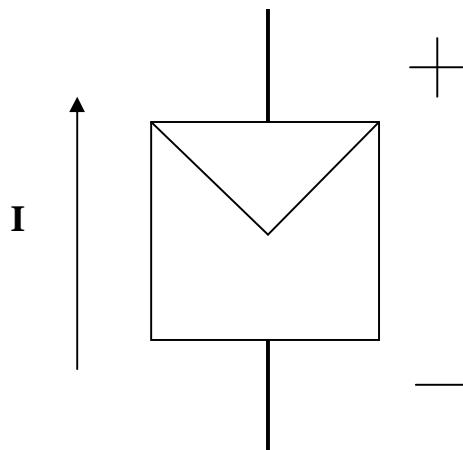
### CÁLCULO INDIRECTO DE LAS CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Partiendo de los datos dados por el fabricante de paneles solares, es posible determinar los parámetros eléctricos más importantes, tales como  $P_{MAX}$ ,  $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$  y  $R_S$ , para una de las células que componen dicho panel; en condiciones estándar de medida.

Se hace necesario entonces, mencionar brevemente las características más importantes de una célula fotovoltaica.

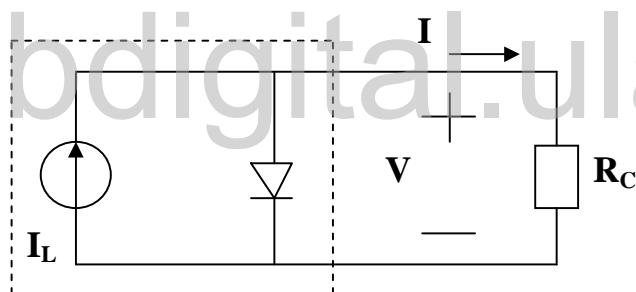
#### 5.1 SÍMBOLO

Una célula solar se podría considerar como un diodo, generalmente de silicio, diseñada para maximizar la absorción de fotones y minimizar la reflexión.



**Figura 5.1. Símbolo de un panel o modulo solar.**

Su circuito equivalente ideal se puede modelar como una fuente de corriente en paralelo con un diodo, como se muestra en la figura 5.2.



**Figura 5.2. Modelo ideal de una célula solar.**

Siendo  $R_C$ , la resistencia de carga conectada para el modelo.

## 5.2 EFICIENCIA ( $\eta$ )

De la luz solar que incide y es absorbida por una célula, solamente un porcentaje es convertido en energía eléctrica. Este porcentaje de potencia convertido, se conoce como factor de eficiencia de conversión de energía solar de una célula ( $\eta$ ).

$$\eta = \frac{P_{máx}}{I * A_c} \quad (5.1)$$

Donde:

- $P_{máx}$ : es el máximo valor de potencia que puede entregar la célula a una determinada irradiación.
- $I$ : es la irradiación indicada en  $W/m^2$ .
- $A_C$ : es la superficie de la célula en  $m^2$ .

### 5.3 FACTOR DE FORMA (FF)

Es una medida de la calidad de la unión y de la resistencia serie de la célula fotovoltaica. Mientras más cercano a 1 es el valor, de mayor calidad es la célula. Se calcula a través de la siguiente ecuación.

$$FF = \frac{V_{pmáx} * I_{pmáx}}{V_{OC} * I_{SC}} \quad (5.2)$$

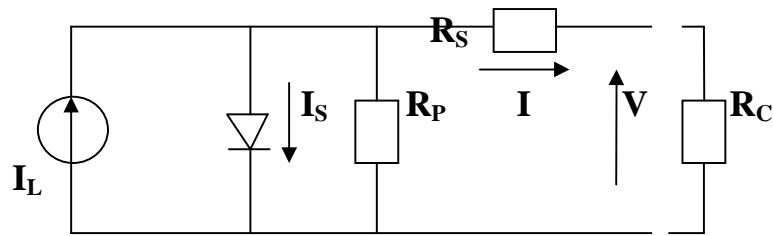
Donde:

- $V_{pmáx}$ : es la tensión a la máxima potencia.
- $I_{pmáx}$ : es la corriente a la máxima potencia.
- $V_{OC}$ : es la tensión de circuito abierto.
- $I_{SC}$ : es la corriente de corto circuito.

### 5.4 CIRCUITO EQUIVALENTE

Cuando una célula fotovoltaica funciona como generador de corriente, su comportamiento puede definirse como la diferencia entre la corriente fotogenerada ( $I_L$ ) a causa de la generación de portadores en la iluminación (corriente fotovoltaica) y la corriente del diodo ( $I_S$ ) que se debe a la corriente de saturación.

Ver figura 5.3.



**Figura 5.3. Modelo real de una célula solar.**

La ecuación característica queda expresada de la siguiente forma.

$$I = I_L - I_S \left[ e^{\frac{V+I \cdot R_S}{mV_T}} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_S}{R_P} \quad (5.3)$$

Donde:

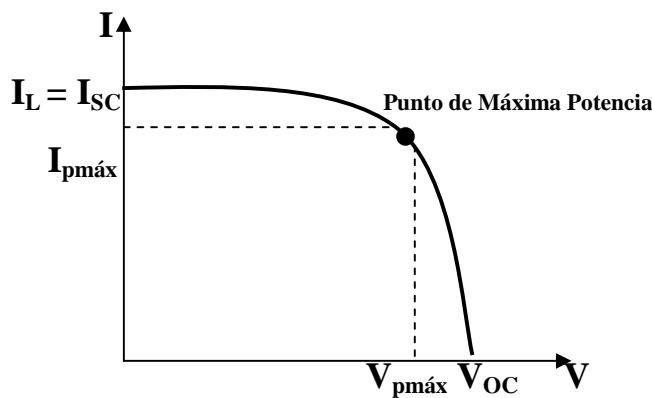
- $I_L$ : es la corriente fotogenerada.
- $I_S$ : es la corriente de saturación del diodo.
- $R_S$ : es la resistencia serie, debida a la resistencia del volumen del material, a las interconexiones y a la resistencia entre los contactos metálicos y el semiconductor.
- $m$ : es el factor de idealidad del diodo.
- $R_P$ : es la resistencia en paralelo, debida a la no idealidad de la unión P-N y a las impurezas cerca de la unión.
- $V_T$ : es  $k \cdot T_c / e$ . Siendo  $k$ , la constante de Boltzman ( $1,38 \times 10^{-23}$  J/K);  $T_c$ , la temperatura de la célula en Kelvin (K) y  $e$ , la carga del electrón ( $1,6 \times 10^{-19}$  C). Para el silicio a  $25^\circ\text{C}$   $V_T$  es igual a  $25,7$  mV.

En las células de alta calidad, el factor de forma es elevado y la eficiencia es grande, debido a esto, la resistencia en paralelo es muy grande en comparación con el numerador de la ecuación y la ecuación 5.3 quedaría simplificada de la siguiente forma.

$$I = I_L - I_S \left[ e^{\frac{V+I \cdot R_S}{mV_T}} - 1 \right] \quad (5.4)$$

## 5.5 CURVA CARACTERÍSTICA I-V

De igual forma, la curva I-V suele representarse mediante la ecuación 5.4. Dicha ecuación describe adecuadamente la característica I-V de la mayoría de las células fotovoltaicas, quedando como se muestra en la figura 5.4.



**Figura 5.4. Curva I-V de la célula solar.**

Si la resistencia de carga ( $R_C$ ) vale cero ( $R_C = 0$ ), se generara una corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ), entonces  $V$  sería igual a cero y la corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ) sería igual a la corriente fotogenerada ( $I_L$ ).

$$I_{SC} = I_L \quad (5.5)$$

Por otra parte, si la resistencia de carga ( $R_C$ ), es igual a infinito ( $R_C = \infty$ ), se generara una tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ), entonces  $I$  sería igual a cero y la tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ) sería igual a:

$$V_{OC} = m * V_T * \ln \left( 1 + \frac{I_L}{I_S} \right) \quad (5.6)$$

También se puede observar en la figura anterior que para un valor de corriente  $I_{pmáx}$  y un valor de tensión  $V_{pmáx}$ , la potencia que se entrega a la carga sería máxima,  $P_{máx}$ . Por lo que para obtener el mayor rendimiento, se procura hacer trabajar la célula fotovoltaica siempre en el punto de máxima potencia. (Margeris del V. Jiménez S, 2008, pp. 20-27).

## 5.6 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN CEM

Como se menciono al inicio del capítulo, las características eléctricas de una célula solar, se pueden obtener a través de los datos del panel solar suministrados por el fabricante.

A partir de los datos de la tabla 4.18, de las características del modulo *ISOFOTON ISF-230*, se calcularan para una de sus células, los parámetros más importantes.

### 5.6.1 Cálculo de la Corriente de Cortocircuito de la Célula ( $I_{SC\_C}$ ) en CEM

La corriente de cortocircuito de un módulo fotovoltaico queda definido por medio de la ecuación 5.7.

$$I_{SC\_M,STC} = N_{CP} * I_{SC\_C,STC} \quad (5.7)$$

Por lo que la corriente de cortocircuito de una de las células que componen al modulo seria:

$$I_{SC\_C,STC} = \frac{I_{SC\_M,STC}}{N_{CP}} \quad (5.8)$$

Donde  $N_{CP}$ , es el número de células solares en paralelo que posee el modulo fotovoltaico. Sustituyendo los valores respectivos, aportados por la tabla 4.18, en la ecuación 5.8, se tiene que:

$$I_{SC\_C,STC} = 8,3 \text{ A}$$

### 5.6.2 Cálculo de la Tensión de Circuito Abierto de la Célula ( $V_{OC\_C}$ ) en CEM

La tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico queda definida por medio de la ecuación 5.9.

$$V_{OC\_M,STC} = N_{CS} * V_{OC\_C,STC} \quad (5.9)$$

Manipulando la ecuación anterior se obtiene la tensión de circuito abierto de una de las células que componen al panel solar.

$$V_{OC\_C,STC} = \frac{V_{OC\_M,STC}}{N_{CS}} \quad (5.10)$$

Donde  $N_{CS}$ , es el número de células solares en serie que posee el modulo fotovoltaico.

De igual manera, al sustituir respectivamente los valores de tensión de circuito abierto y número de células en serie dados en la tabla 4.18, en la ecuación 5.10, se obtiene la tensión de circuito abierto para una de las células del panel.

$$V_{OC\_C,STC} = 0,6166 \text{ V}$$

### 5.6.3 Cálculo del Punto de Máxima Potencia de la Célula ( $P_{máx\_C}$ ) en CEM

Para conocer el punto de máxima potencia de una de las células, es necesario conocer el valor de la corriente y la tensión en dicho punto.

#### a. Cálculo de la Corriente y Tensión en el Punto de Máxima Potencia de la Célula

Para este cálculo se hará nuevamente uso de los datos dados por el fabricante del panel fotovoltaico.

Las ecuaciones son las siguientes:

$$I_{pmáx\_C,STC} = \frac{I_{pmáx\_M,STC}}{N_{CP}} \quad (5.11)$$

$$V_{pmáx\_C,STC} = \frac{V_{pmáx\_M,STC}}{N_{CS}} \quad (5.12)$$

Sustituyendo y evaluando se tiene que la corriente y la tensión en el punto de máxima potencia son:

$$I_{pmáx\_C,STC} = 7,75 \text{ A}$$

$$V_{pmáx\_C,STC} = 0,495 \text{ V}$$

Finalmente el valor de  $P_{máx\_C}$ , en condiciones estándar de medida es:

$$P_{máx\_C,STC} = I_{pmáx\_C,STC} * V_{pmáx\_C,STC} \quad (5.13)$$

$$P_{máx\_C,STC} = 3,8363 \text{ W}$$

#### 5.6.4 Cálculo de la Resistencia Serie de la Célula ( $R_S$ ) y de la Eficiencia ( $\eta_C$ ) en CEM

En relación al modulo fotovoltaico en estudio, el valor de  $R_S$  para una de sus células se haya por medio de la siguiente ecuación.

$$R_S = \left[ 1 - \frac{FF}{FFo} \right] * \frac{V_{OC\_C,STC}}{I_{SC\_C,STC}} \quad (5.14)$$

Con  $FFo$  igual a:

$$FFo = \frac{\frac{V_{OC\_C,STC}}{V_T} - \ln\left(\frac{V_{OC\_C,STC}}{V_T} + 0,72\right)}{\frac{V_{OC\_C,STC}}{V_T} + 1} \quad (5.15)$$

Recordando que  $V_T$  es igual a 25,7 mV y sustituyendo el valor obtenido de la tensión de circuito abierto de la célula, se tiene que:

$$FFo = 0,8317$$

De igual forma, haciendo uso de la ecuación 5.2 se tiene que el factor de forma es:

$$FF = 0,7495$$

Finalmente al resolver la ecuación 5.14, la resistencia serie de la célula solar es:

$$R_S = 7,34 \text{ } m\Omega$$

La eficiencia de la célula solar se calcula empleando la ecuación 5.1. Quedando que:

$$\eta = 24,5913 \text{ \%}$$

(Margeris del V. Jiménez S, 2008, pp. 74-75).

#### 5.7 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN CUALQUIER CONDICIÓN

Es posible también, calcular los parámetros eléctricos más importantes de la célula solar, bajo cualquier condición de radiación ( $I$  ( $W/m^2$ )) y temperatura de la célula ( $T_C$ ). A

continuación se presentaran una serie de ecuaciones para obtener estos parámetros teóricamente.

- Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se utilizara la ecuación 5.16.

$$I_{SC\_C} = \frac{I (W/m^2)}{1000 W/m^2} * I_{SC\_C,STC} \quad (5.16)$$

- Para el cálculo de la tensión de circuito abierto se utilizara la ecuación 5.17.

$$V_{OC\_C} = V_{OC\_C,STC} - 0,0023(T_C - 25) \quad (5.17)$$

- Para la potencia en el punto de máxima potencia se hará uso de la ecuación 5.18.

$$P_{máx\_C} = P_{máx\_C,STC} * I (KW/m^2) * [1 - \beta(T_C - 25)] \quad (5.18)$$

Con  $\beta = 0,0035$  para el silicio. (Margeris del V. Jiménez S, 2008, pp. 75-76).

- Para la eficiencia se trabajara con la ecuación 5.1.

**Tabla 5.1. Parámetros eléctricos de la célula solar para diferentes valores de  $I (W/m^2)$ , manteniendo  $T_C$  constante.**

$I (W/m^2)$	$T_C (^{\circ}C)$	$I_{SC\_C} (A)$	$V_{OC\_C} (V)$	$P_{máx\_C} (W)$	$\eta (%)$
1000	25	8,3	0,6166	3,8363	24,5913
800	25	6,64	0,6166	3,0690	24,5913
600	25	4,98	0,6166	2,3018	24,5913
400	25	3,32	0,6166	1,5345	24,5913

**Tabla 5.2. Parámetros eléctricos de la célula solar para diferentes valores de  $T_C$ , manteniendo  $I (W/m^2)$  constante.**

$I (W/m^2)$	$T_C (^{\circ}C)$	$I_{SC\_C} (A)$	$V_{OC\_C} (V)$	$P_{máx\_C} (W)$	$\eta (%)$
1000	15	8,3	0,6397	3,9705	25,4520
1000	25	8,3	0,6166	3,8363	24,5913
1000	35	8,3	0,5937	3,7020	23,7300

1000	45	8,3	0,5707	3,5677	22,8699
1000	55	8,3	0,5477	3,4334	22,0100

En las tablas 5.1 y 5.2 se representan los valores calculados mediante las ecuaciones 5.16, 5.17, 5.18 y 5.1, para obtener los parámetros eléctricos de la célula en cualquier condición de radiación y temperatura de la célula.

Tal como se ve en la tabla 5.1, la corriente generada por un modulo o célula solar, es proporcional a la cantidad de radiación solar que incide sobre ella, mientras que lo reflejado en la tabla 5.2 muestra, que la tensión varia con la temperatura de las células.

Al comparar estos resultados con las curvas I-V del modulo fotovoltaico, quedan demostradas las formas de estas curvas. Si se compara los valores de la tabla 5.1 con la figura 5.5, se aprecia la similitud que existe, ya que como muestra la figura 5.5, la corriente varía proporcionalmente ante variaciones de radiación manteniendo la temperatura de la célula constante, tal como se indicó anteriormente, la tensión tiende a mantenerse constante. De igual manera sucede al comparar los valores de la tabla 5.2 con la figura 5.6. En la figura 5.6 se aprecia esta vez la variación de tensión ante variaciones de la temperatura de la célula manteniendo una radiación constante, en este caso la corriente es la que tiende a mantenerse constante.

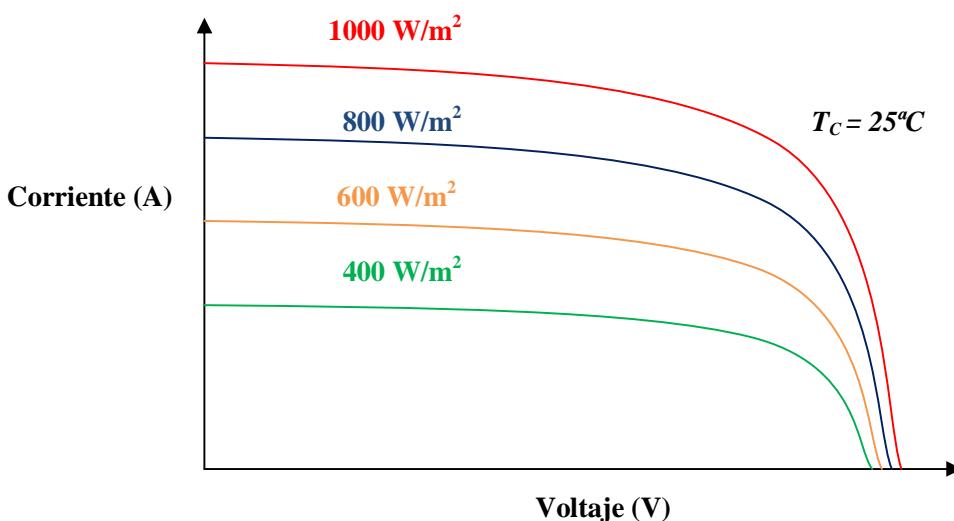
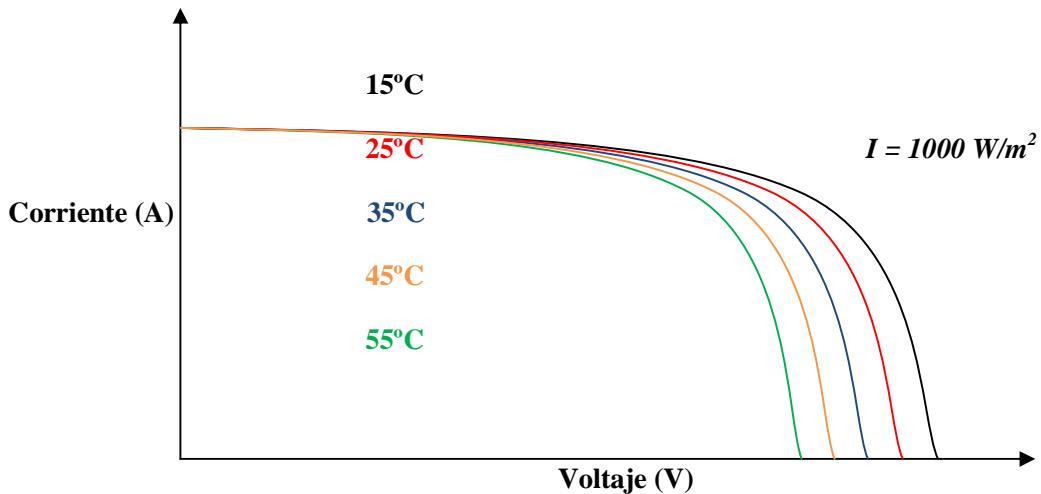


Figura 5.5. Variación de la curva I-V en función de la irradiancia solar incidente a  $T_c$  constante.



**Figura 5.6. Variación de la curva I-V en función de la temperatura de la célula a radiación incidente a constante.**

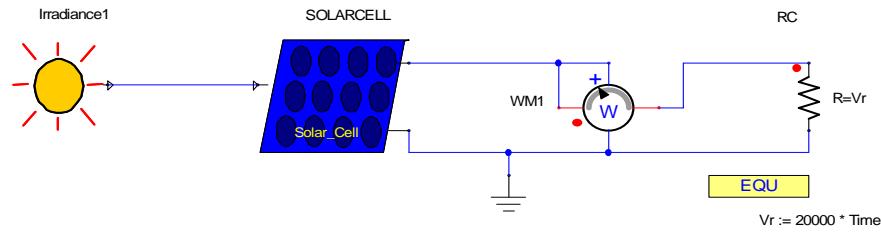
## 5.8 SIMULACION DE LA CELULA SOLAR

Las condiciones de trabajo reales de los módulos o células solares una vez instalados pueden ser muy diferentes a las del laboratorio, por lo que conviene conocer las variaciones que pueden producirse, a fin de efectuar las pertinentes correcciones en los cálculos.

Por este motivo es que las curvas I-V son de gran importancia a la hora de trabajar con módulos o células solares.

Ahora bien, se hará una simulación de la célula solar para conocer su comportamiento y compararlo con los valores obtenidos teóricamente, a través del programa *SIMPLORER 8*, programa para simulación de circuitos electrónicos. Aquí se tratará de reproducir la curva I-V dependiente de la radiación solar incidente a temperatura constante.

Es importante resaltar que la célula a simular no es específicamente una de las células del modulo *ISOFOTON ISF-230*, ya que no se poseían los valores de todos los coeficientes y parámetros que demanda el programa para su simulación. Cosa que no es del todo relevante ya que lo que se está buscando es reproducir la curva I-V, curva que obedece a la misma forma en prácticamente todas las células y paneles solares.



**Figura 5.7. Diagrama eléctrico del sistema de la célula solar, excitada con una fuente de irradiancia.**

Para realizar la simulación, se utilizaron las condiciones estándar de medida, es decir, una irradiación de  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de la célula de  $25^\circ\text{C}$  y espectro de 1,5 M.A.

Además, como se observa en la tabla 5.3, en los parámetros que arroja el programa de la célula solar, se utilizó para la simulación el valor de la resistencia  $R_s$  obtenido teóricamente con la ecuación 5.14, temperatura ambiente de  $20^\circ\text{C}$  y coeficiente  $K_1$  igual a 0,0083.

Los demás parámetros ahí encontrados no se alteraron ya que eran los que traía por defecto la célula como componente del programa.

El valor de la resistencia  $RC$  o resistencia de carga se fue variando desde 0 hasta  $1 \text{ M}\Omega$  para de esta manera obtener la curva característica I-V.

**Tabla 5.3. Parámetros eléctricos de la célula solar.**

Name	Description	Data Type	Default Value [Unit]
Isat_0	Diode saturation current (@TEMP_CELL_0)	real	1e-012 [A]
A	Diode Shape factor	real	1
TEMP_CELL_0	Cell Temperature	real	25 [ $^\circ\text{C}$ ]
Rs	Series Resistance	real	0.00734 [Ohm]
TEMP_AMB	Ambient Temperature	real	20 [ $^\circ\text{C}$ ]

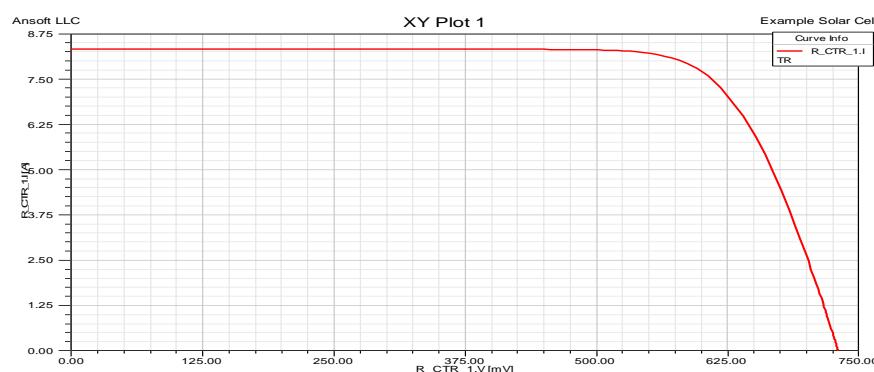
R <sub>p</sub>	Parallel Resistance	real	10000 [Ohm]
K1	Irradiation to Short-circuit current coefficient	real	0,0083 [A/(W/m <sup>2</sup> )]
J <sub>o</sub>	Temperature coefficient	real	0.001 [A/K]
K2	Thermal constant	real	0.03 [K*m <sup>2</sup> /W]
I	Irradiance	real	1000 [W/m <sup>2</sup> ]

**Tabla 5.4. Parámetros del sistema**

Component	Parameter	Value [unit]
Solar Cell	I	Irradiance1.VAL
	TEMP_AMB	20 [cel]
	R <sub>s</sub>	0.00734 [Ohm]
	K2	0.03 [Km <sup>2</sup> /W]
	J <sub>o</sub>	0.001 [A/K]
Resistor R1	R	VAR 10000 [Ohm]
Irradiance IRRADIANCE1	Irradiance	1000

La tabla anterior, tabla 5.4, muestra en general los parámetros del sistema simulado, la fuente de irradiancia, la célula y la resistencia de carga.

Finalmente, en la figura 5.8 queda representada la curva característica I-V simulada bajo las condiciones estándar de medida CEM.

**Figura 5.8. Curva I-V simulada.**

Comparando la figura 5.8 con la figura 5.5 y la figura 5.6; se observa con claridad la misma forma de la curva, y al ver los valores de corriente de cortocircuito (8,3 A) y tensión de circuito abierto (0,700 V) de la figura 5.8 para condiciones estándar de medida, se constata los valores calculados teóricamente representados en la tabla 5.1 y en la tabla 5.2.

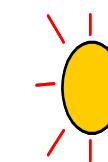
## 5.9 SIMULACION DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

A continuación se hará una simulación sencilla en una escala mucho menor, del sistema fotovoltaico aislado, con el fin de ilustrar las diferentes etapas del sistema como son generación de energía por medio de los paneles, almacenamiento de energía a través de las baterías y la etapa del inversor para transformar la energía continua en energía alterna.

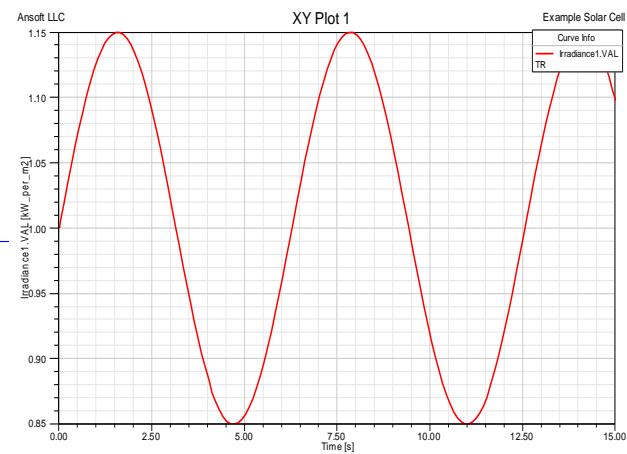
En la figura 5.9 se representa el sistema fotovoltaico aislado.



]  
fuente d



Irradiance2

**Figura 5.10. Símbolo de la fuente.****Figura 5.11. Valor de irradiancia.**

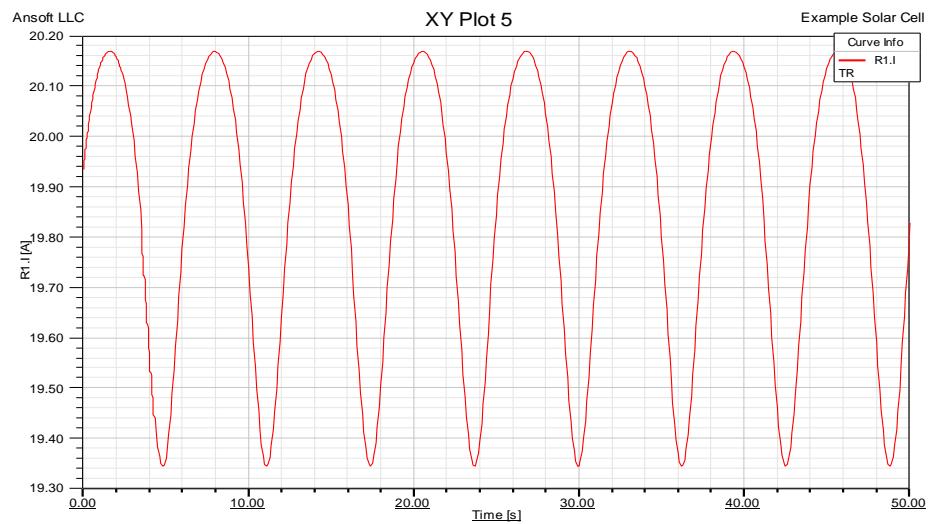
La figura 5.11 representa el valor de la radiación variable en el tiempo.

En la figura 5.12 se observa la composición serie-paralelo del arreglo fotovoltaico.



La conexión  
sería un solo  
paralelo de 2

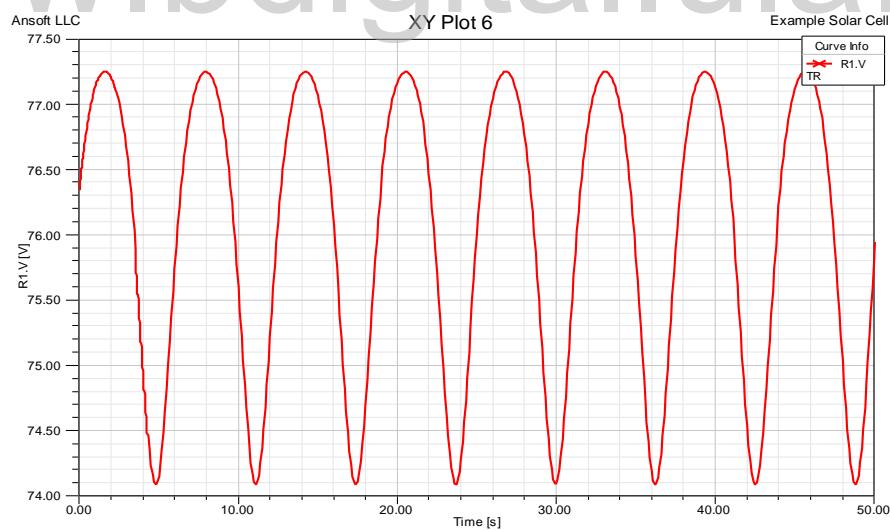
A la serie  
estar oscilando



**Figura 5.13. Corriente a la salida de los paneles.**

La tensión en continua estaría entre el rango de 74,10 V y 77,25 V.

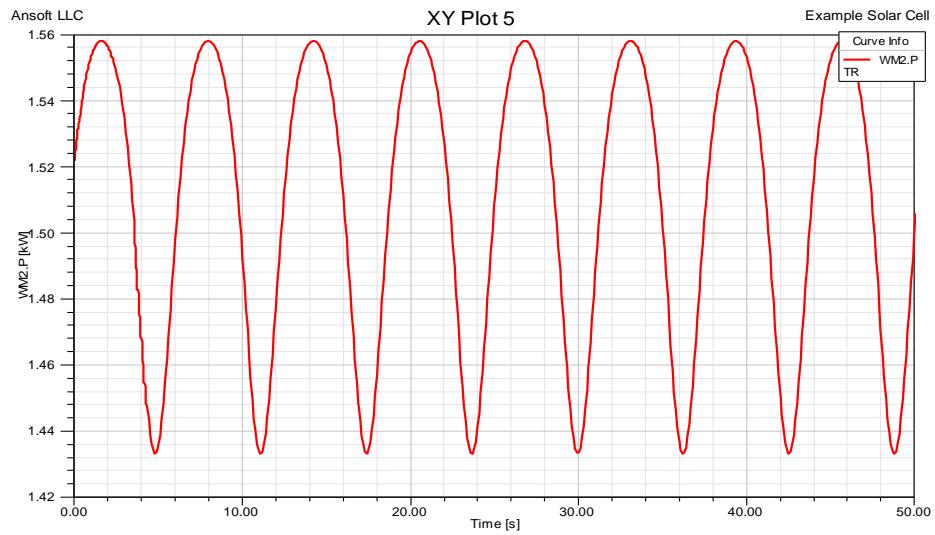
Como muestra la figura 5.14.



**Figura 5.14. Tensión a la salida de los paneles.**

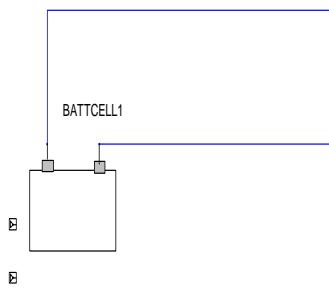
El arreglo estaría entregando una potencia alrededor de 1,432 KW y 1,558 KW.

Ver figura 5.15.

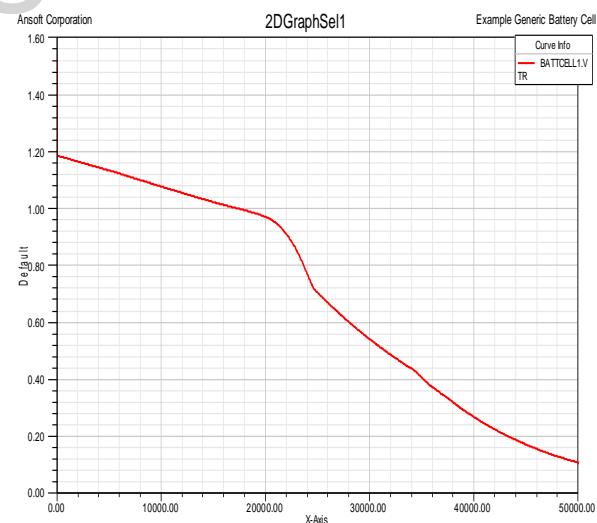


**Figura 5.15. Potencia a la salida de los paneles.**

Para la etapa de almacenamiento de energía, en la figuras 5.16 se muestra el símbolo de la batería y en la figura 5.17 se observa la curva de descarga de una batería fotovoltaica a medida que la carga conectada va consumiendo energía.

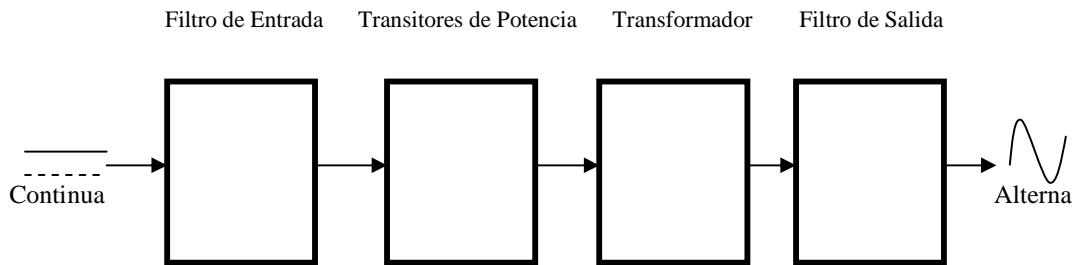


**Figura 5.16. Símbolo de una batería.**



**Figura 5.17. Descarga de una batería.**

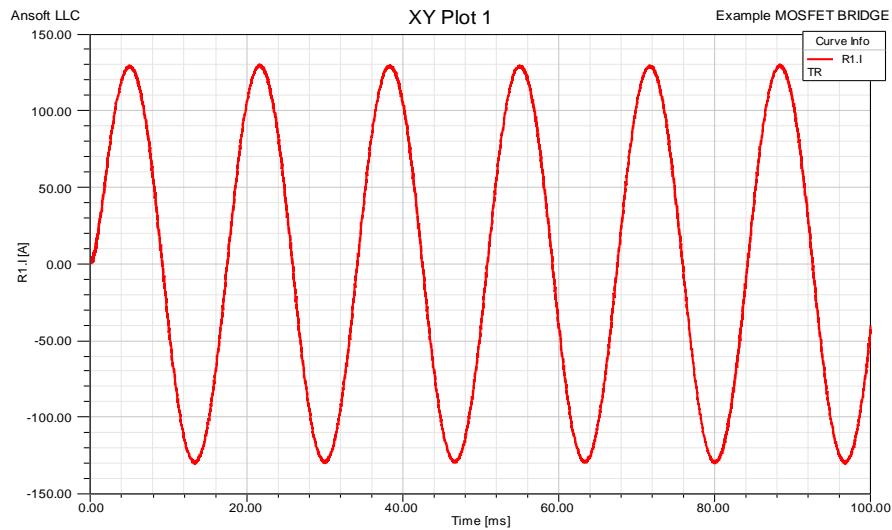
Finalmente, la figura 5.18 muestra un diagrama de bloques para representar el inversor DC/AC.



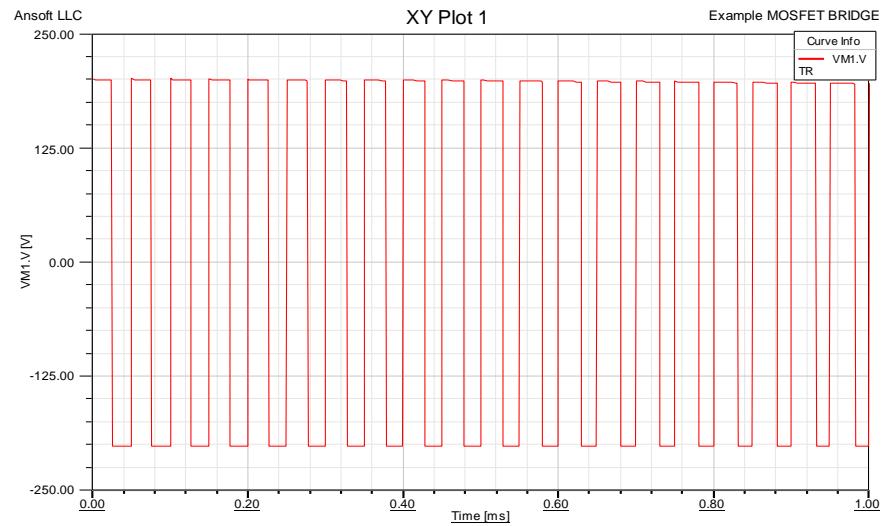
**Figura 5.18. Diagrama de bloques de un inversor DC/AC.**

En el primer bloque se filtra la señal continua de entrada, donde se realiza un aislamiento de corriente y otro de frecuencia. Luego una unidad de potencia (puente de transistores) mediante la técnica de PWM (modulación por ancho de pulso), convierte esa continua en una onda cuadrada de alta frecuencia la cual es aplicada a una bobina o al primario de un transformador. La tercera etapa es de transformación, la cual adapta la tensión a los niveles de la salida y por último se filtra la salida de alta frecuencia gracias a un filtro L-C y se rescata la frecuencia fundamental de 60 Hz.

Las señales originadas se ilustran en las figuras 5.19 y 5.20.



**Figura 5.19. Corriente a la salida del inversor.**



**Figura 5.20. Tensión a la salida del inversor.**

www.bdigital.ula.ve

## **CAPÍTULO VI**

### **ESTUDIO DE COSTOS**

En todo proyecto es de gran importancia realizar un estudio económico que permita conocer un aproximado de los costos de la inversión a realizar para poder definir su factibilidad. A continuación se presenta un análisis de inversión para la implementación del sistema fotovoltaico propuesto, el cual depende entre otras cosas del equipamiento a instalar, el servicio que va a ofrecer, la demanda del servicio, del buen o mal uso que se le dé, del personal necesario para la implementación, los costos para el mantenimiento, etc., factores que deben ser tomados en cuenta y ajustados a la situación real del país.

#### **6.1 ANALISIS TECNICO DE COSTOS**

Mediante este análisis se presentan los equipos y el número a utilizar. En las tablas 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4, se muestra en detalle cada uno de los costos de los equipos para la instalación en el área administrativa, área de producción, el total de la empresa y el galpón G

respectivamente, especificando su cantidad, su precio unitario y costo total. Estos costos están dados en Euros.

Es importante señalar que en la tabla no están considerados los gastos por concepto de mano de obra de instalación, estructuras de soporte para los módulos, construcción del cuarto para las baterías, metros y calibres de los distintos conductores, etc., motivado a que es un estudio solo de equipos a instalar.

**Tabla 6.1. Lista de precios de los equipos a instalar para el Área Administrativa.**

DESCRIPCIÓN	MARCA	CANT	PRE/UNI (€)	TOTAL (€)
MODULOS FV	ISOFOTON ISF-230	526	1.050,00	552.300,00
BATERIAS	ISOFOTON 2.AT.4505	96	1.900,22	182.421,12
REGULADOR	STECA POWER TAROM 4140	18	2.886,00	51.948,00
INVERSOR	STECA XTENDER (8000-48)	3	7.592,00	22.776,00
				809.445,12

**Tabla 6.2. Lista de precios de los equipos a instalar para el Área de Producción.**

DESCRIPCIÓN	MARCA	CANT	PRE/UNI (€)	TOTAL (€)
MODULOS FV	ISOFOTON ISF-230	2876	1.050,00	3.019.800,00
BATERIAS	ISOFOTON 2.AT.4505	504	1.900,22	957.710,88
REGULADOR	STECA POWER TAROM 4140	96	2.886,00	277.056,00
INVERSOR	STECA XTENDER (8000-48)	18	7.592,00	136.656,00
				4.391.222,88

**Tabla 6.3. Lista de precios de los equipos a instalar para el total de la empresa (área administrativa mas área de producción).**

DESCRIPCIÓN	MARCA	CANT	PRE/UNI (€)	TOTAL (€)
MODULOS FV	ISOFOTON ISF-230	3400	1.050,00	3.570.000,00
BATERIAS	ISOFOTON 2.AT.4505	600	1.900,22	1.140.132,00
REGULADOR	STECA POWER TAROM 4140	113	2.886,00	326.118,00
INVERSOR	STECA XTENDER (8000-48)	21	7.592,00	159.432,00
				5.195.682,00

**Tabla 6.4. Lista de precios de los equipos a instalar para el Galpón G.**

DESCRIPCIÓN	MARCA	CANT	PRE/UNI (€)	TOTAL (€)
MODULOS FV	ISOFOTON ISF-230	368	1.050,00	386.400,00
BATERIAS	ISOFOTON 2.AT.4505	72	1.900,22	136.815,84
REGULADOR	STECA POWER TAROM 4140	13	2.886,00	37.518,00
INVERSOR	STECA XTENDER (8000-48)	3	7.592,00	22.776,00
				583.509,84

Desde el punto de vista económico, se requiere una inversión inicial bastante elevada, muchísimo más si se considera el alimentar lo que es el Área de Producción y obviamente al Total de la Empresa, debido a la elevadísima cantidad de energía que se tendría que producir, lo que se traduce en un número mucho mayor de equipos a instalar en estas áreas con respecto al número de equipos de lo que es el Área Administrativa o el Galpón G. Por el contrario, en el Área Administrativa y/o el Galpón G, donde el proyecto podría ser considerado, teniendo en cuenta que el precio de los equipos fotovoltaicos ha ido descendiendo a medida que la tecnología ha ido avanzando. Se estaría cubriendo un porcentaje del consumo total de la empresa lo que se traduciría en una reducción del pago de la facturación de energía mensual y se estaría ayudando a preservar y mantener un medio ambiente en mejores condiciones.

## CONCLUSIONES

- La mayor potencia solar en Venezuela se registra en la zona Norte-costera (6-7 KW/m<sup>2</sup>.dia), siendo el Sur del país y en la región de los Andes las zonas con menor radiación solar.
- El índice de radiación solar global sobre una superficie horizontal presento un valor para el mes peor (Julio) igual a 3,45 KW/m<sup>2</sup>.dia y una media anual de 3,64 KW/m<sup>2</sup>.dia, lo que indica un valor no tan alentador si se compara con los índices en la zona Norte-costera del país.
- El valor de 3,45 KWh/m<sup>2</sup>.dia o lo que es lo mismo 3,45 HPS, indica que al día el campo de módulos solares recibirá una radiación igual a 1000 W/m<sup>2</sup> durante 3,45 horas.

• Con el ángulo de inclinación de 15° se aumento en un 2,54 % la producción del mes de Julio y un 3,75 % la anual, con respecto a la radiación solar global para una superficie horizontal.

- La elección de Julio como mes peor obedece a que es el mes donde hay menor radiación solar (3,54 KW/m<sup>2</sup>.dia), teniendo en cuenta que para el resto del año la radiación será superior a esta y el sistema podrá trabajar sobradamente.
- La energía diaria captada por el arreglo de paneles para el Área Administrativa, para el Área de Producción, para el Total de la Empresa (área administrativa mas área de producción) y el Galpón G, es mayor al consumo demandado por cada una de las respectivas áreas, asegurando así que la demanda será cubierta.
- El sistema presenta una tensión de 48 V, pero la tensión de salida del arreglo de paneles tiene una tensión de 59,4 V debido a que el campo de paneles tiene que generar una

tensión superior a los 48 V, de esta manera será capaz de cargar las baterías cuando las condiciones no sean óptimas.

- La cantidad de equipos en el cálculo del Área de Producción y del Total de la Empresa pareciera ser inviable en cuanto a la generación de energía que se tiene que hacer, además de los costos de la instalación que serían bastante elevados y el lugar para instalar el sistema debido al elevado número de módulos solares, pero el cálculo para el Área Administrativa pareciera tener una buena relación costo-beneficio, ya que se cubriría un 15,43 % de la demanda Total de la Empresa (área administrativa mas área de producción) lo que traería como consecuencia un ahorro significativo en la facturación mensual.
- Para el Galpón G, como es un anexo independiente, se estaría cubriendo el 100% de la demanda.

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

## RECOMENDACIONES

- Solo si el aumento de la radiación solar incidente es considerable con respecto al gasto, implementar un sistema de seguimiento solar.
- Mejorar el factor de potencia, ya que las cargas inductivas representadas por los motores, lámparas fluorescentes y en general cualquier tipo de inductancia, propicia un factor de potencia bajo, el cual demanda una mayor corriente, lo que implica utilizar conductores de mayor sección y origina una mayor dimensión de los generadores.
- No conectar al sistema equipos que no hayan sido considerados en el diseño, sin consultar antes a un especialista, ya que una sobrecarga por consumo excesivo puede provocar un mal funcionamiento.
  - Tener cuidado al conectar los equipos; un equipo cuya potencia este por encima de la del inversor DC/AC, puede sobrecargarlo y dañarlo.
- Hacer la instalación del sistema lo más cerca posible de las cargas para evitar pérdidas por caída de tensión y el consecuente aumento del costo por adquirir conductores de mayor sección.
- Realizar un mantenimiento semestral o anual a cada uno de los componentes del sistema, módulos, acumuladores, reguladores e inversores.
- Almacenar el agua destilada en recipientes de plástico o cristal; siempre que se vaya a añadir agua destilada a la batería, usar también un embudo de plástico o cristal, nunca de metal.
- En los sistemas fotovoltaicos, como la energía es limitada, se hace mucho más necesario el ahorro de energía al máximo, por lo tanto hay que evitar mantener encendidos equipos cuando no se están utilizando.

- Realizar un estudio de energía eólica (ya que la aridez de la zona es debido a los vientos del lugar y es otro tipo de energía limpia y de bajo impacto ambiental), y comparar factibilidad, ventajas y desventajas con respecto a la energía solar, para así tenerla como respaldo.

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

## REFERENCIAS

0\_Presentacion Cursolar, [en línea]. 11 de Diciembre de 2006, de [http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home\\_main\\_frame/04\\_componen/01\\_generador/01\\_basico/4\\_gene\\_01.htm](http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_componen/01_generador/01_basico/4_gene_01.htm).

Alberto Escudero Pascual. (2007), Unidad 15: Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica para Equipos de Telecomunicaciones, [en línea]. 20 de Abril de 2010, de [http://www.eslared.org.ve/tricalcar/15\\_es\\_energia\\_solar\\_comunicaciones\\_rc2%5B1%5D.pdf](http://www.eslared.org.ve/tricalcar/15_es_energia_solar_comunicaciones_rc2%5B1%5D.pdf)

Alberto Escudero Pascual. (2008), Unidad 15: Sistemas de Energía Solar Fotovoltaico para Equipos de Telecomunicaciones. Dimensionado, [en línea], 20 de Abril de 2010, de [http://www.wilac.net/doc/tricalcar/materiales\\_abril2008/PDF\\_es/15\\_es\\_energia\\_solar\\_comunicaciones\\_dimensionado\\_v02.pdf](http://www.wilac.net/doc/tricalcar/materiales_abril2008/PDF_es/15_es_energia_solar_comunicaciones_dimensionado_v02.pdf)

Anexo2.pdf. (2000), Radiación Solar, [en línea]. 20 de Abril de 2010, de [http://www.geaconsultores.com/documentos/energiaF/FV\\_Anexo2.pdf](http://www.geaconsultores.com/documentos/energiaF/FV_Anexo2.pdf)

Antonio Sarmiento Sera. Días de Autonomía, [en línea], 16 de Mayo de 2007, de <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia23/HTML/articulo04.htm>

Antonio Sarmiento Sera. La Hora Solar Pico, [en línea]. 16 de Mayo de 2007, de <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia22/HTML/articulo03.htm>

CABLEMAT SOLAR - Energía Solar Fotovoltaica y Térmica – Home, [en línea]. 20 de Abril de 2010, de <http://www.cablematsolar.com/cs/index.php>

ch07.pdf.pdf. (2000), Capítulo 7. El Control de Carga, [en línea]. 20 abril de 2010, de <http://www.enalmex.com/docpdf/libro/ch07.pdf.pdf>

CONECTADOS. Instalaciones conectadas a la red, [en línea]. 21 de Abril de 2010, de [http://www.info-ab.uclm.es/labelec/Solar/Solar\\_Fotovoltaica/calculo\\_conectados2.htm](http://www.info-ab.uclm.es/labelec/Solar/Solar_Fotovoltaica/calculo_conectados2.htm)

Enciclopedia libre Wikipedia.org, Constante Solar, [en línea]. 21 de Abril de 2010, de [http://es.wikipedia.org/wiki/Radiaci%C3%B3n\\_solar](http://es.wikipedia.org/wiki/Radiaci%C3%B3n_solar)

Enciclopedia libre Wikipedia.org, Contante Solar, [en línea]. 21 de Abril de 2010, de [http://es.wikipedia.org/wiki/Constante\\_solar](http://es.wikipedia.org/wiki/Constante_solar)

Enciclopedia Libre Wikipedia.org, Fuente Comutada, [en línea], 21 de Abril de 2010, de [http://es.wikipedia.org/wiki/Fuente\\_comutada](http://es.wikipedia.org/wiki/Fuente_comutada)

Enciclopedia libre Wikipedia.org, Sol, [en línea]. 21 de Abril de 2010, de <http://es.wikipedia.org/wiki/Sol>

Ente Vasco de la Energía. (2002), La Energía Solar Fotovoltaica en el País Vasco, [en línea]. 20 de Abril de 2010, de <http://www.ecoesfera.net/media/extranet/2.%20informes/2.%20fotovoltaica/energ%EDa%20solar%20fotovoltaica%20en%20el%20Pa%EDs%20Vasco%20EVE.pdf>

FreeWays, [en línea]. 21 de Abril de 2010, de <http://www.industriafreeways.com/>

Fuentes Conmutadas. Electrónica Fácil, [en línea]. 21 de Abril de 2010, de <http://www.electronicafacil.net/tutoriales/Fuentes-conmutadas.php>

Horas equivalentes para termosolar - Foros de energía solar, [en línea]. 20 de Abril de 2010, de <http://www.solarweb.net/forosolar/solar-termoelectrica/9572-horas-equivalentes-termosolar.html>

Introducción al Sistema Fotovoltaico. Sistema Fotovoltaico, [en línea], 21 de Abril de 2010, de <http://saecsaenergiasolar.com/fotovoltaico/introduccion/>

Isofotón – Líder en soluciones de Energía Solar Fotovoltaica y Térmica, [en línea], 21 de Abril de 2010, de <http://www.isofoton.com/>

M. Ibáñez Plana, J.R. Rosell Polo, J.I. Rosell Urrutia. (2004), Tecnología Solar, [en línea], 21 de Abril de 2010, de <http://books.google.co.ve/books>

Margeris del V. Jiménez S. (2008), Estudio y Puesta en Marcha de un Sistema de Generación Fotovoltaica

Nelson Vera Mella. (2005), Anexo A: Aspectos Básicos de la Radiación solar, [en línea], 20 de Abril de 2010, de [http://www.tesisenxarxa.net/ESIS\\_UPC/AVAILABLE/TDX-1019105-082541//10Nvm10de17.pdf](http://www.tesisenxarxa.net/ESIS_UPC/AVAILABLE/TDX-1019105-082541//10Nvm10de17.pdf)

Pedro Fernández Díez. (2003), Procesos Termosolares en Baja, Media y Alta Temperatura. Departamento de Energía Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria