

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE SISTEMA DE ENERGÍA ALTERNATIVA EN LA ESTACION RADIO BASE LOS MONJES

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela por el bachiller

Infante R. Johnny A.

Para optar al título de Ingeniero Mecánico

Caracas, 2008

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE SISTEMA DE ENERGÍA ALTERNATIVA EN LA ESTACION RADIO BASE LOS MONJES

Tutor Académico: Grullón Rodolfo

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela por el bachiller

Infante R. Johnny A.

Para optar al título de Ingeniero Mecánico

Caracas, 2008



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA
DEPARTAMENTO DE ENERGETICA



Caracas, 13 de noviembre de 2.009

ACTA

Los abajo firmantes, miembros del jurado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Mecánica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el bachiller:

INFANTE JOHNNY

Titulado:

“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE SISTEMA DE ENERGIA ALTERNATIVA EN LA ESTACION DE RADIO BASE LOS MONJES”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudio conducente al Título de Ingeniero Mecánico.


Prof. Alfonso Mateo
Jurado




Prof. Alberto Fuentes
Jurado


Prof. Rodolfo Gullón
Tutor

Infante Rodríguez Johnny Antonio

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE SISTEMA DE ENERGÍA ALTERNATIVA EN LA ESTACION RADIO BASE LOS MONJES

Tutor Académico: Prof. Rodolfo Grullón

Tesis. Caracas. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Mecánica, 2009. 206 pp

Palabras claves: Energías alternativas, fotovoltaica, eólica, termo solar

Resumen

En este proyecto se realizó un estudio de tres tipos de energía factibles en la ERB (Eólica, Fotovoltaica y termo solar), considerando los aspectos básicos de diseño óptimo de estas tecnologías y su análisis económico para estimar la factibilidad de los mismo. Los resultados obtenidos demuestran que la energía con mayor factibilidad en la ERB es la fotovoltaica presentando un costo específico (Bs/KW) menor , a la vez este sistema asegura la autonomía total ante el consumo de combustible como también minimiza las maniobras de mantenimiento garantizando en un alto grado la autonomía de la estación para su normal operatividad La implementación de energía eólica es necesario utilizar un motogenerador como respaldo para suplir la demanda en el periodo de tiempo durante el año en el cual el aerogenerador no es capaz de suplir la demanda energética debido a la fluctuación de la velocidad del viento en la zona. La energía termo solar por medio de colectores parabólico no justifica su aplicación en esta estación ya que su rango de generación de potencia está muy por encima de la demanda en la ERB.

Infante Rodríguez Johnny Antonio

**POWER SYSTEM FEASIBILITY STUDY ALTERNATIVE RADIO
BASE STATION MONKS**

Academic tutor: Prof. Rodolfo Grullón

**Thesis. Caracas. Central University of Venezuela, Faculty of Engineering, mechanical
engineering school, 2009. 206 pp**

keywords : Alternative energy, photovoltaic, wind, solar Thermo

Summary

In This project I perform a study of three types of energy feasible in the ERB (wind, photovoltaic and solar Thermo), whereas the basics of design optimum these technologies and economic analysis to estimate the feasibility of the same. The results show that energy with greater feasibility in the ERB Photovoltaics is presenting a cost specific (BS/KW) less than the time This system ensures total autonomy to fuel consumption as also minimizes maintenance maneuvers in highly the station to its normal operational autonomy The implementation of wind energy is necessary to use a motogenerador as support to meet the demand in the period of time during the year in the which the wind turbine is unable to meet the energy demand due to the wind in the zone speed fluctuation. The solar Thermo through energy parabolic collector does not justify your application at this station since its range of power generation is very in excess of demand in the ERB.

Dedicatoria

Dedico este trabajo primeramente a Dios para que esto sea para su gloria y honra. En segundo lugar a mis familiares en especial a mi hija Camila Sinaí quienes han sido el motor que impulsa y motiva a mi deseo de superación y a todos mis compañeros que aun persiguen la meta de su grado en esta casa de estudios

Agradecimientos

Gracias doy a Dios el cual es la fuente de todo conocimiento.

Gracias Señor por cada uno de mis Familiares los cuales impulsan mis deseos de luchar

Gracias Señor por cada uno de mis amigos los cuales son apoyo incondicional en los momentos de dura prueba

Gracias Señor porque guiaste a cada profesor que contribuyeron con aporte de sus conocimientos para el desarrollo de este tema en especial a los profesores Julio Rodríguez, Alberto fuentes, Alfonso Mateo, Rodolfo Grullón y otros
BENDICELOS SEÑOR.

Gracias Señor porque diste gracia en mi para poder contar con el apoyo de la Empresa de telecomunicaciones Movilnet, C.A, en cuanto al suministro de la información pertinente para el desarrollo del tema

Y doy gracias a ti Señor Jesús por cada uno de mis días

Gracias Dios

Contenido

CAPITULO I	22
DESCRIPCION DE LA ERB LOS MONJES	22
ALIMENTACIÓN ELECTRICA	25
CONSUMO DE COMBUSTIBLE	25
CAPITULO II	33
GENERALIDADES	33
ENERGIAS ALTERNATIVAS	34
LA ENERGÍA EÓLICA	34
LA ENERGÍA HIDRÁULICA,	35
LA ENERGÍA MAREOMOTRIZ ,	36
LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	38
ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	39
LA ENERGÍA GEOTÉRMICA	39
LA BIOMASA	45
CAPITULO III	47
ENERGIA EOLICA	47
ENERGIA EOLICA	48
AEROGENERADORES	50
TIPOS DE AEROGENERADORES	52
FACTOR DE RENDIMIENTO DE LOS AEROGENERADORES	63
POTENCIA DESARROLLADA:	63
DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL	65
FACTORES GEOGRÁFICOS QUE AFECTAN LA POTENCIA TEORICA EXTRAÍBLE DEL VIENTO	66
CURVA DE POTENCIA	70
COEFICIENTE DE POTENCIA:	71
CAPÍTULO IV	74

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	74
ENERGIA SOLAR.....	75
INSOLACIÓN	75
UNIDADES DE MEDIDAS.....	76
TIPO DE RADIACIÓN	77
CONSTANTE SOLAR.....	77
VARIACION Y DISTRIBUCION DE LA RADIACION SOLAR	78
IRRADIACION	83
DIA SOLAR MEDIO	83
ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	84
SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA FV	84
ORÍGENES Y PRINCIPIOS FOTOVOLTAICOS O FOTOELÉCTRICOS.....	85
PANEL SOLAR O CELDA FOTOVOLTAICA.....	85
PANELES FOTOVOLTAICOS	86
TIPO DE CARGAS	87
CORRIENTE DE ENTRADA AL INVERSOR.....	87
TEMPERATURA DE TRABAJO DEL INVERSOR	88
VALOR ENERGETICO.....	88
REGIMEN DE USO	89
BLOQUE DE GENERACION	90
BLOQUE DE ACUMULACION	97
CURVAS DE DESCARGA.....	105
CONTROL DE CARGA	109
TIPOS DE CONTROLES DE CARGA	109
VOLTAJE DE FLOTACION	112
CORRIENTE MÁXIMA DE TRABAJO.....	113
CONTROL DE TEMPERATURA.....	114
BLOQUE DE CABLEADO	116
TIPOS DE CABLES.....	120

MANTENIMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICO	127
CAPITULO V	129
ENERGIA TERMOSOLAR	129
ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	130
LOS SISTEMAS DE APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA SOLAR A ALTA TEMPERATURA	130
LOS SISTEMAS DE APROVECHAMIENTO A BAJA Y MEDIA TEMPERATURA	133
TIPOLOGÍAS DE COLECTORES SOLARES TÉRMICOS PLANOS	137
LOS COLECTORES DE CONCENTRACIÓN:	143
CENTRAL TERMO SOLAR	146
CAPÍTULO VI	151
DISEÑO Y FACTIBILIDAD DE SISTEMA FOTOVOLTAICO	151
DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA LA ESTACIÓN DE RADIO BASE	152
DETERMINACIÓN DE LA CARACTERÍSTICA Y EL VALOR DE CARGA REQUERIDA:	152
CÁLCULO DEL NÚMERO DE AMPERES – HORA TOTAL POR DÍA DE CONSUMO	156
SELECCIÓN DEL PANEL FV Y NÚMERO DE PANELES	156
BANCO DE BATERÍAS (RESERVA)	158
CANTIDAD DE PANEL EN PARALELO	160
CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS O PANELES EN SERIE:	160
COMPONENTES AUXILIARES	161
ANÁLISIS ECONÓMICO	163
CAPÍTULO VI	167
DISEÑO Y FACTIBILIDAD DE SISTEMA DE GENERACION EOLICA	167
DISEÑO DE INSTALACIÓN EÓLICA PARA LA RADIO BASE	168
PERFIL DE VELOCIDADES	168
DISTRIBUCION WEIBULL	171

POSIBLES SISTEMAS A ESTUDIAR	174
ALTERNATIVA A	175
SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR	175
PERIODO DE NO PRODUCCIÓN	179
ANÁLISIS ECONÓMICO	181
ALTERNATIVA B.....	184
ANÁLISIS ECONÓMICO	186
ALTERNATIVA C.....	187
BANCO DE BATERÍAS (RESERVA).....	192
ANÁLISIS ECONÓMICO	193
CAPITULO VII	197
ANÁLISIS DE RESULTADOS	197
CONSUMO DE COMBUSTIBLE	198
ANÁLISIS ECONÓMICO	199
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	201
ANEXOS	207

Índice de tablas

TABLA1 Estimación de demanda de la demanda diaria de la ERB.....	22
TABLA2 Parámetros de consumo de combustible motogenerador.....	24
TABLA 3- Coeficiente de reducción del amperaje máximo.....	121
TABLA 4- Relación entre el icv y el awg.....	123
TABLA 5- Cables de cobre a 25 c.....	124
TABLA6 Estimación de consumo de corriente directa.....	151
TABLA7 Estimación de consumo de corriente alterna.....	152
TABLA8 Cost and performance characteristics of new central station electricity generating technologies.....	164
TABLA9 Promedio mensual de la velocidad del viento a 50 m sobre la superficie terrestre (m/s)	166
TABLA 10 promedio mensual de la velocidad del viento a 10m sobre la superficie terrestre (m/s).....	167
TABLA 11 Promedio mensual del coeficiente de rugosidad del terreno...	167
TABLA12 Promedio mensual de la velocidad del viento a 70 m sobre la superficie terrestre (m/s).....	168
TABLA13 Porcentaje promedio mensual de velocidad de viento.....	169
TABLA 14 Datos de velocidades y frecuencia en horas.....	171
TABLA 15 Resultados de la curva de potencia y distribución weibull...	175
TABLA 16 Resultados de la curva de potencia y distribución weibull...	187
TABLA 17 Consumo de combustible anual.....	196
TABLA 18 Resumen económico.....	197

Índice de figuras

Fig.1 Parque eólico.....	33
Fig. 2 Central hidroeléctrica Gurí.....	33
Fig.3 Turbina marina.....	35
Fig.4 Instalación fotovoltaica.....	36
Fig.5 Instalación termo solar.....	37
Fig.6 Energía geotérmica.....	43
Fig. 7 Esquema de aerogenerador	49
Fig.8 Aerogenerador Vertical Darrius.....	52
Fig.9 Aerogenerador de eje horizontal.....	53
Fig.10 Desviación del viento producida por la turbina.....	54
Fig.11 Aerogenerador de una pala.....	55
Fig.12 Aerogenerador dos palas.....	56
Fig.13 Aerogenerador tripala.....	56
Fig.14 Aerogenerador múltipalas.....	57
Fig.15 Distribución de Weibull.....	63
Fig.16 Distancia de emplazamiento.....	64
Fig.17 Emplazamiento parque eólico.....	65
Fig.18 barrera corta vientos.....	65
Fig.19 Efecto colina.....	66
Fig.20 Orientación de la colina.....	66
Fig.21 Efecto de forma.....	67
Fig.22 Efecto de sección en el perfil de velocidades.....	67
Fig.23 Curva de potencia de un aerogenerador.....	68
Fig.24 Curva de coeficiente de potencia.....	69
Fig.25 Masa de aire.....	77
Fig. 26 Inclinación de los rayos solares.....	79
Figura 27 Esquema de instalación fotovoltaica.....	88
Fig. 28 Curva I-V de un panel solar.....	91
Fig.29 Batería acido plomo.....	99
Fig 30 Variación en el voltaje de una batería de Pb-acido de 12v...	105
Fig 31 Variación en el voltaje de una batería de Pb-acido de 12v...	106
Fig.32 Control de carga paralelo con resistencia disipadora.....	108
Fig.33 control de carga serie.....	109
Fig.34 Montaje y conexionado del sensor térmico TC-1.....	113
Fig. 35- Diámetros Relativos de Varios Calibres AWG.....	117
Fig. 36- Conductor Sólido y Multi-alambre.....	117
Fig. 37- Cable Tipo NM o NMC.....	119
Fig. 38- Cable Tipo USE.....	120

Fig39 Plataforma Solar de Almería, con las centrales DCS (colectores cilíndricos-parabólicos) y CRS (tipo torre central), al fondo la CESA-1, también de torre central.....	129
Fig40 Torre central de la CESA-1 y plano parcial del campo de heliostatos.....	131
Fig.41 Aprovechamiento por medio de arquitectura solar.....	133
Fig.42 Colector solar plano.....	135
Fig.43 Colector solar con cubierta.....	137
Fig.44 Colector solar de placa selectiva.....	138
Fig.45 Colector solar de vacío.....	139
Fig.46 Colector solar con depósito integrado.....	140
Fig.47 Colectores parabólicos.....	142
Fig48 Esquema de seguidor solar.....	144
Fig.49 Central termo solar de colectores cilíndricos parabólicos...	145
Fig.50 Campo Solar de colectores cilíndricos parabólicos.....	146
Fig.51 Sistema de almacenamiento térmico.....	147
FIG.52 Ciclo de Potencia.....	148
FIG.53 Curva de carga suministrada por proven WT6000.....	174
FIG.54 Curva de carga suministrada por proven WT6000.....	186

Nomenclatura utilizada

C_c = Consume de combustible a capacidad de trabajo (L)

$C_{1/4}$ = Consume de combustible a $1/4$ capacidad (L)

C_F = Consume de combustible a full capacidad (L)

$L_{1/4}$ = $1/4$ capacidad generadora del motogenerador (kW)

D_i = Dias de autonomía de operación (Día)

C_{cd} = Consumo de combustible diario (L/día)

C_t = Capacidad de almacenaje tanque (L)

L_F = Capacidad máxima de generación del motogenerador (kW)

L_a = Energía acumulada en el banco de baterías (kWh)

L_t = Carga total estimada por día (kWh/día)

L_{max} = Demanda máxima de la ERB (kWh)

L_{anual} = Demanda anual (kWh/año)

T_a = Temperatura ambiente promedio ($^{\circ}C$)

V_{viento} = Velocidad promedio del viento (m/s)

N_{ss} = Días consecutivos sin sol (día)

R_d = Radiación directa promedio sobre una superficie horizontal (kWh/m² Día)

K = Coeficiente de ajuste de la temperatura del panel por velocidad del viento
(°C cm²/mW)

R_s = Coeficiente de radiación solar (mW/cm²)

= Coeficiente de degradación de la potencia de salida del panel (%/°C)

P_N = Potencia típica de salida @ 25°C (W)

A_{panel} =Área ocupada por un panel(m²)

H_{r_s} = Día solar promedio (h/día)

I_{max} = Corriente máxima dada por el panel (A)

V_{Media} = Velocidad promedio diario del viento a 70 m de altura (m/s)

P_V = Potencia teórica aportada por el viento (kW/m²)

Total de A-h /dia = Consumo de corriente amper-horas (Ah)

(Total de A-h/ día)_{CD}= Consumo de corriente directa amper-horas (Ah/día)

(Total de A-h/ día)_{CA}= Consumo de corriente alterna amper-horas (Ah/día)

C_{inst} = Costo de instalación (Bs)

NMP =No. total de módulos o paneles en paralelo (panel)

NMS =No. total de paneles en serie (panel)

EG= Energía generada (kWh/año)

C_{inst}= Costos de instalación (Bs/año)

R= Coeficiente de recuperacion de capital (%)

C_{cap}= Costo de capital (Bs/año)

C_{eq} =Costo equivalente (Bs/kW)

C_e= Precio del combustible en el mercado (Bs/10⁶ BTU)

d_{comb}= Densidad del combustible (kg/m³)

PC_{comb}= Poder calorífico del combustible (BTU/kg)

HR= Consumo especifico de calor promedio (BTU/kW)

C_{comb}= Costo anual del combustible (Bs/año)

INTRODUCCION

En todo país el crecimiento de la economía se ve marcado por su capacidad energética, es por ello que surge la necesidad de buscar el mejoramiento y el crecimiento de la producción energética, ya que, de esta dependen sus parámetros económicos y productivos.

Como es bien sabido la principal fuente de energía es el hidrocarburo, lo cual, ha constituido el principal impulsor de la economía mundial. Pero hay que resaltar una gran desventaja que es un recurso no renovable y además es producto muy caro hoy día. De allí nace la necesidad de estudiar las nuevas fuentes de energía, como es la energía nuclear, solar eólica y otras como también nuevos tipos de combustible como biodiesel.

Las empresas de telecomunicaciones deben su funcionamiento y cobertura a las estaciones de radio bases existentes en el territorio nacional de telefonía celular, en muchas de estas estaciones se encuentran: Selva Amazónica, áreas montañosas y Dependencias Federales. Áreas en las cuales el servicio nacional eléctrico es muy escaso o inexistente como es el caso de la Estación Radio Base (ERB) Los Monjes, ubicada en el Archipiélago Los Monjes que tiene como acceso la vía aérea (helicóptero) a través de las FAN o la vía marítima que se realiza desde el puerto de la Armada Nacional en Punto

Fijo Estado Falcón, con patrulleras de la armada, el tiempo de navegación es de aproximadamente cuatro (4) horas, una vez en el archipiélago el acceso al área de interés se realiza por una caminería peatonal, en concreto, desde el área del muelle.

Actualmente en el archipiélago las instalaciones existentes se encuentran energizadas por dos equipos motogeneradores de 165 kVA, los cuales se encuentran ubicados en la sala de motogenerador junto al muelle del archipiélago.

Para el funcionamiento de los equipos de la ERB se implementaron dos unidades motogeneradora de 50 kVA que funcionan de manera alternada y un tanque de combustible de 6.500 L, para energizar la ERB en forma independiente del resto de las instalaciones militares y de la operadora Movistar.

En el capítulo I se realizó una estimación del consumo de combustible para satisfacer la demanda de la ERB donde resalta la gran problemática debido al suministro de combustible a la zona. Entre las principales desventajas que ofrece el uso de combustibles para la generación de energía eléctrica en la ERB Los Monjes, las cuales, generan un costo adicional en el servicio de esta estación se pueden destacar:

- Alto costo en el suministro del combustible a la estación.

- Se requiere de un espacio destinado al almacenamiento del mismo mayor al existente.
- Contaminación ambiental debido a la emisión de gases de los motogeneradores.
- Se requiere de un alto nivel de seguridad tanto en el resguardo como en la manipulación del combustible.

La empresa Telecomunicaciones, ante esta problemática, se ha propuesto la adecuación de la Estación Radio Base. ERB Los Monjes ubicada en el Archipiélago Los Monjes para la implementación de una fuente de energía alternativa para la alimentación y funcionamiento de la misma., lo cual, le permita optimizar la producción de energía eléctrica de la estación al igual que disminuir sus gastos en consumo y traslado de combustible para la manutención de los motogeneradores existentes.

En el capítulo II se presenta las definiciones de varios tipos de energía renovable utilizables hoy en día a nivel mundial para la generación de energía eléctricas de allí se puede destacar tres tipos de energías factibles para la ERB Los monjes Basado en el gran potencial energético de la zona por medio de los datos meteorológicos mostrados en las tablas suministradas por la nasa en su programa interactivo atmospheric science data center de la nasa:

- Energía Eólica
- Energía Fotovoltaica
- Energía Termo solar

En el capítulo III se indica los conceptos básicos acerca de la energía eólica y se define los parámetros básicos para el diseño óptimo de una central eólica así como los parámetros de selección del tipo de aerogenerador,

En el capítulo IV se define los conceptos básicos referentes a la energía fotovoltaica indicando cada uno de los bloques que conforman básicamente una central fotovoltaica, también se considera todos los parámetros de diseño de cada bloque que integra este conjunto y los factores externos e internos que afectan la eficiencia de los equipos integrados en el sistema

En el capítulo V trata las definiciones referentes a la explotación de energía termo solar y de las tecnologías aplicables para ellos así como la utilización prácticas de las misma en el auge doméstico e industrial. Se presenta los esquemas básicos de centrales termo solar por colectores parabólicos.

El capítulo VI se presenta el diseño óptimo de un sistema fotovoltaico para la ERB Los Monjes considerando cada uno de los bloques que componen este sistema, como también la confiabilidad del mismo, a la vez se realizó un análisis económico del mismo basado en los parámetros de costo del gobierno de los estados unidos para la generación energética

El capítulo VII se presenta el diseño óptimo de un sistema eólico para la ERB Los Monjes con respaldo de motogeneradores de 50 kVA, como también un sistema de dos aerogeneradores y un sistema híbrido (eólica + fotovoltaica) estimando así la capacidad de generación de este sistema y la confiabilidad, a la vez se realizó un análisis económico del mismo basado en los parámetros de costo del gobierno de los Estados Unidos para la generación energética.

CAPITULO I
DESCRIPCION DE LA ERB LOS MONJES

Actualmente en el archipiélago las instalaciones existentes se encuentran energizadas por dos equipos motogeneradores de 165 kVA, los cuales se encuentran ubicados en la sala de motogenerador junto al muelle del archipiélago.

Debido a lo remoto del archipiélago de los Monjes de tierra firme, las instalaciones allí existentes se energizaran desde equipos motogeneradores.

Poseen dos motogeneradores de 50 kVA que energizaran las instalaciones de la ERB e independizan del resto de las instalaciones militares y de la operadora Movistar, mientras se aprueba un estándar de fuentes de energía alternativa, que pueda ser implementado a futuro.

Se hace necesario el mantenimiento frecuente de los equipos ya que existen altos niveles de salinidad en el ambiente y de esta manera minimizar el efecto de las condiciones adversas que influyen en el funcionamiento de los motogeneradores.

En el área de ERB LOS MONJES, consta con la instalación de una losa para equipos CDMA y GSM, con respaldo de motogenerador, cuyo consumo se estima en 33.21 kVA, ver Tabla 1 que muestra los estándares de consumo de una estación modelo dada por la empresa.

TABLA1 ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE LA DEMANDA DIARIA DE LA ERB

DESCRIPCION	CANT.	kW	kW TOT.	kVA TOT.	F.D.%	kVA ESTIMADOS
LOSA DE EQUIPOS						
TOMA CORRIENTE E ILUMINAC. DE GAB.	2	0,17	0,34	0,38	60	0,23
ILUMINACIÓN DE LOSA DE EQUIPOS	2	0,06	0,12	0,13	100	0,13
EQUIPO DE RESPALDO	1	22,50	22,50	25,00	100	25,00
BALIZAJE	5	0,10	0,50	0,56	100	0,56
				0,00		
RESERVA INSTALADA	1	3,52	3,52	3,91	100	3,91
LOSA DE MOTOGENERADOR						
TOMA CORRIENTE E ILUMINAC. DE GAB.	2	0,17	0,34	0,38	60	0,23
ILUMINACIÓN DE LOSA DE EQUIPOS	2	0,06	0,12	0,13	100	0,13
CARGA CONECTADA			27,44	30,49		
DEMANDA ESTIMADA						30,19
ALUMBRADO EXTERIOR						
DESCRIPCION	CANT.	kW	kW TOT.	kVA TOT.	F.D.%	kVA ESTIMADOS
ILUMINACIÓN EXTERIOR						0,00
CARGA CONECTADA			0,00	0,00		
DEMANDA ESTIMADA						0,00
OTRAS CARGAS						
DESCRIPCION	CANT.	kW	kW TOT.	kVA TOT.	F.D.%	kVA ESTIMADOS
OTRAS CARGAS			0,00	0,00		0,00
			0,00	0,00		0,00
CARGA CONECTADA			0,00	0,00		
DEMANDA ESTIMADA						-
CARGA ESTIMADA TOTAL						
DESCRIPCION	CANT.	kW	kW TOT.	kVA TOT.	F.D.%	kVA ESTIMADOS
TABLERO PPI			27,44	30,49		30,19
ALUMBRADO EXTERIOR			0,00	0,00		0,00
OTRAS CARGAS			0,00	0,00		-
CARGA CONECTADA			27,44	30,49		
DEMANDA						30,19
	10%					3,02
DEMANDA MÁXIMA (KVA)						33,21

Fuente: Departamento de ingeniería de proyectos Movilnet, C.A

demanda maxima= $33.21/24 = 1.384$ kWh/dia

ALIMENTACIÓN ELECTRICA

Equipos Motogeneradores

El sistema motogenerador está constituido fundamentalmente por un motor diesel que accionará un generador trifásico, un tablero de supervisión y control, un tablero de transferencia automática en bastidor separado del grupo y todos los accesorios necesarios como el Tanque Diario de Combustible (TDC) sub-base, cargador de baterías, etc.

CONSUMO DE COMBUSTIBLE

El consumo de combustible (Diesel) de un grupo electrógeno tiene un comportamiento no lineal, por lo tanto el fabricante en su Data Sheet del equipo establece al menos tres datos o puntos de desempeño tales como:

- Consumo en Galones/Hora para generar su potencia plena.
- Consumo en Galones/Hora para generar los tres cuartos (3/4) de su potencia.
- Consumo en Galones/Hora para generar la mitad (1/2) de su potencia.

Por lo general como dato de placa de la máquina, el fabricante indica el consumo de Diesel en galones o litros por hora para generar la potencia plena o capacidad nominal de la máquina.

Cuando la potencia generada corresponde a una curva de carga variable, para efectos de cálculo se puede asumir un comportamiento aproximadamente lineal y hacer un cálculo directamente proporcional tomado como base el dato de placa.

Si se dispone de los datos de la Data Sheet se pueden hacer interpolaciones entre los datos. A continuación se presenta la data suministrada por el fabricante

TABLA2 PARÁMETROS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE
MOTOGENERADOR

Fuel Consumption	Standby					Prime			
60 Hz Rating, Kw (kVA)	40(50)					35(44)			
	load	1/4	1/2	3/4	full	1/4	1/2	3/4	full
	US Gal/h	1,3	2	2,6	3,4	1,3	2	2,6	3,4
	L/h	5	8	10	13	5	8	10	13

Fuente: Especificaciones técnicas Cummins Power Generation

Extrapolando entre el rango de standby a 1/4 y 1/2 capacidad obtenemos lo siguiente

Potencia de salida (KW)	Consumo de combustible (L)
1,384	C_c
10	5
20	8

Y el consumo se determina mediante la expresión

$$C_c = C_F - (C_{1/2} - C_{1/4}) * [(L_{1/2} - L_d) / (L_{1/2} - L_{1/4})] = 2,41 \text{ L/Hr (0,60 Gal/h)}$$

$$C_{cd} = C_c * 24 \text{ Hr/día} = 57,84 \text{ L/día}$$

$$\text{Consumo anual} = 57,84 \text{ L/día} * 365,25 \text{ día/año} = 21126,06 \text{ L/año}$$

Autonomía de operación

La estación cuenta con un tanque para almacenar combustible con una capacidad de 6500 Lts, lo que asegura la operatividad de los equipos por un lapso de 112,37 días según la expresión:

$$D_i = C_t / C_{cd} = 6500 \text{ L} / 57,84 \text{ L/día} = 112,37 \text{ días}$$

Tablero Principal de Distribución (TPD)

Los equipos motogeneradores con el transfer switch y el mismo se encuentran conectados con un tablero principal de distribución (TPD) instalado en el gabinete de fuerza NEMA 4X. El tablero TPD es de tipo Superficial, 3 fases, 208-120V, 6 circuitos, barras plateadas de 150A, interruptor principal de

3x100A tipo Fi, un interruptor secundario de 3x100A tipo fi en los circuitos 1-3-5 y 3 interruptores 1x20A en los circuitos restantes.

Desde los circuitos 1, 3 y 5 se energizará un transformador trifásico de 45 kVA, tipo seco, para uso intemperie (resistente al ambiente Marino según disponibilidad en el país y de las especificaciones del fabricante). Los circuitos 2, 4 y 6 serán utilizados para energizar el tomacorriente e iluminación del gabinete del transfer switch, el circuito de iluminación del techo de la losa de motogeneradores y el cargador de baterías.

Instalación de transformadores

Dada la gran distancia existente entre los motogeneradores a instalados y la losa de equipos (alrededor de 350m), para minimizar las pérdidas y disminuir costos en los alimentadores eléctricos requeridos, se eleva el nivel del voltaje de salida de los motogeneradores desde el valor nominal de 208-120 V a 480V, de manera de poder realizar la transmisión de energía desde la losa de motogeneradores hasta la losa de equipos de la ERB a un nivel de 480V trifásico. Para ello existe en la losa de los motogeneradores un transformador elevador de 208-120V a 480V, capacidad 45kVA, tipo seco, para uso intemperie (resistente al ambiente Marino) y un transformador reductor 480V/208-120V, trifásico de características similares en la losa de equipos de la

ERB. Para la conexión de éste transformador se utilizará un interruptor de 3x50A el cual está instalado en una caja de polietileno para uso intemperie.

Canalización Eléctrica:

Para alimentación del tablero principal PP1 de Movilnet en la losa de equipos, la acometida eléctrica requerida desde el transfer switch de los motogeneradores, pasa por el tablero TPD luego por los transformadores TR1 y TR2, hasta finalmente llegar al tablero PP1. Desde el PP1 se energizarán todos los elementos de la losa de equipos, expuestos en el CP-2003 y planos de ingeniería aprobados. Anexos

Los alimentadores eléctricos que conectan a los transformadores de la losa de motogenerador y de la losa de equipos son conductores tipo TTU (3F #3/0 +1N #3/0 + 1T #2), para minimizar los problemas ocasionados por la corrosión, canalizados en una tubería de polietileno de alta densidad del tipo utilizado para riego. Este tipo de tubería es resistente a las condiciones ambientales de la zona y es lo suficientemente flexible para permitir su instalación en terreno intrincado.

Conductor

Se deberá utilizar cable tipo TTU ya que este se encuentra mejor protegido para las condiciones ambientales existentes en el sitio

La acometida entre los motogeneradores y el transformador elevador de voltaje en la losa de motogenerador, pasando por el transfer switch y el tablero de distribución TPD desde el cual se alimentará dicho transformador, es con conductores tipo TTU (3F #2 + 1N # 2 + 1T #2). Para la acometida entre los transformadores, se colocara cable (3F #3/0 TTU + 1N # 3/0 TTU + 1T #2 TTU). La acometida desde el transformador reductor hasta el breaker principal del tablero PP1 es con conductores tipo TTU (3F #2 + 1N # 2 + 1T #2) Esta selección cumple por capacidad de corriente y por caída de tensión máxima permitida (2 %).

El conductor de tierra a instalar, conecta la barra de tierra del tablero TPD con la barra de tierra del tablero PP1 y a los transformadores para mantener la misma referencia a tierra.

Sistema de alarmas:

Existe un sistema de relés que permiten que las señales alarma por fallas en el suministro del combustible de combustible y de los motogeneradores puedan ser transmitidas desde la losa de motogeneradores hasta la ERB.

Según especificaciones del Estándar de Motogeneradores de la empresa de telecomunicaciones, Capitulo 2.4, páginas 6 y 7. Se determina que las alarmas solicitadas por la empresa son:

- 1.- Falla de Red.
- 2.- Motogenerador en servicio.
- 3.- Falla del Motor.
- 4.- Bajo nivel del tanque Principal TPC.
- 5.- Bajo nivel del tanque diario de combustible TDC.
- 6.- Control de funcionamiento del TDC.

Al tener dos motogeneradores instalados las alarmas 2,3,5 y 6 se duplican, por lo que se instalan adicionalmente las alarmas del motor 2 y se re-numeraran de la manera siguiente:

- 1.- Falla de Red.
- 2.- Motogenerador 1 en servicio.
- 7.- Motogenerador 2 en servicio.
- 8.- Falla del Motor 1.
- 3.- Falla del Motor 2.
- 4.- Bajo nivel del tanque Principal TPC.
- 5.- Bajo (o alto) nivel del tanque diario de combustible TDC 1.

- 9.- Bajo (o alto) nivel del tanque diario de combustible TDC 2.
- 6.- Control de funcionamiento del TDC 1.
- 10.- Control de funcionamiento del TDC 2.
- 11.- Alarma de la transferencia 1 (reserva).

CAPITULO II
GENERALIDADES

ENERGIAS ALTERNATIVAS

Una energía alternativa, o más precisamente una fuente de energía alternativa es aquella que puede suplir a las energías o fuentes energéticas actuales, ya sea por su menor efecto contaminante, o fundamentalmente por su posibilidad de renovación.

El consumo de energía es uno de los grandes medidores del progreso y bienestar de una sociedad. El concepto de "crisis energética" aparece cuando las fuentes de energía de las que se abastece la sociedad se agotan. Un modelo económico como el actual, cuyo funcionamiento depende de un continuo crecimiento, exige también una demanda igualmente creciente de energía. Puesto que las fuentes de energía fósil y nuclear son finitas, es inevitable que en un determinado momento la demanda no pueda ser abastecida y todo el sistema colapse, salvo que se descubran y desarrollen otros nuevos métodos para obtener dicha energía. Estas son las energías alternativas.

En la actualidad se siguen buscando soluciones para resolver esta crisis inminente. Las energías renovables en las que se trabaja actualmente son:

LA ENERGÍA EÓLICA

Es la energía cinética o de movimiento que contiene el viento, y que se capta por medio de aerogeneradores o molinos de viento. Ver fig.1



Fig.1 Parque eólico

LA ENERGÍA HIDRÁULICA,

Consiste en la captación de la energía potencial de los saltos de agua, y que se realiza en centrales hidroeléctricas.



Fig. 2 Central hidroeléctrica Gurí

LA ENERGÍA MAREOMOTRIZ ,

Es la que resulta de aprovechar las mareas, es decir, la diferencia de altura media de los mares según la posición relativa de la Tierra y la Luna, y que resulta de la atracción gravitatoria de esta última y del Sol sobre las masas de agua de los mares. Esta diferencia de alturas puede aprovecharse interponiendo partes móviles al movimiento natural de ascenso o descenso de las aguas, junto con mecanismos de canalización y depósito, para obtener movimiento en un eje.

Mediante su acoplamiento a un alternador se puede utilizar el sistema para la generación de electricidad, transformando así la energía mareomotriz en energía eléctrica, una forma energética más útil y aprovechable. Es un tipo de energía renovable limpia.

La energía mareomotriz tiene la cualidad de ser renovable, en tanto que la fuente de energía primaria no se agota por su explotación, y es limpia, ya que en la transformación energética no se producen subproductos contaminantes gaseosos, líquidos o sólidos. Sin embargo, la relación entre la cantidad de energía que se puede obtener con los medios actuales y el coste económico y ambiental de instalar los dispositivos para su proceso han impedido una proliferación notable de este tipo de energía.

Otras formas de extraer energía del mar son: las olas, la energía undimotriz; de la diferencia de temperatura entre la superficie y las aguas profundas del océano, el gradiente térmico oceánico; de la salinidad; de las corrientes submarinas o la eólica marina. La energía solar recolectada de forma directa en forma de calor a alta temperatura en centrales solares de distintas tipologías, o a baja temperatura mediante paneles térmicos domésticos, o bien en forma de electricidad mediante el efecto fotoeléctrico mediante paneles foto voltaicos.



Fig.3 Turbina marina

LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es una de las principales fuentes de energía renovable, su implementación se plantea como una solución a mediano y largo plazo para combatir el calentamiento global.

Hoy día el tema de la Energía Fotovoltaica es noticia de actualidad como una de las soluciones para la generación de energía eléctrica, sin embargo sus orígenes teóricos y prácticos se sitúan a mediados del siglo XIX.

El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones por un material cuando se lo ilumina con radiación electromagnética (luz visible o ultravioleta, en general). El componente principal de estos sistemas es el panel solar conformado por células solares o también conocidas como células fotovoltaicas que es un dispositivo que convierte energía solar en energía eléctrica



Fig.4 Instalación fotovoltaica

ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

Los sistemas basados en la vía térmica también pueden hacer posible el aprovechamiento de la energía solar en forma de energía eléctrica, pero siguiendo un método que se podría llamar "indirecto". En efecto, algunos de estos sistemas absorben la energía solar en forma de calor mediante un captor térmico y después la transforman en electricidad mediante una máquina termodinámica



Fig.5 Instalación fotovoltaica

LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

Es aquella energía que puede ser obtenida por el hombre mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra. El calor del interior de la

Tierra se debe a varios factores, entre los que caben destacar el gradiente geotérmico, el calor radiogénico, etc. Geotérmico viene del griego *geo*, "Tierra", y *thermos*, "calor"; literalmente "calor de la Tierra".

Tipos de fuentes geotérmicas

Se obtiene energía geotérmica por extracción del calor interno de la Tierra. En áreas de aguas termales muy calientes a poca profundidad, se perfora por fracturas naturales de las rocas basales o dentro de rocas sedimentarios. El agua caliente o el vapor pueden fluir naturalmente, por bombeo o por impulsos de flujos de agua y de vapor (flashing). El método a elegir depende del que en cada caso sea económicamente rentable. Un ejemplo, en Inglaterra, fue el "Proyecto de Piedras Calientes HDR" (sigla en inglés: HDR, *Hot Dry Rocks*), abandonado después de comprobar su inviabilidad económica en 1989. Los programas HDR se están desarrollando en Australia, Francia, Suiza, Alemania. Los recursos de magma (rocas fundidas) ofrecen energía geotérmica de altísima temperatura, pero con la tecnología existente no se pueden aprovechar económicamente esas fuentes.

En la mayoría de los casos la explotación debe hacerse con dos pozos (o un número par de pozos), de modo que por uno se obtiene el

agua caliente y por otro se vuelve a reinyectar en el acuífero, tras haber enfriado el caudal obtenido. Las ventajas de este sistema son múltiples:

- Hay menos probabilidades de agotar el yacimiento térmico, puesto que el agua reinyectada contiene todavía una importante cantidad de energía térmica.
- Tampoco se agota el agua del yacimiento, puesto que la cantidad total se mantiene.
- Las posibles sales o emisiones de gases disueltos en el agua no se manifiestan al circular en circuito cerrado por las conducciones, lo que evita contaminaciones.

Tipos de yacimientos geotérmicos según la temperatura del agua

- Energía geotérmica de alta temperatura. La energía geotérmica de alta temperatura existe en las zonas activas de la corteza. Esta temperatura está comprendida entre 150 y 400 °C, se produce vapor en la superficie y mediante una turbina, genera electricidad. Se requieren varias condiciones para que se dé la posibilidad de existencia de un campo geotérmico: una capa superior compuesta por una cobertura de rocas impermeables; un

acuífero, o depósito, de permeabilidad elevada, entre 0,3 y 2 km de profundidad; suelo fracturado que permite una circulación de fluidos por convección, y por lo tanto la transferencia de calor de la fuente a la superficie, y una fuente de calor magmático, entre 3 y 15 km de profundidad, a 500-600 °C. La explotación de un campo de estas características se hace por medio de perforaciones según técnicas casi idénticas a las de la extracción del petróleo.

- Energía geotérmica de temperaturas medias. La energía geotérmica de temperaturas medias es aquella en que los fluidos de los acuíferos están a temperaturas menos elevadas, normalmente entre 70 y 150 °C. Por consiguiente, la conversión vapor-electricidad se realiza con un rendimiento menor, y debe explotarse por medio de un fluido volátil. Estas fuentes permiten explotar pequeñas centrales eléctricas, pero el mejor aprovechamiento puede hacerse mediante sistemas urbanos reparto de calor para su uso en calefacción y en refrigeración (mediante máquinas de absorción)
- Energía geotérmica de baja temperatura. La energía geotérmica de temperaturas bajas es aprovechable en zonas más amplias que las anteriores; por ejemplo, en todas las cuencas sedimentarias.

Es debida al gradiente geotérmico. Los fluidos están a temperaturas de 50 a 70 °C.

- Energía geotérmica de muy baja temperatura. La energía geotérmica de muy baja temperatura se considera cuando los fluidos se calientan a temperaturas comprendidas entre 20 y 50 °C. Esta energía se utiliza para necesidades domésticas, urbanas o agrícolas.

Las fronteras entre los diferentes tipos de energías geotérmicas es arbitraria; si se trata de producir electricidad con un rendimiento aceptable la temperatura mínima está entre 120 y 180 °C, pero las fuentes de temperatura más baja son muy apropiadas para los sistemas de calefacción urbana.

Ventajas e Inconvenientes

Ventajas

1. Es una fuente que evitaría la dependencia energética del exterior.
2. Los residuos que produce son mínimos y ocasionan menor impacto ambiental que los originados por el petróleo, carbón...

Inconvenientes

1. En ciertos casos emisión de ácido sulfhídrico que se detecta por su olor a huevo podrido, pero que en grandes cantidades no se percibe y es letal.
2. En ciertos casos, emisión de CO₂, con aumento de efecto invernadero; es inferior al que se emitiría para obtener la misma energía por combustión.
3. Contaminación de aguas próximas con sustancias como arsénico, amoníaco, etc.
4. Contaminación térmica.
5. Deterioro del paisaje.
6. No se puede transportar (como energía primaria).
7. No está disponible más que en determinados lugares



Fig.6 Energía geotérmica

LA BIOMASA

Por descomposición de residuos orgánicos o bien por su quema directa como combustible

La Conferencia de Kyoto obliga todos los países a que desarrollen la utilización de las fuentes energéticas renovables para reducir el consumo de combustibles fósiles y reducir las emisiones contaminantes en la atmósfera, que provocan el peligroso efecto invernadero.

Para el desarrollo del presente estudio se analizara solamente la energía solar y la energía eólica como posible fuente de energía alternativa para la estación radio base Los Monjes

CAPITULOIII
ENERGIA EOLICA

ENERGIA EOLICA

Entre las fuentes energéticas renovables, el viento es un recurso disponible, ecológico y sostenible. En estos últimos años en Europa han aumentado mucho los lugares para la producción de energía eléctrica del viento (*Wind Farm* o *bosques eólicos*), en lugares donde las condiciones climáticas, orográficas y ambientales permiten el mejor aprovechamiento del viento. Esto ha contribuido a mejorar las tecnologías y a reducir los costes de la maquinaria eólica: de hecho actualmente se encuentran en el mercado maquinas eólicas de cualquier tamaño, seguras y tecnológicamente fiables.

El viento se origina como consecuencia de un calentamiento desigual de las masas de aire sobre el planeta y que tiene su causa en la acción del Sol. Las zonas ecuatoriales están más calientes que las polares, lo que determina la existencia de un flujo de aire cálido del ecuador hacia los polos y un retorno de aire frío por las capas de la atmosfera. Debido a la rotación de la Tierra, el aire se calienta de día y se enfría de noche; esto hace que la masa de aire caliente se desplace sobre la superficie terrestre en el mismo sentido de la rotación de la Tierra.

Los vientos son influenciados de gran manera por los terrenos accidentados los cuales le hacen perder velocidad y lo obligan a cambiar de dirección. En general la velocidad de los vientos aumenta a medida que

aumenta la altura debido a la poca influencia de obstáculos presentes. Se ha obtenido una relación experimental que estima la influencia de la altura en la velocidad del viento según la expresión:

$$\frac{V_1}{V_2} = \left(\frac{H_1}{H_2} \right)^n$$

V= Velocidad del viento (m/s)

H= Altura (m)

El valor de n varía entre 0,14 para una zona marítima alejada de la costa y 0,34 para una zona accidentada.

La producción de energía eléctrica eólica normalmente se asocia a la imagen de grandes lugares con numerosas y enormes máquinas en las colinas o en mar abierto: instalaciones a menudo no admiradas por las personas por el impacto visual sobre el paisaje y, cuando están cerca de las viviendas, por el ruido continuo que provocan.

Las instalaciones eólicas de pequeño tamaño, en cambio, tienen un impacto visual y medioambiental sustancialmente nulo, de tamaño poco superior al de una antena parabólica. Se pueden utilizar de forma aislada o junto a paneles fotovoltaicos, para proporcionar electricidad a zonas aisladas o

difícilmente alcanzables por la red eléctrica (viviendas aisladas, reservas naturales, estaciones meteorológicas, refugios alpinos, etc.).

Una instalación eólica consta de una o más máquinas (*aerogeneradores*) colocadas a una distancia adecuada las unas de las otras (condiciones de emplazamiento), para que no interfieran desde el punto de vista aerodinámico entre ellos, y según un diseño sobre el territorio (en filas, en grupos...) en función de la exposición al viento y del impacto visual.

AEROGENERADORES

Las máquinas eólicas, más allá de las peculiaridades de los modelos y de los adelantos tecnológicos diferentes según la empresa constructora, funcionan con la fuerza del viento que acciona las palas de la máquina (en número de una a tres) fijadas a un buje. El conjunto de las palas y del buje constituye el rotor. El buje, a su vez, está conectado a un primer eje (llamado eje de baja velocidad) que gira a la misma velocidad angular que el rotor.

El eje de baja velocidad está conectado a un multiplicador de giros, del que sale un eje de alta velocidad que gira con velocidad mayor (resultante del producto de la del eje de baja velocidad por el multiplicador de giros). En el eje de alta velocidad hay un generador eléctrico que produce la energía eléctrica

canalizada por los cables a la red. Todos estos elementos se encuentran en la llamada góndola que a su vez se encuentra sobre un soporte, que se puede orientar según la dirección del viento.

La góndola se completa con un sistema de control de la potencia y otro de control de la orientación. El primero tiene la doble función de regular la potencia en función de la velocidad del viento instantánea (haciendo funcionar la turbina lo más cerca posible de su potencia nominal) y de interrumpir el funcionamiento de la maquina en caso de viento excesivo. El segundo, en cambio, consta de un control continuo del paralelismo entre el eje de la maquina y la dirección del viento. La góndola se encuentra sobre una torre que puede ser de celosía o tubular cónica, anclada al terreno con adecuados cimientos de hormigón armado

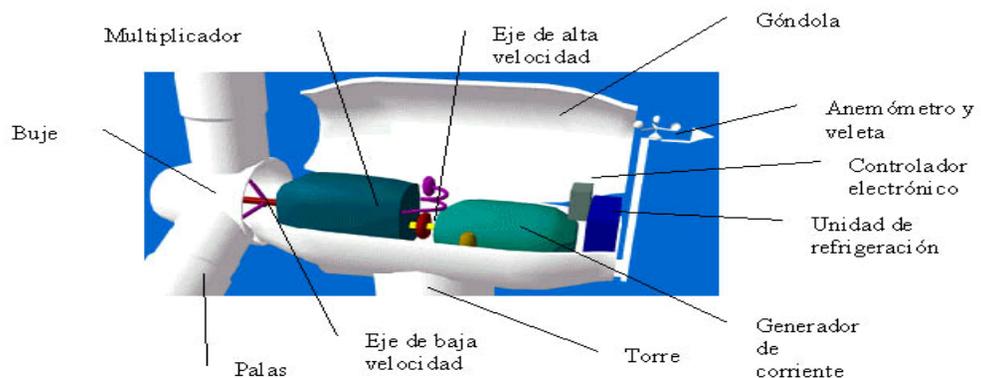


Fig. 7 Esquema de aerogenerador

TIPOS DE AEROGENERADORES

En la actualidad existe toda una enorme variedad de modelos de aerogeneradores, diferentes entre sí tanto por la potencia proporcionada, como por el número de palas o incluso por la manera de producir energía eléctrica (aisladamente o en conexión directa con la red de distribución convencional). Pueden clasificarse, pues, atendiendo a distintos criterios:

Por la posición del aerogenerador

- **Eje vertical** Su característica principal es que el eje de rotación se encuentra en posición perpendicular al suelo. Son también llamados "VAWTS", que corresponde a las siglas de la denominación inglesa "vertical axis wind turbines". Nos ofrecen las siguientes ventajas
 - Puede situar el generador, el multiplicador, etc. en el suelo, y puede no tener que necesitar una torre para la máquina.
 - No necesita un mecanismo de orientación para girar el rotor en contra del viento

Desventajas

- Las velocidades del viento cerca del nivel del suelo son muy bajas, por lo que a pesar de que pueden ahorrarse

la torre, sus velocidades de viento serán muy bajas en la

- parte más baja de su rotor.
- La eficiencia promedio de las máquinas de eje vertical no es muy grande.
- La máquina no es de arranque automático (es decir, una máquina Darrieus necesitará un "empuje" antes de arrancar). Sin embargo, esto es sólo un inconveniente sin
- importancia, ya que puede utilizar el generador como motor absorbiendo corriente de la red para arrancar la máquina.
- La máquina puede necesitar cables tensores que la sujeten, aunque esta solución no es practicable en áreas muy cultivadas.
- Para sustituir el cojinete principal del rotor se necesita desmontar el rotor, tanto en las máquinas de eje horizontal como en las de eje vertical. En el caso de las últimas, esto implica que toda la máquina deberá ser desmontada.

Existen tres tipos de estos aerogeneradores:

- Darrieus: Consisten en dos o tres arcos que giran alrededor del eje



Fig.8 Aerogenerador Vertical Darrius

- Panemonas: Cuatro o más semicírculos unidos al eje central. Su rendimiento es bajo.
 - Sabonius: Dos o más filas de semicilindros colocados opuestamente
- **Eje horizontal:** El eje de rotación es paralelo al suelo, son llamados HAWS por su siglas en ingles “horizontal axis wind turbines”



Fig.9 Aerogenerador de eje horizontal

Por la orientación del equipo con respecto al viento

- **A barlovento:** Las máquinas corriente arriba tienen el rotor de cara al viento. La principal ventaja de los diseños corriente arriba es que se evita el abrigo del viento tras la torre, la mayoría de los aerogeneradores tienen este diseño.

Por otro lado, también hay algo de abrigo enfrente de la torre, es decir, el viento empieza a desviarse de la torre antes de alcanzarla, incluso si la torre es redonda y lisa. Así pues, cada vez que el rotor pasa por la torre, la potencia del aerogenerador cae ligeramente.

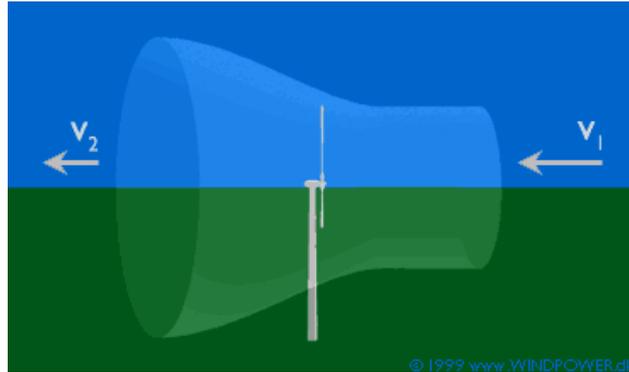


Fig.10 Desviación del viento producida por la turbina

El principal inconveniente de los diseños corriente arriba es que el rotor necesita ser bastante inflexible, y estar situado a una cierta distancia de la torre. Además una máquina corriente arriba necesita un mecanismo de orientación para mantener el rotor de cara al viento.

- **A sotavento:** Las máquinas corriente abajo tienen el rotor situado en la cara a sotavento de la torre

El rotor puede hacerse más flexible. Esto supone una ventaja tanto en cuestión de peso como de dinámica de potencia de la máquina, es decir, las palas se curvarán a altas velocidades del viento, con lo que quitarán parte de la carga a la torre.

El inconveniente principal es la fluctuación de la potencia eólica, debida al paso del rotor a través del abrigo de

la torre. Esto puede crear más cargas de fatiga en la turbina que con un diseño corriente arriba.

Por el numero de palas

- **Una pala:** Precisan un contrapeso en un extremo para equilibrar. La velocidad de giro es elevada produciendo un gran ruido. Por otra parte produce esfuerzos variables lo que acorta la vida del equipo



Fig.11 Aerogenerador de una pala

- **Dos palas:** No ameritan contrapeso lo que proporciona un gran ahorro en cuanto a la resistencia de los materiales constituyentes. Necesitan mayores velocidades de giro para producir una cierta cantidad de energía, lo que produce un enorme ruido



Fig12 Aerogenerador dos palas

- **Tres palas:** La mayoría de los aerogeneradores modernos poseen este diseño manteniendo a rotor a barlovento, usando motores eléctricos en sus mecanismos de orientación



Fig.13 Aerogenerador tripala

- **Multipalas:** con un número superior de pala, usado en la extracción de agua de pozos en los Estados Unidos



Fig14 Aerogenerador múltipalas

Por el control de potencia

Todos los aerogeneradores deben poseer algún método de control de la potencia generada, con el fin de evitar que se produzcan daños en los distintos componentes de estos equipos en caso de vientos excesivos. Recordemos que la energía del viento aumenta con el cubo de su velocidad. Por ello, se han desarrollado una serie de dispositivos que cumplen exactamente este cometido. Básicamente los podemos clasificar en:

- **Sistemas de paso variable (pitch regulation):** Este método de control consiste en que las palas varían su ángulo de incidencia con respecto al viento. Cuando la potencia generada es excesiva, las palas comienzan a girar sobre su eje longitudinal hasta adoptar la posición denominada de bandera. La resistencia entonces opuesta al viento es mínima, así como el par ejercido y la potencia generada.

Un sistema electrónico vigila tanto la velocidad del viento, como la potencia generada y la posición de las palas modificando de manera continua la posición de estas y adaptándola a la intensidad de los vientos reinantes en ese momento.

El diseño de aerogeneradores controlados por cambio del ángulo de paso requiere una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado. El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele funcionar de forma hidráulica.

Las ventajas de este sistema de control son:

- Con su implantación se logra una mayor vida del aerogenerador, al soportar este menores cargas dinámicas.

- Al mismo tiempo se consigue un aumento del rendimiento de la instalación, ya que el viento ataca a los álabes siempre con el ángulo óptimo de incidencia.
 - Así mismo, es posible el aprovechamiento de regímenes de vientos bajos.
- **Diseño de las palas (stall regulation):** Los aerogeneradores de regulación pasiva por pérdidas aerodinámicas tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo. Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se cree una cierta turbulencia en la parte de la pala que no da al viento. Esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor. Conforme aumenta la velocidad real del viento en la zona, el ángulo de ataque de la pala del rotor también aumentará, hasta llegar al punto de empezar a perder la sustentación.

Si se observa con atención la pala del rotor de un aerogenerador regulado por pérdida aerodinámica, llama la atención que la pala esté ligeramente curvada a lo largo de su eje longitudinal. Esto es así en parte para asegurar que la pala pierda la sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad alcanza su valor crítico.

La principal ventaja de esta regulación es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control. Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación.

- **Aerogeneradores de regulación activa por pérdida aerodinámica**

Un número creciente de grandes aerogeneradores (a partir de 1 MW) están siendo desarrollados con un mecanismo de regulación activa por pérdida aerodinámica. Técnicamente, las máquinas de regulación activa por pérdida aerodinámica se parecen a las de regulación por cambio del ángulo de paso, en el sentido de que ambos tienen palas que pueden girar (a menudo sólo utilizan unos pocos pasos fijos, dependiendo de la velocidad del viento). Sin embargo, cuando la máquina alcanza su máxima potencia nominal, observará que este tipo de máquinas presenta una gran diferencia respecto a las máquinas reguladas por cambio de ángulo de paso: si el generador va a sobrecargarse, la máquina girará las palas en

dirección contraria a la que haría una máquina de regulación por cambio de ángulo de paso. En otras palabras, aumentará el ángulo de paso de las palas para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación, y poder así consumir el exceso de energía del viento. Una de las ventajas de la regulación activa por pérdida aerodinámica es que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación pasiva. Otra de las ventajas es que la máquina puede funcionar casi exactamente a la potencia nominal a todas las velocidades del viento. El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele operarse mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso

FACTOR DE RENDIMIENTO DE LOS AEROGENERADORES

El rendimiento de las máquinas eólicas depende de la *intensidad del viento*: a igualdad de diámetro de las palas, al aumentar la velocidad del viento, la potencia teóricamente extraíble aumenta de manera proporcional.

POTENCIA DESARROLLADA:

La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad

del aire, " d ", del área de barrido del rotor, " A ", y de la velocidad del viento, " v ".

La energía cinética de una masa de aire, " m ", moviéndose a una velocidad, " v ", responde a la expresión:

$$E = 1/2 m v^2$$

Si el volumen de aire que se mueve es " V " y tiene una densidad " d " su masa será;

$$m = V * d$$

con lo que su energía cinética será:

$$E = 1/2 d V v^2$$

La distancia recorrida por la masa de aire en un tiempo t es :

$$D = v * t$$

El volumen del aire que llega al rotor será:

$$V = A * D = A * v * t$$

De esta manera se puede expresar la energía aportada al rotor en un tiempo t es:

$$E = 1/2 d * A * t * v^3$$

La potencia aportada será:

$$P = 1/2 d * A * v^3$$

Por lo tanto, antes de decidir instalar un sistema eólico es indispensable conocer bien las características del viento en el lugar en el que se piensa instalar los aerogeneradores. Estos conocimientos se obtienen realizando

preventivamente un atento estudio de la frecuencia, de la velocidad, de la duración y de la dirección del viento.

DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

No es más que un gráfico V Vs $f(V)$, donde $f(V)$ es el tanto por uno con la cual se obtiene esas velocidades a lo largo del año, y varía tanto en forma como de valor promedio de un lugar a otro, ver figura 15

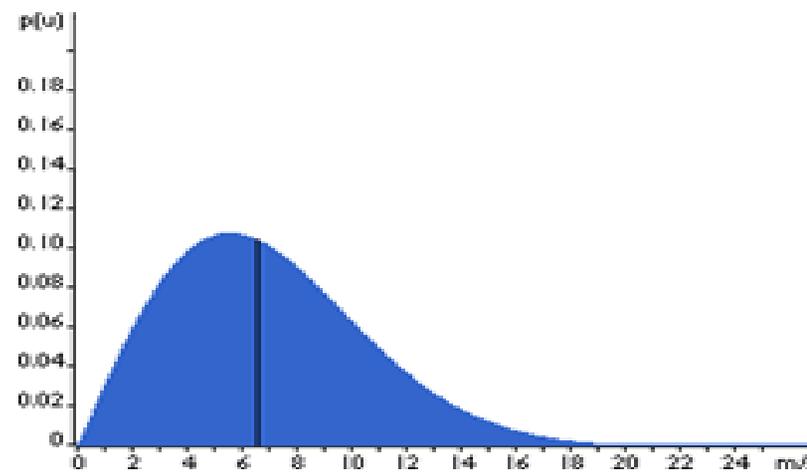


Fig.15 Distribución de Weibull

La intensidad del viento depende de las características orográficas del terreno. Una circunstancia fundamental es la rugosidad del terreno: en llanura o en el mar el viento sopla con intensidad mayor que en el campo o en los alrededores de las ciudades. Otro elemento a tener en cuenta es la altura del terreno: cuanto más se sube mayor es la velocidad del viento. A continuación se

indican parámetros óptimos en el emplazamiento de un aerogenerador de acuerdo a obstáculos del terreno

FACTORES GEOGRÁFICOS QUE AFECTAN LA POTENCIA TEORICA EXTRAÍBLE DEL VIENTO

Edificios

Para evitar la turbulencia que se produce cuando el viento se encuentra frente a un edificio es recomendable el emplazamiento de la maquina a una distancia mínima de $2H$ corriente arriba y $10H$ corriente abajo. Ver Fig16

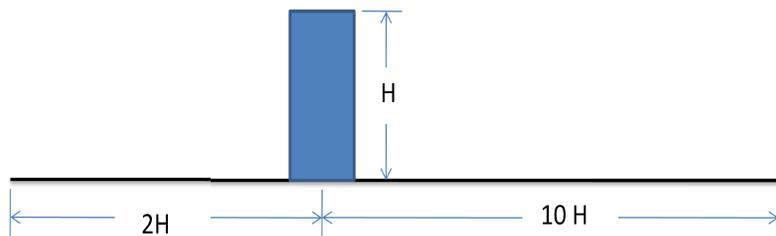


Fig.16 Distancia de emplazamiento

Maquinas detrás de otras

Se debe guardar una distancia de 6 a 12 veces el diámetro del rotor y guardar una distancia lateral de 4 veces el diámetro del rotor

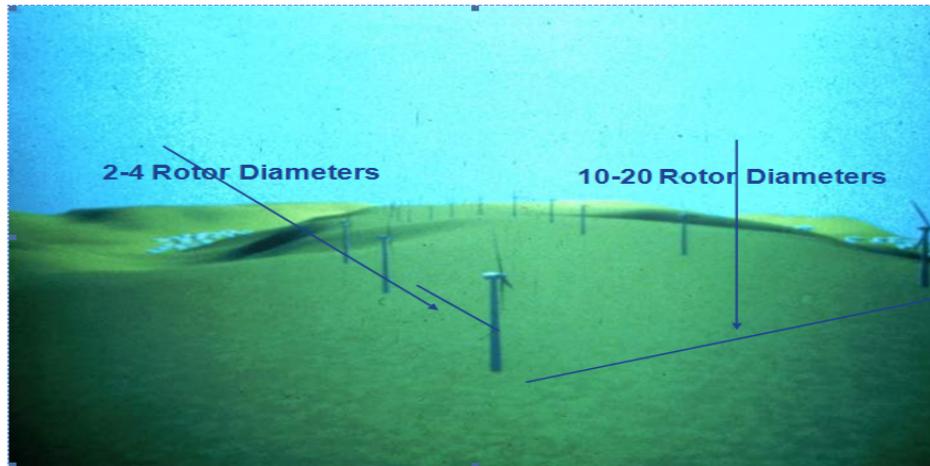


Fig17 Emplazamiento parque eólico

Arboles (barrera corta vientos)

Corriente arriba $2H$ y corriente abajo $15 H$

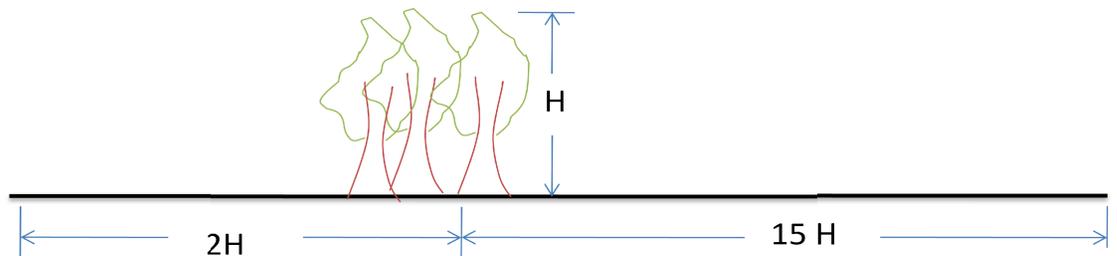


Fig.18 barrera corta vientos

Tipos de terrenos

Colinas y montañas: Las colinas favorecen el emplazamiento de los aerogeneradores ya que actúan como una inmensa torre, el aire es mas frio lo

cual influye en la densidad del aire y además produce una aceleración del viento en la cima de la colina.

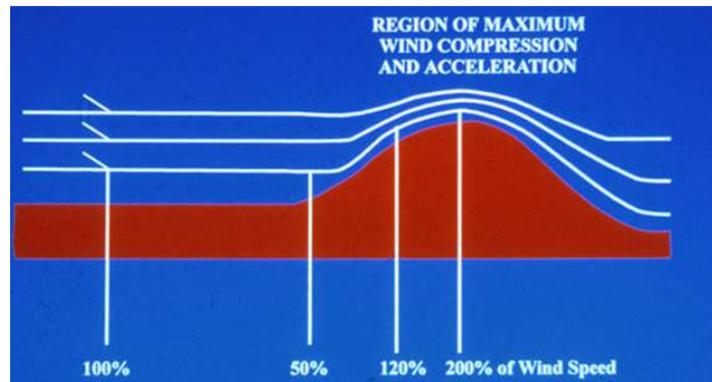


Fig.19 Efecto colina

- Orientación: Cuando la línea de definición de la montaña es perpendicular a la dirección del viento es la condición mas optima.

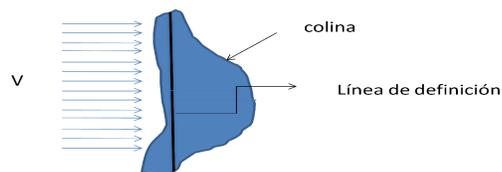


Fig.20 Orientación de la colina

- Forma: Esta puede ser cóncava o convexa, siendo la condición más favorable la cóncava ya que las líneas de corriente se concentra en la colina aumentando la presión en la corriente de

aire produciendo una aceleración en la cima de la colina. Por lo contrario la forma convexa hace que las líneas de corriente se desvíen a lo largo del contorno de la colina

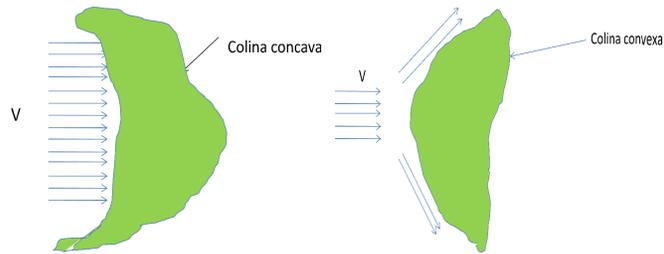


Fig.21 Efecto de forma

- Sección transversal: Esta puede ser triangular, redonda, inclinada de cima plana, de ladera vertical y cima plana y meseta. El perfil de viento en la cima depende esencialmente de la sección de la colina como se muestra a continuación

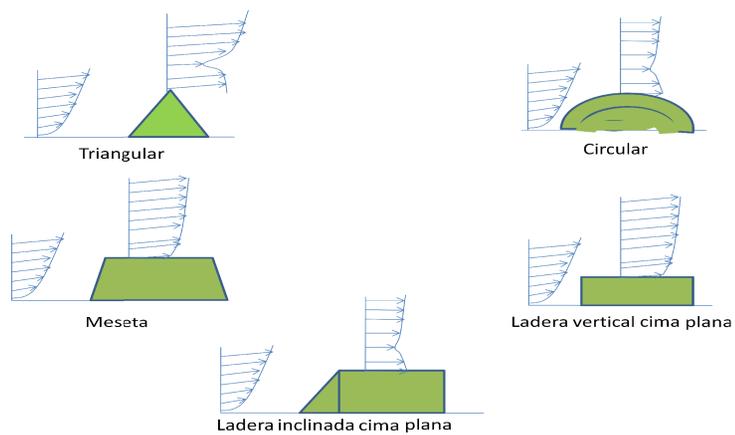


Fig.22 Efecto de sección en el perfil de velocidades

Desfiladeros: El mejor emplazamiento posibles es en lugares donde es formados por la depresión, donde el viento sea paralelo al desfiladero

Valles: Evitar valles cortos y angostos ya que en ese caso la turbulencia es muy alta, el emplazamiento será optimo si el viento es paralelo a lo largo del valle

Las maquinas eólicas funcionan dentro de parámetros mínimos y máximos de la velocidad del viento. En línea general:

- Pueden ser activados con viento variable de 2 a 4 m/s (*velocidad de corte inferior*)
- Cuando el viento alcanza la velocidad de 10–14 m/s (*velocidad de corte o nominal*), se activa un dispositivo de control de la potencia.
- Se paran cuando la velocidad del viento supera los 20-25 m/s (*velocidad de corte superior*).

CURVA DE POTENCIA

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que nos indica la potencia eléctrica que es capaz de generar para cada velocidad del viento.

Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas en campo, donde un anemómetro situado en un mástil toma velocidades del viento y la potencia eléctrica se lee directamente de los aparatos de control del aerogenerador. El gráfico muestra una curva de potencia de un típico aerogenerador de 600 kW.

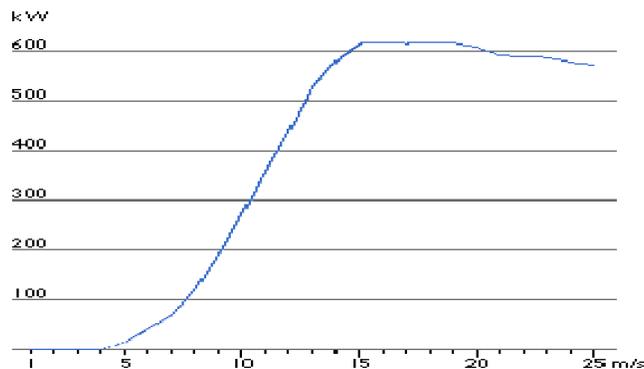


Fig.23 Curva de potencia de un aerogenerador

COEFICIENTE DE POTENCIA:

El coeficiente de potencia indica con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad.

Para calcular el coeficiente de potencia para cada velocidad dividimos el valor de la potencia eléctrica para cada velocidad sacado de la curva de potencia por el área de barrido del rotor, sacamos así la potencia disponible por metro cuadrado.

Posteriormente, para cada velocidad, dividimos el resultado anterior por la cantidad de potencia en el viento por m^2 .

La figura 24 muestra la curva del coeficiente de potencia de un aerogenerador típico. Aunque la eficiencia media de estos aerogeneradores suele estar por encima del 20%, la eficiencia varía mucho con la velocidad del viento.

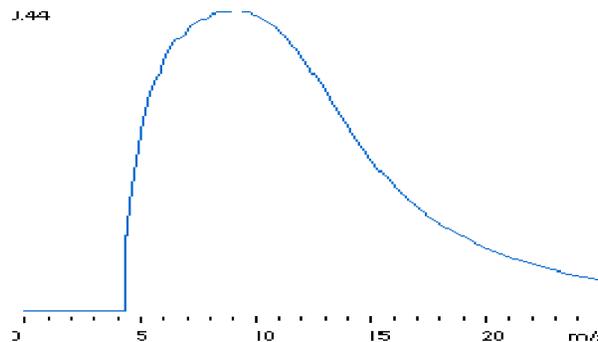


Fig.24 Curva de coeficiente de potencia

Como se puede observar, la eficiencia mecánica del aerogenerador más alta (44%) se da a velocidades alrededor de 9 m/s. Este valor es un dato elegido deliberadamente por los constructores de turbinas, ya que:

- A bajas velocidades del viento la eficiencia del aerogenerador no es importante, ya que la energía del viento no es mucha.
- A altas velocidades la eficiencia tampoco interesa que sea muy alta por un doble motivo, según la densidad de potencia a altas velocidades esta es baja y además hay peligro de ruptura del aerogenerador, por lo que este se para a esas velocidades.

- Así pues, la eficiencia interesa que sea alta en aquellas zonas de velocidades de viento más frecuentes, donde se encuentra la mayor parte de la energía.

CAPÍTULO IV
ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

ENERGIA SOLAR

La luz, sea ésta de origen solar, o generada por un foco incandescente o fluorescente, está formada por un conjunto de radiaciones electromagnéticas de muy alta frecuencia, que están agrupadas dentro de un cierto rango, llamado espectro luminoso. Las ondas de baja frecuencia del espectro solar (infrarrojo) proporcionan calor, las de alta frecuencia (ultravioleta) hacen posible el proceso de fotosíntesis o el bronceado de la piel. Entre esos dos extremos están las frecuencias que forman la parte visible de la luz solar. La intensidad de la radiación luminosa varía con la frecuencia.

El sol es la fuente de calor irradiada a la tierra, que trasmite su energía mediante el proceso de radiación. La cantidad de energía solar recibida en lugar en particular de la tierra varía durante todo el año y depende de la altitud geográfica y de los factores climáticos.

INSOLACIÓN

La cantidad total de radiación solar (directa y reflejada) que se recibe en un punto determinado del planeta, sobre una superficie de 1 m^2 , recibe el nombre de insolación. El término deriva de la palabra inglesa *insolation*, la que, a su vez, representa un acronismo derivado de otras tres palabras del mismo idioma:

incident solar radiation (radiación solar incidente).

El valor de la insolación en una localidad dada debe reflejar el valor promedio de la misma. Para obtenerlo, se necesita tener en cuenta las variaciones cíclicas estacionales, conduciendo mediciones de la radiación solar diaria durante 10 ó más años. Las mediciones de insolación diaria se toman usando colectores fijos, con distintos ángulos de inclinación con respecto a la horizontal, así como colectores móviles (los que siguen la trayectoria del sol automáticamente).

UNIDADES DE MEDIDAS

Se usan diferentes unidades para expresar el valor de la insolación de un lugar. La más conveniente para nuestra aplicación es el Kilowat.hora por metro cuadrado (kWh/m^2), o su valor equivalente en miliwat.hora por centímetro cuadrado (mWh/cm^2). Si la energía del sol se utilizare para calentar agua, resulta más conveniente usar como unidad las calorías por metro cuadrado (Cal/m^2) o los BTU/f^2 (**B**ritish **t**hermal **u**nits por pié cuadrado). La reducción de una cantidad a la otra puede hacerse recordando que $1\text{kWh/m}^2 = 860 \text{ Cal/m}^2 = 317.02 \text{ BTU/f}^2$.

TIPO DE RADIACIÓN

La tierra es alcanzada por la producción solar mediante dos formas, radiación directa y radiación difusa

La radiación directa es la cantidad de energía que incide sobre la superficie de la tierra que no está afectada por las partículas de polvo, moléculas de vapor de agua, dióxido de carbono y ozono.

Una fracción de la radiación al atravesar la atmósfera es absorbida por las partículas de polvo, moléculas de vapor de agua, dióxido de carbono y ozono. La energía irradiada por estos elementos que alcanza la superficie terrestre, así también la que es emitida a la tierra por las nubes se conoce con el nombre de radiación difusa

CONSTANTE SOLAR

La constante solar es la cantidad de energía recibida en forma de radiación solar por unidad de tiempo y unidad de superficie, medida en la parte externa de la atmósfera en un plano perpendicular a los rayos. Los resultados de su medición por satélites indican un valor promedio de 1366 W/m².

Para calcular la constante solar basta con dividir el flujo energético que sale del sol por la relación de áreas entre la superficie del Sol (R_s radio solar) y el área de una esfera situada a la distancia a_0 (unidad astronómica) del Sol. Para

obtener este valor, que realmente está medido por satélites se debe usar un valor de la temperatura superficial del Sol de $T_s=5776$ K

$$K = \sigma \cdot T_s^4 \cdot \left(\frac{r_s}{a_0}\right)^2 = 1366 \frac{W}{m^2}$$

Para la Tierra en su conjunto, dada su sección transversal de 127,4 millones de km², la energía es del orden de $1,74 \cdot 10^{17}$ W. En realidad la «constante solar» no es propiamente una constante, pero sí un parámetro que a corto y medio plazo varía dentro de márgenes estrechos.

VARIACION Y DISTRIBUCION DE LA RADIACION SOLAR

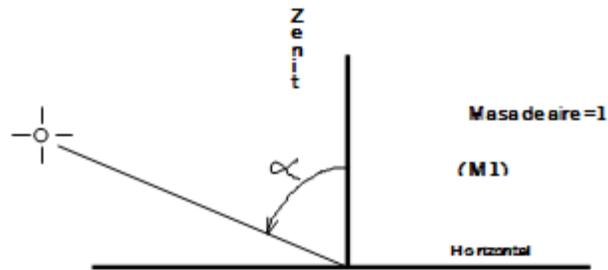
La radiación recibida en la superficie terrestre en un plano horizontal, en un intervalo de tiempo dado es muy variable dependiendo esencialmente de la inclinación de los rayos solares, del estado de la atmósfera y de la distancia de la tierra al sol. Cualquier otro factor que se considere está relacionado con uno de estos factores mencionado

Inclinación de los rayos solares

La posición relativa del sol respecto a la horizontal del lugar determina el valor de la masa de aire. Cuando los rayos solares caen formando un ángulo de 90° respecto a la horizontal, se dice que el sol ha alcanzado su zenit.

Para esta posición la radiación directa del sol atraviesa una distancia

mínima a través de la atmósfera. Cuando el sol está más cercano al horizonte, esta distancia se incrementa, es decir, la “masa de aire” es mayor. La Fig. 25 ilustra esta situación



**Fig. 2-
Masa de
Aire**

Fig.25 Masa de aire

A la posición del zenit se le asigna una masa de aire igual a 1 (M1). Cualquier otra distancia tendrá una masa de aire que puede calcularse usando la expresión:

$$\text{Masa de Aire} = 1 / \cos$$

Donde α es el ángulo formado entre la posición de zenit y la posición del sol en ese momento, y $\cos \alpha$ es el valor del coseno de ese ángulo, el que varía entre 1 y 0 cuando el ángulo varía entre 0 y 90°. Para valores de α mayores que cero, el valor del cos es siempre menor que la unidad, de manera que el valor de la

masa de aire se incrementa. Valores para la masa de aire mayores que la unidad indican que la radiación directa debe atravesar una distancia mayor dentro de la atmósfera. El ángulo de inclinación respecto a la posición del zenit (vertical) puede ser calculado de la expresión anterior. Se deduce así que una masa de aire de valor 1,5 corresponde a un ángulo de unos 48° . Algunos autores asignan, arbitrariamente, el valor $M=0$ para el espectro luminoso fuera de la atmósfera. Este valor carece de sentido matemático.

Variación del espectro luminoso

Al incrementarse la distancia, la absorción, reflexión y dispersión de la luz solar también se incrementan, cambiando el rango de frecuencias que integran el espectro luminoso, así como la intensidad del mismo. Esto explica las variaciones de intensidad y color de la luz solar durante la salida y puesta del sol. La fuente luminosa usada para medir la potencia de salida de un panel FV tiene un espectro luminoso correspondiente a una masa de 1,5 ($M=1,5$), el que ha sido adoptado como estándar. La intensidad es muy cercana a 1kW/m^2 .

La inclinación con que inciden los rayos solares en la superficie, influye de tal manera, que mientras mayor sea su inclinación, menor será la radiación recibida

Esto se explica por dos razones fundamentales:

- Porque la masa atmosférica que tiene que atravesar los rayos solares es mayor, lo que significa un mayor debilitamiento de la radiación por el efecto de la atmósfera, expresado por la reflexión, dispersión y absorción de las radiaciones antes de llegar a la tierra
- Porque el área a calentarse hace más grande cuando los rayos están inclinados con lo que disminuye la intensidad de la radiación

La figura 26 indica el principio fundamental: el calor recibido es mayor cuando los rayos caen perpendicularmente sobre la superficie

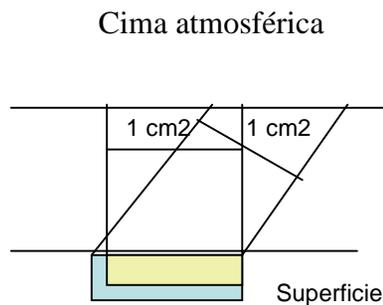


Fig. 26 Inclinación de los rayos solares

La radiación de los rayos solares es menos intensa por abarcar mayor área y por atravesar mayor masa de atmósfera

Esta inclinación se conoce como inclinación zenital. La intensidad de radiación es función del coseno del ángulo de inclinación zenital (z)

$$I' = I \cos z \quad \text{donde } I \text{ es la intensidad de radiación en } \text{W/m}^2\text{h}$$

La inclinación de los rayos solares en la superficie terrestre está controlada por la latitud.

El estado de la atmósfera:

La radiación que llega a una superficie depende de gran manera si la atmósfera está seca, limpia o despejada y/o existen impurezas, vapor de agua o nubosidad

En el primer caso la radiación se ve favorecida mientras que en el segundo, se ve obstaculizada por una mayor absorción, reflexión y dispersión de la atmósfera. De todos estos, la nubosidad y el vapor de agua son los que más influyen en el efecto de la atmósfera sobre la radiación solar

Distancia de la tierra al sol:

Esta distancia es menor en perihelio (Enero) Cuando la tierra esta a unos 4.8 millones de km y más alejada durante el afelio (Julio). Esta es la razón por la cual es hemisferio recibe mayor radiación

IRRADIACION

Irradiación es el valor de la potencia luminosa. Los fabricantes de paneles fotovoltaicos (FVs) determinan la máxima potencia eléctrica de salida usando una fuente con una potencia luminosa de 1 kW/m^2 . Este valor, conocido con el nombre de SOL, se ha convertido en un estándar para la industria, facilitando la comparación de paneles de distintos orígenes. Recordando que $1 \text{ m}^2 = 10.000 \text{ cm}^2$, y que $1 \text{ kW} = 1.000 \text{ W}$, se tiene que:

$$1 \text{ SOL} = 1 \text{ kW/m}^2 = 100 \text{ mW/cm}^2$$

DIA SOLAR MEDIO

El valor de la irradiación varía al variar la masa de aire, la que cambia constantemente desde el amanecer al anochecer. Para simplificar el cálculo de la energía eléctrica generada diariamente por un panel FV, se acostumbra a definir el *día solar promedio*. Este valor es el número de horas, del total de horas entre el amanecer y el anochecer, durante el cual el sol irradia con una potencia luminosa de 1 SOL. Supongamos, como ejemplo, que el promedio de insolación diaria en una locación es de 5 kWh/m^2 . Si este valor es dividido por un SOL, se obtiene el valor (en horas) del día solar promedio para esa locación y esa inclinación.

En nuestro ejemplo:

$$\text{DIA SOLAR} = (5\text{kWh/m}^2) / (1\text{kW/m}^2) = 5 \text{ hrs}$$

Recordando que los paneles son evaluados usando una intensidad luminosa de un SOL, la duración del día solar promedio representa la cantidad de horas, del total de horas de luz diaria, en que el panel es capaz de generar la potencia máxima de salida especificada por el fabricante.

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es una de las principales fuentes de energía renovable, su implementación se plantea como una solución a mediano y largo plazo para combatir el calentamiento global.

SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA FV

Un sistema FV consiste en la integración de varios componentes, cada uno de ellos cumpliendo con una o más funciones específicas, a fin de que éste pueda suplir la demanda de energía eléctrica impuesta por el tipo de carga, usando como combustible la energía solar. La definición anterior deja claramente establecido que la carga eléctrica determina el tipo de componentes que deberán utilizarse en el sistema. La completa definición de la carga debe tener en cuenta tres características que la definen: el tipo, el valor energético y el régimen de uso.

ORÍGENES Y PRINCIPIOS FOTOVOLTAICOS O

FOTOELÉCTRICOS

Hoy día el tema de la Energía Fotovoltaica es noticia de actualidad como una de las soluciones para la generación de energía eléctrica, sin embargo sus orígenes teóricos y prácticos se sitúan a mediados del siglo XIX.

El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones por un material cuando se lo ilumina con radiación electromagnética (luz visible o ultravioleta, en general).

A veces se incluye en el término efecto fotoeléctrico en otros tipos de interacción entre la luz y la materia:

Fotoconductividad: Es el aumento de la conductividad eléctrica de la materia o en diodos provocada por la luz. Descubierta por Willoughby Smith en el selenio hacia la mitad del siglo XIX.

La generación de energía mediante el principio fotovoltaico de convertir la energía del sol en energía eléctrica tiene como principal componente los paneles fotovoltaicos.

PANEL SOLAR O CELDA FOTOVOLTAICA

Una célula solar o la célula fotovoltaica es un dispositivo que convierte energía solar en energía eléctrica. A veces el termino célula o celda solar está reservado

para los dispositivos previstos específicamente para capturar energía de la luz del sol, mientras que se utiliza el término célula fotovoltaica cuando la fuente de luz está sin especificar. Fundamentalmente, el dispositivo necesita satisfacer solamente dos funciones: Foto generación de los portadores de la carga (electrones y agujeros) en un material que absorbe la luz, y separación de los portadores de la carga a un contacto conductor que transmitirá la electricidad. Esta conversión se llama el efecto fotovoltaico, y el campo de la investigación relacionado con las células solares se conoce como fotovoltaico

PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles fotovoltaicos están formados por numerosas celdas que convierten la luz en electricidad. Las celdas llamadas también células fotovoltaicas. Estas celdas dependen del efecto fotovoltaico para transformar la energía del Sol y hacer que una corriente pase entre dos placas con cargas eléctricas diferentes

Silicio Cristalino es la elección típica de material para celdas solares.

Los cristales de silicio están disponibles en lingotes estándar más baratos producidos principalmente para el consumo de la industria microelectrónica. El silicio policristalino tiene una menor eficacia de

conversión pero también menor coste. En un Panel Fotovoltaico se aprovecha la radiación directa y difusa.

TIPO DE CARGAS

Existen tres tipos de cargas requeridas para los sistemas fotovoltaicos: Corriente continua (CC), Corriente alterna CA, y mixta (CC y CA). Cuando la carga tiene aparatos de CA, se necesitará incorporar al sistema un inversor. Este componente transforma el voltaje de CC proporcionado por los paneles en un voltaje de CA. Las pérdidas de energía en estos sistemas es mayor que la de los de CC.

La conversión de CC a CA se lleva a cabo con una eficiencia que oscila entre el 75 y el 91 %. Esto significa que las pérdidas varían entre el 25 y el 9% de la potencia suministrada a la entrada. Los valores porcentuales más elevados corresponden a los modelos que manejan un bajo valor de potencia. Esto se debe a que el consumo del circuito del inversor no crece proporcionalmente con el aumento de la potencia que éste puede manejar.

CORRIENTE DE ENTRADA AL INVERSOR

En un sistema FV de 12V CC, el voltaje de salida del inversor (120V) es 10 veces el de entrada. Si asumimos, por un momento, que no hay pérdidas de conversión, la corriente de entrada alcanzará un valor 10 veces mayor que la de salida

$$V_{\text{entr.}} \times I_{\text{entr.}} = V_{\text{sal}} \times I_{\text{sal}}$$

En la práctica, debido al consumo del circuito del inversor, la potencia de entrada es siempre mayor que la entregada a la carga, demandando un mayor valor para la corriente de entrada del inversor. Este análisis se ha hecho para mostrar que para consumos de CA relativamente bajos, la corriente de entrada del inversor puede alcanzar valores considerables. Si el estado de carga del banco de baterías es bajo su voltaje disminuye, forzando corrientes de entrada aún más elevadas. Por eso es común que los inversores tengan circuitos de protección que, automáticamente, desconectan la carga cuando el voltaje de batería está por debajo del mínimo requerido por la unidad. Otra desconexión automática ocurre cuando la temperatura de trabajo del inversor excede el límite del diseño.

TEMPERATURA DE TRABAJO DEL INVERSOR

La potencia de trabajo de un inversor está especificada para un determinado rango de temperatura ambiente, como se indica en las especificaciones. Esta capacidad disminuye al aumentar la temperatura ambiente, ya que el equipo no alcanza a transferir al exterior todo el calor generado internamente.

VALOR ENERGETICO

El valor energético representa el total de energía que consumirá la carga dentro de

un período determinado. El análisis detallado de la carga representa el primer paso en la secuencia de diseño, ya que deben conocerse los numerosos detalles que afectan el valor y el régimen de uso de la energía del sistema en consideración. La mayor dificultad en el diseño es la determinación correcta del valor energético a generarse y acumularse, si existe un banco de baterías. Cuando estos valores son óptimos, el sistema resultante tendrá el menor costo y el mayor grado de fiabilidad posibles.

REGIMEN DE USO

El régimen de uso responde a dos características: cuándo se usa la energía generada y la rapidez de su uso. Dependiendo de cuándo se usa la energía, se tendrá un régimen diurno, nocturno o mixto. La rapidez del consumo (energía por unidad de tiempo), determina el valor de la potencia máxima requerida por la carga.

En el caso de interés se debe a un régimen de uso mixto (diurno y nocturno), parte de la energía a generarse deberá cargar el banco de baterías y el resto deberá satisfacer la carga diurna. Ello implica que la parte generadora deberá satisfacer dos requisitos durante la duración del día solar.

Por ello se analizará a continuación, un sistema de este tipo, con régimen nocturno o mixto. El análisis, por el momento, es sólo *cualitativo*, ya que nuestro interés es el de identificar los diferentes bloques que forman parte de

este sistema. Usaremos como referencia el circuito de la Figura 27. En ella, cada bloque funcional está separado por una línea transversal. Un bloque que no es obvio es el Cableado de interconexión, el que está distribuido en todo el sistema.

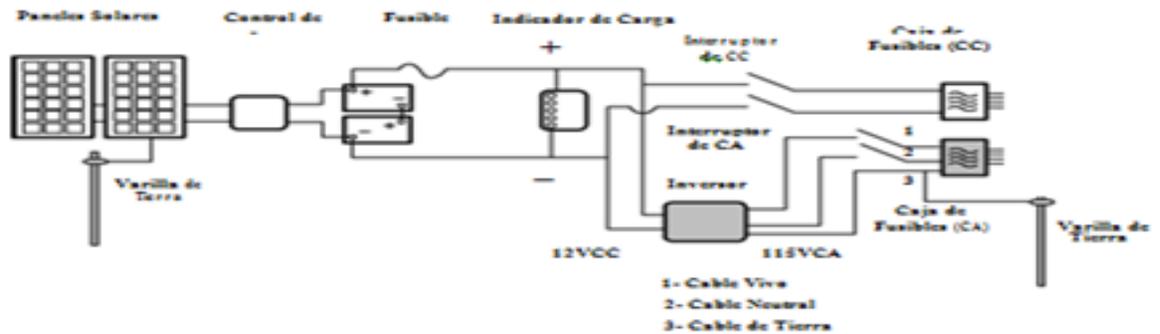


Figura 27 Esquema de instalación fotovoltaica

BLOQUE DE GENERACION

Los paneles FVs forman el bloque de Generación. El número de ellos depende de varios factores. Entre ellos, los más obvios, son la insolación del lugar, el valor energético de la carga y la máxima potencia de salida por panel. Su acción es equivalente al de un generador de CC alimentado por la luz solar. La mayor parte de la energía eléctrica que generan es acumulada en las baterías. Decimos la mayor parte ya que es imposible acumular toda la energía generada, debido a las pérdidas asociadas con el proceso de carga. Es importante recordar que si los paneles permanecen parcialmente sombreados durante una parte del día, su

capacidad generadora sufre sensiblemente, ya que la parte sombreada equivale a conectar un alto valor de resistencia en serie con el generador.

La importancia de este componente dentro del sistema FV hace necesario el conocimiento a fondo de las limitaciones intrínsecas del mismo. Sólo así podrá lograrse la correcta instalación y uso del sistema, prolongando su vida útil y grado de fiabilidad

VOLTAJE DE SALIDA

El número de celdas en un panel, y por lo tanto su voltaje de salida, depende de la estructura cristalina del semiconductor usado. El fabricante, teniendo en cuenta este factor, así como el comportamiento anticipado para el caso más desfavorable, decide en el número mínimo que garantiza la carga efectiva del banco de baterías

POTENCIA DE SALIDA

La potencia máxima de salida de un panel FV es, sin duda alguna, la característica más importante del mismo. Salvo en casos de muy bajo consumo, la implementación de un sistema FV requiere el uso de paneles con potencias de salidas de 30 o más Watts. Paneles con potencias por debajo de 30W no ofrecen una solución práctica, ya que la diferencia en costo no es

suficiente para justificar el mayor número de paneles requeridos. Numerosas compañías ofrecen paneles con una potencia de salida en exceso de 40 W, y recientemente, han aparecido paneles de 200W.

CURVAS I-V

Si los valores de potencia luminosa y la orientación del panel permanecen constantes, la corriente de salida de un panel F.V. varía con el valor del voltaje en la carga y su temperatura de trabajo. Esto se debe a las características intrínsecas de los materiales semiconductores. La Figura 28 muestra, en forma gráfica, la relación entre la corriente y el voltaje de salida para un panel FV (curva I-V), para cuatro temperaturas de trabajo, cuando el nivel de radiación permanece constante

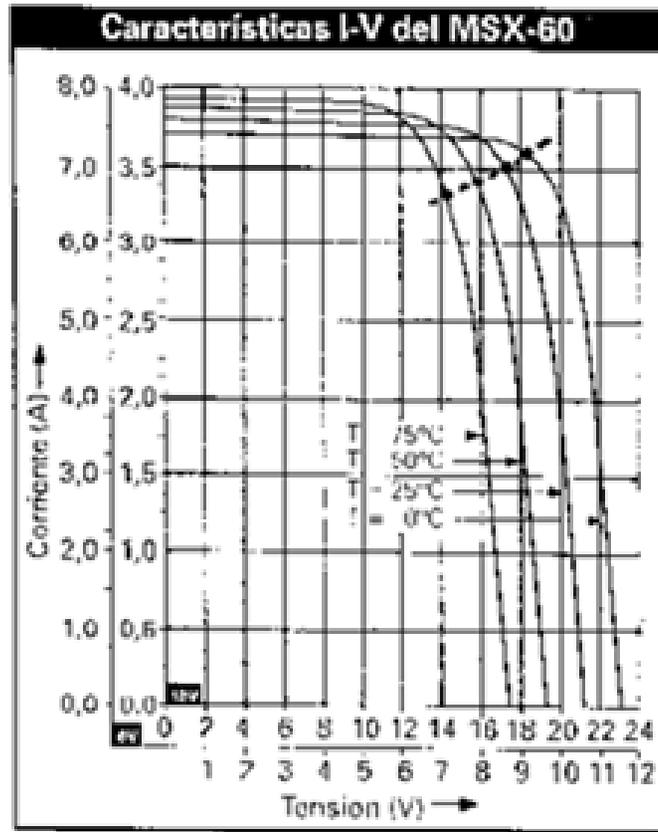


Fig. 28 Curva I-V de un panel solar

Si bien se ha seleccionado un panel en particular para esta ilustración, los restantes tienen un comportamiento similar, ya que utilizan celdas de silicio. Puede observarse que el valor máximo para el voltaje de salida corresponde a un valor de corriente nulo (voltaje a circuito abierto), mientras que el valor máximo para la corriente corresponde a un voltaje de salida nulo (salida cortocircuitada). Todas las curvas tienen una zona donde el valor de la corriente permanece *prácticamente constante* para valores crecientes del voltaje de salida, hasta que alcanzan una zona de transición. A partir de esta zona, pequeños

aumentos en el voltaje de salida ocasionan bruscas disminuciones en el valor de la corriente de salida. El comienzo de la zona de transición se alcanza para menores valores del voltaje de salida cuando la temperatura de trabajo se incrementa.

EFECTO DE LA TEMPERATURA

Tanto la corriente de cortocircuito como el voltaje a circuito abierto, se ven afectados por la temperatura de trabajo, pero el tipo de variación, así como su magnitud porcentual, son distintos para estos dos parámetros. Si tomamos como referencia los valores a 25°C, la corriente de cortocircuito aumenta moderadamente (+ 1,6% a 50°C; + 3,3% a 75°C), mientras que el voltaje a circuito abierto disminuye sensiblemente (- 9,5% a 50°C; - 16,7% a 75°C). Es por ello que los fabricantes tratan de ofrecer un voltaje de circuito abierto elevado a 25°C, de manera que el incremento en la temperatura de trabajo no impida el proceso de carga de las baterías. Cuando la temperatura de trabajo es menor que 25°C, el voltaje de circuito abierto crece, y la corriente de cortocircuito disminuye.

Para la mayoría de los paneles FVs, cuando la temperatura de trabajo aumenta, el valor de la potencia de salida disminuye. En la práctica, debido a la disipación de calor dentro de las celdas del panel, salvo en climas muy fríos, la temperatura de trabajo excede los 25°C. Cuando ello ocurre, la potencia de salida nunca alcanza el valor pico especificado por el fabricante. El diseño de un

sistema FV debe tener en cuenta esta degradación del panel, a fin de asegurar que los requerimientos eléctricos del sistema pueden ser satisfechos durante los días más calurosos del verano. Para el período invernal, si el mínimo para la temperatura promedio es menor a los 25°C, no se considera ninguna degradación para la potencia de salida pico. La degradación puede ser calculada usando los valores dados por las curvas I-V a alta temperatura, pero este proceso es tedioso e impreciso, dada la pobre resolución de las curvas publicadas por los fabricantes. Por ello es mucho más conveniente usar factores de degradación dados en forma porcentual con relación a la potencia pico.

MÁXIMA POTENCIA DE SALIDA

Para cada condición de trabajo se puede calcular la potencia de salida del panel multiplicando los valores correspondientes al voltaje y la corriente para ese punto de la curva I-V. En particular, la potencia de salida es nula para dos puntos de trabajo: circuito abierto y cortocircuito, ya que la corriente o el voltaje de salida es nulo. Por lo tanto, si la salida de un panel es cortocircuitada, éste no sufre daño alguno. Entre estos dos valores nulos, la potencia de salida alcanza un valor máximo que varía con la temperatura. El valor máximo que corresponde a una temperatura de trabajo de 25°C se denomina “valor óptimo” o “valor pico” (Wp) del panel. Para determinarlo, se usan los valores estandarizados: potencia luminosa de 1 Sol; espectro luminoso correspondiente a M1,5. Los

valores de voltaje y corriente asociados con este máximo (V_p e I_p) son los dados en la hoja de especificaciones para el panel. La Fig. 28 muestra, en línea de puntos, la ubicación de los valores de potencia máxima en función de la temperatura de trabajo. Estos están ubicados al comienzo de la zona de transición de la curva I-V para la temperatura en consideración. El valor de la potencia de salida a 0°C es el mayor de todos ellos.

TEMPERATURA DE TRABAJO Y POTENCIA DE SALIDA

La temperatura de trabajo que alcanza un panel FV obedece a una relación lineal dada por la expresión

$$T_t = T_a + k R$$

donde T_t es la temperatura de trabajo del panel, T_a es la máxima temperatura ambiente, R es el valor de la radiación solar en mW/cm^2 , y k es un coeficiente que varía entre 0,2 y 0,4 $^\circ\text{C}\cdot\text{cm}^2/\text{mW}$, dependiendo de la velocidad promedio del viento. Cuando ésta es muy baja, o inexistente, el enfriamiento del panel es pobre o nulo, y k toma valores cercanos o iguales al máximo (0,4). Si la velocidad promedio del viento produce un enfriamiento efectivo del panel, el valor de k será el mínimo (0,2). El valor de R varía entre 80 y $100\text{mW}/\text{cm}^2$. Para locaciones con alto valor de insolación diaria se usa el valor máximo. Si existen nubes pasajeras que reducen el valor de irradiación, el valor de R se reduce a $80\text{mW}/\text{cm}^2$. El producto kR representa el incremento

de temperatura que sufre el panel sobre la máxima temperatura ambiente

Una vez conocido este valor, que determina el incremento en la temperatura de trabajo respecto a la de prueba (25°C). La siguiente expresión da el valor de la potencia de salida de un panel trabajando a una temperatura T_t .

$$P_t = P_p - (P_p \times \alpha \times T)$$

Donde P_t es la potencia de salida a la temperatura de trabajo (T_t); P_p es la potencia pico del panel (a 25°C); α es el coeficiente de degradación (0,6%/°C) y T es el incremento de temperatura por sobre los 25°C.

BLOQUE DE ACUMULACION

El bloque de Acumulación contiene tres componentes: el banco de baterías, el control de carga y el fusible de protección. El banco de acumulación usa, casi con exclusividad, un tipo especial de batería llamada batería solar. Estas se ofrecen en versiones de 6 y 12V.

El control de carga cumple dos funciones: garantiza un régimen de carga adecuado para las baterías, y evita la descarga de las mismas a través de los paneles durante la noche, cuando el voltaje de salida es nulo. Su función es análoga a la del sistema de carga de batería en un automotor. Si no se usare un control el régimen de carga podría sobrecargar las baterías. Esta condición, acorta la vida útil de las mismas. Muchos fabricantes de controles de carga adicionan, en

algunos modelos, funciones auxiliares dentro del producto. La más común es la de monitoreo del proceso de carga. El fusible de baterías es incorporado al sistema como un elemento de seguridad. Aún cuando el banco consista de una sola unidad, un cortocircuito accidental entre los bornes de salida significa que la corriente que circula por la batería alcanzará valores de miles de amperes, por varios segundos, acelerando la reacción química y disipación de calor dentro de la misma. Los gases generados no escapan en su totalidad, llegando a producir una violenta explosión. Como las baterías utilizan electrolitos altamente corrosivos, las consecuencias pueden ser trágicas. Cortocircuitos que no terminan en explosiones acortan la vida útil de las baterías y pueden dañar la aislación de los cables de conexión (excesivas pérdidas de calor).

DOBLE CONVERSIÓN DE ENERGIA

Una doble conversión de energía, llevada a cabo mediante el uso de un proceso electro-químico. La primera conversión, energía eléctrica en energía química, toma lugar durante el proceso de carga. La segunda, energía química en eléctrica, ocurre cuando la batería es descargada. Para que estas conversiones puedan llevarse a cabo se necesitan dos electrodos metálicos inmersos en un medio que los vincule, llamado electrolito. Este conjunto forma una celda de acumulación, cuyo voltaje, en una batería de plomo-ácido, excede levemente los 2V, dependiendo de su estado de carga. En el proceso electrolítico cada uno de

los electrodos toma una polaridad diferente. La batería tiene entonces un terminal negativo y otro positivo, los que están claramente identificados en la caja de plástico con los símbolos correspondientes (- y +).

La batería comercial, para poder ofrecer un voltaje de salida práctico, posee varias de estas celdas conectadas en serie. La Figura 29 muestra la estructura interna y externa de una batería de Pb-ácido para automotor, donde se observa el conexionado serie de las celdas, las que están físicamente separadas por particiones dentro de la caja que las contiene. Cada celda está compuesta de varias placas positivas y negativas, las que tienen separadores intermedios. Todas las placas de igual polaridad, dentro de una celda, están conectadas en paralelo. El uso de varias placas de igual polaridad permite aumentar la superficie activa de una celda.

PROCESO DE CARGA

El voltaje proporcionado por una batería de acumulación es de CC. Para cargarla se necesita un generador de CC, el que deberá ser conectado con la polaridad correcta: positivo del generador al positivo de batería y negativo del generador al negativo de batería. Para poder forzar una corriente de carga el voltaje deberá ser algo superior al de la batería.

La corriente de carga provoca reacciones químicas en los electrodos, las que continúan mientras el generador sea capaz de mantener esa corriente, o el

electrolito sea incapaz de mantener esas reacciones. El proceso es reversible. Si desconectamos el generador y conectamos una carga eléctrica a la batería, circulará una corriente a través de ésta, en dirección opuesta a la de carga, provocando reacciones químicas en los electrodos que vuelven el sistema a su condición inicial.

CICLO DE CARGA-DESCARGA

En principio el “ciclo” de carga-descarga puede ser repetido indefinidamente. En la práctica existen limitaciones para el máximo número de ellos, ya que los electrodos pierden parte del material con cada descarga. La diferencia funcional entre diferentes tipos de baterías obedece al uso de diferentes electrolitos y electrodos metálicos. Dentro de un mismo tipo de batería, la diferencia funcional es el resultado del método de fabricación.

PERDIDAS DE CONVERSIÓN

Cuando un tipo de energía es convertido en otro la eficiencia del proceso nunca alcanza el 100%, ya que siempre existen pérdidas (calor). La doble conversión energética que toma lugar dentro de una batería obedece esta ley física. Habrá, por lo tanto, pérdidas de energía durante el proceso de carga y el de descarga.

El tipo de acumulador más usado en el presente, dado su bajo costo, es

la batería de plomo y ácido sulfúrico con electrolito líquido. En ella, los dos electrodos están hechos de plomo y el electrolito es una solución de agua destilada y ácido sulfúrico. En este libro abreviaremos algo su nombre, llamándola batería Pb-ácido, usando el símbolo químico para el plomo (Pb). Cuando la batería está cargada, el electrodo positivo tiene un depósito de dióxido de plomo y el negativo es plomo. Al descargarse la reacción química que toma lugar hace que, tanto la placa positiva como la negativa, tengan un depósito de sulfato de plomo. La Figura 29 ilustra estos dos estados.

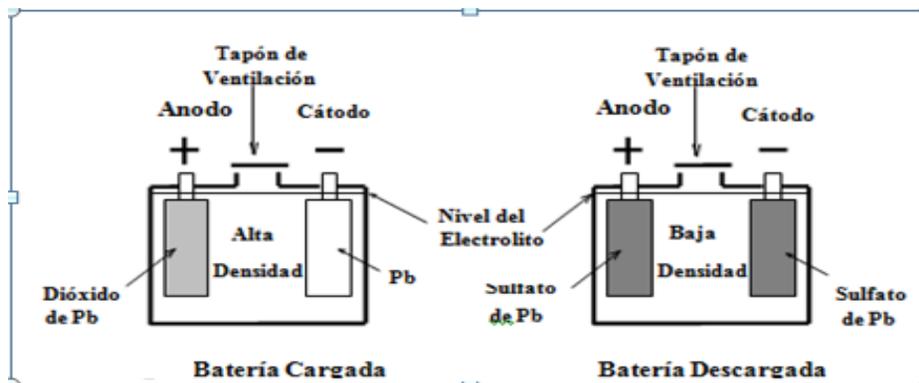


Fig.29 Batería ácido plomo

DENSIDAD DEL ELECTROLITO

En una batería de Pb-ácido el electrolito interviene en forma *activa* en el proceso electroquímico, variando la proporción de ácido en la solución con el estado de carga del acumulador. Cuando la batería está descargada, la cantidad de ácido en la solución disminuye. Si la batería está cargada, la cantidad de ácido en la solución aumenta. Este mecanismo tiene una derivación práctica:

monitoreando la concentración del ácido se puede determinar el estado de carga de la batería. Este monitoreo se hace usando un densímetro, como veremos en detalle al hablar del mantenimiento de los sistemas FVs Watt Horas, Amper Horas y Profundidad de descarga

Tres características definen una batería de acumulación: la cantidad de energía que puede almacenar, la máxima corriente que puede entregar (descarga) y la profundidad de descarga que puede sostener. La cantidad de energía que puede ser acumulada por una batería está dada por el número de watt horas (Wh) de la misma. La capacidad (C) de una batería de sostener un régimen de descarga está dada por el número de amperes.horas (Ah).

VALOR WH

Para una dada batería, el número de Wh puede calcularse multiplicando el valor del voltaje nominal por el número de Ah, es decir:

$$\text{Wh} = \text{Voltaje nominal} \times \text{Ah}$$

VALOR AH

El número de Ah de una batería es un valor que se deriva de un régimen de descarga especificado por el fabricante. Para un tipo especial de baterías, llamadas solares, el procedimiento de prueba ha sido estandarizado por la

industria. Una batería, inicialmente cargada al 100%, es descargada, a corriente constante, hasta que la energía en la misma se reduce al 20% de su valor inicial. El valor de esa corriente de descarga, multiplicado por la duración de la prueba (20 horas es un valor típico), es el valor en Ah de esa batería. Un ejemplo práctico servirá para reforzar este concepto. Si una batería solar tiene una capacidad (C) de 200 Ah para un tiempo de descarga de 20hrs, el valor de la corriente durante la prueba es de 10A.

Existe la tentación de extender este concepto para corrientes de descarga *en exceso* del máximo determinado por el método de prueba (10A en nuestro ejemplo). La batería del ejemplo no puede entregar 200A durante una hora. El proceso electroquímico no puede ser acelerado sin que la batería incremente su resistencia interna en forma substancial. Este incremento disminuye el voltaje de salida, autolimitando la capacidad de sostener corrientes elevadas en la carga. Si la corriente de descarga es menor que la especificada, digamos 5A, la relación Ah es válida. La batería de 200Ah de nuestro ejemplo puede sostener este valor de corriente por 40 horas.

CORRIENTE COMO VALOR FRACCIONAL

Los fabricantes de baterías expresan el valor de la corriente de carga (o descarga) como un valor fraccional de su capacidad en Ah. En el ejemplo, $C/20$ representa 10A y $C/40$ representa un valor de 5A. Esta forma de dar el valor de

la corriente de descarga (o carga) parece arbitraria, pero no lo es si recordamos que la capacidad en Ah de una batería, por definición, requiere un número específico de horas de descarga

Si la batería solar de nuestro ejemplo tiene un voltaje nominal de 6V, la cantidad de energía que puede ser acumulada es de:

$$6V \times 200 \text{ Ah} = 1.200 \text{ Wh (1,2 kWh)}$$

PROFUNDIDAD DE DESCARGA

La profundidad de descarga (PD) representa la cantidad de energía que puede extraerse de una batería. Este valor está dado en forma porcentual. Si la batería del ejemplo entrega 600 Wh, la PD es del 50%. Cuando se efectúa la prueba para determinar la capacidad en Ah de una batería solar la PD alcanza el 80%.

VOLTAJE DE SALIDA

El voltaje de salida de una batería de Pb-ácido no permanece constante durante la carga o descarga. Dos variables determinan su valor: el estado de carga y la temperatura del electrolito. Las curvas de la Figuras 30 y 31 muestran estas variaciones de voltaje, tanto para el proceso de carga como para el de descarga.

Los valores están dados usando diferentes valores de corriente, para dos

temperaturas de trabajo: 25°C y 1°C, respectivamente. Las curvas a 25°C reflejan el comportamiento de una batería trabajando en un ambiente con temperatura benigna. Las curvas a 1°C reflejan el comportamiento de la misma batería cuando la temperatura del electrolito es cercana al punto de congelación del agua. Los valores dados por las curvas corresponden a una batería de 12V nominales. Si la batería es de 6V, estos valores deberán ser divididos por dos. Si el banco de baterías tiene un valor que es un múltiplo de 12V, los valores leídos deberán multiplicarse por el valor del múltiplo. Para comprender el efecto que tiene la temperatura en el comportamiento de la batería es útil recordar que cualquier reacción química es acelerada cuando la temperatura se incrementa y es retardada cuando ésta disminuye.

CURVAS DE DESCARGA

Las curvas de descarga muestran que a baja temperatura la caída de voltaje es mucho más severa que la que se observa, para la misma corriente, a 25°C. La baja temperatura retarda la reacción química, lo que se traduce en un brusco aumento de la resistencia interna de la batería, lo que provoca una mayor caída del voltaje. Estas curvas confirman la experiencia que el lector tiene con baterías para automotor durante el invierno. Se observa, asimismo, que si se mantiene constante la temperatura del electrolito, la caída de voltaje es siempre mayor (aumento de la resistencia interna) cuando la corriente de descarga aumenta.

Este es el mecanismo autolimitante al que nos referimos con anterioridad.

CURVAS DE CARGAS

Para la carga, se observa que el voltaje correspondiente a un dado estado y corriente de carga, es siempre menor cuando la temperatura disminuye. Es conveniente cargar una batería con un nivel de corriente que no exceda el máximo dado por el fabricante. El tiempo de carga, multiplicado por la corriente de carga debe ser un 15% mayor al número de Ah de la batería, para compensar por las pérdidas durante el proceso de carga.

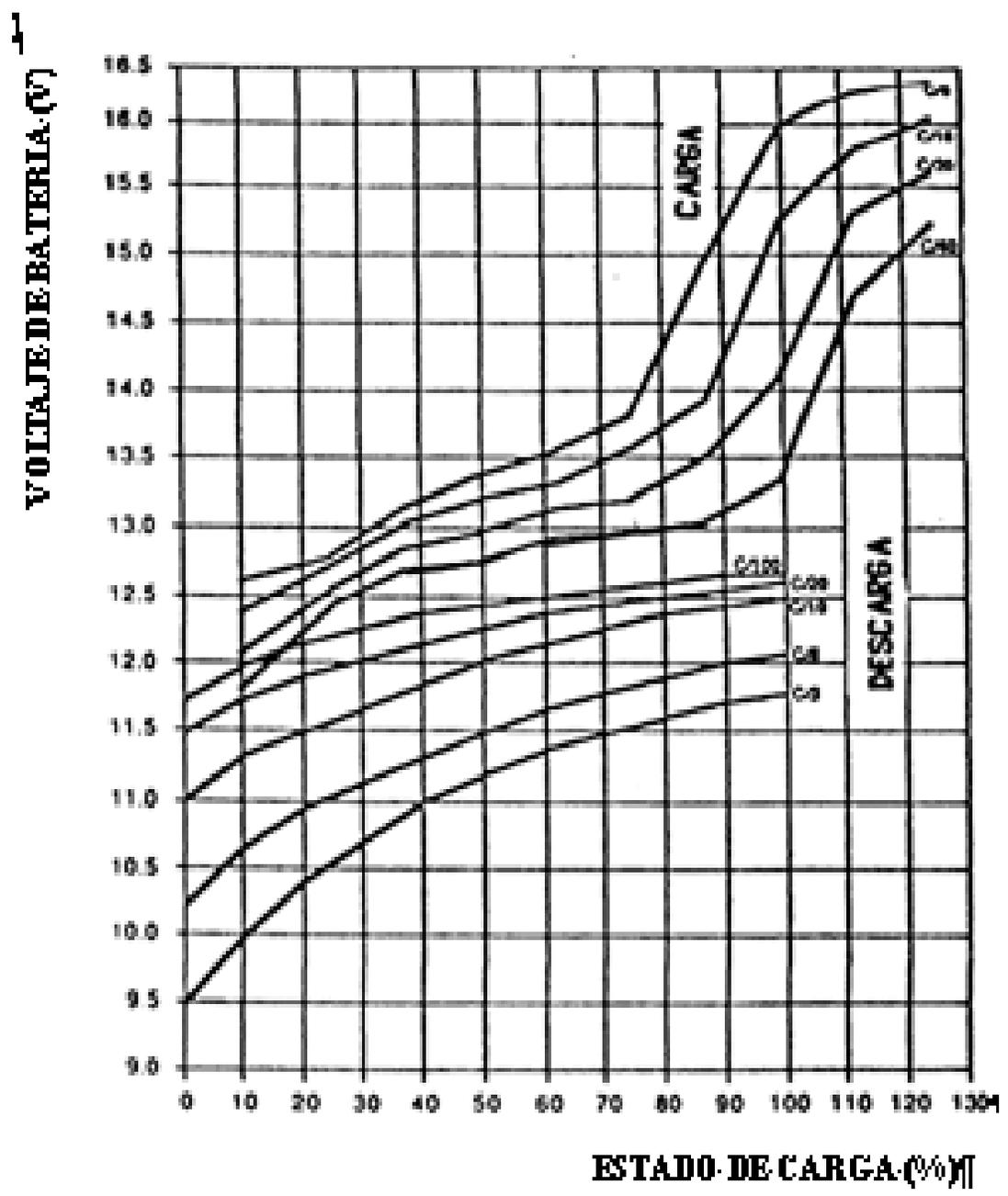


Fig 30 Variación en el voltaje de una batería de Pb-acido de 12v

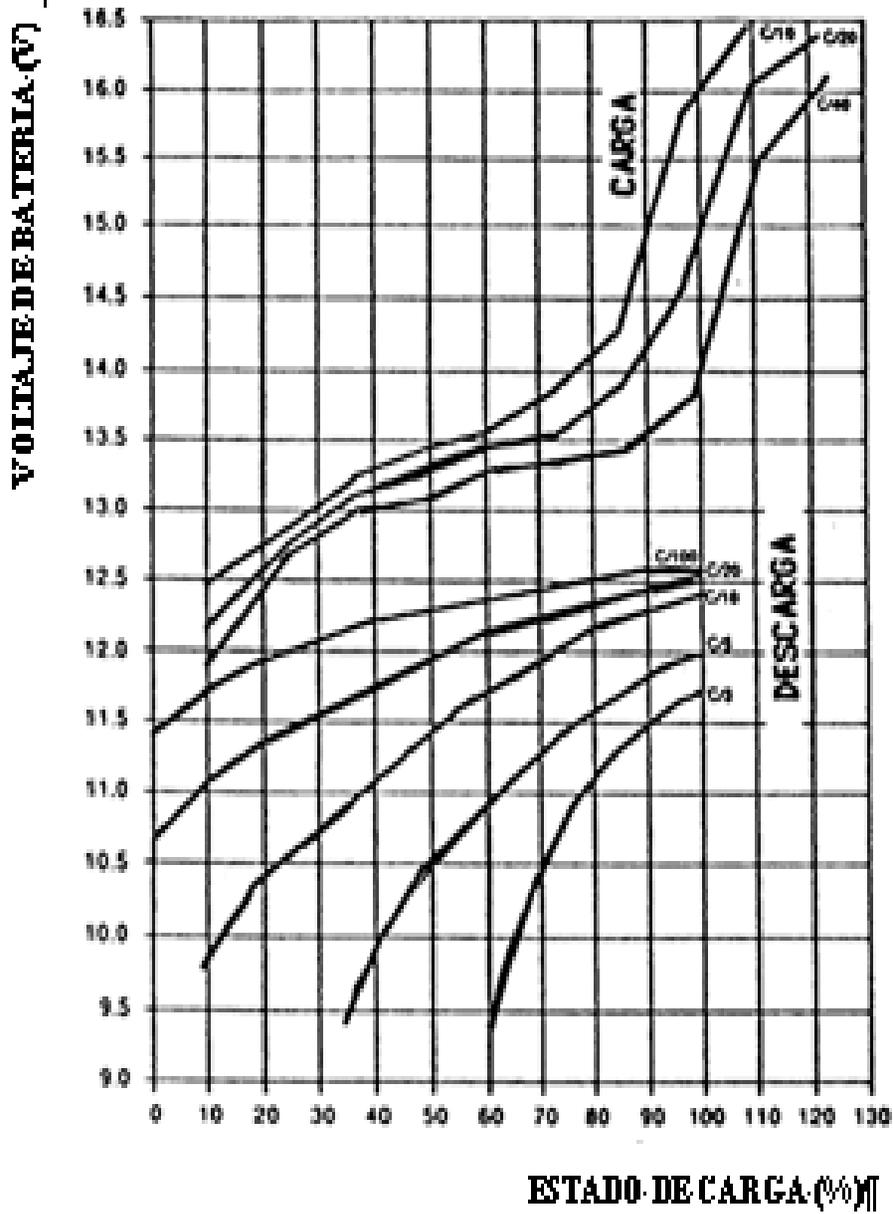


Fig 31 Variación en el voltaje de una batería de Pb-acido de 12v

CONTROL DE CARGA

Durante la noche el voltaje de salida de los paneles FVs es nulo. Al amanecer, atardecer o en días nublados, el nivel de insolación es bajo y los paneles no pueden cargar las baterías. En este último caso el control de carga cumple un rol pasivo, aislando el banco de acumulación del bloque de generación, evitando su descarga. Cuando la insolación aumenta, el voltaje de los paneles supera al del banco de baterías y el proceso de carga se reanuda. Es entonces cuando el control de carga tiene un rol activo, evitando una gasificación excesiva del electrolito.

TIPOS DE CONTROLES DE CARGA

Los numerosos modelos ofrecidos en el mercado pueden ser agrupados en dos categorías: controles en serie y controles en paralelo. Esta clasificación está relacionada con el paso que toma la corriente de carga, respecto al banco de baterías, cuando el control comienza a restringir la gasificación. En un control en paralelo, cuando el voltaje de batería alcanza un valor predeterminado (batería cargada), la corriente de los paneles es desviada a un circuito que está en paralelo con el banco de baterías. Cuando el voltaje de batería baja por debajo de un valor mínimo, predeterminado por el fabricante, el proceso de carga se restablece nuevamente.

Tanto en el control paralelo, como en el serie, el máximo valor de la corriente de carga está determinado por la diferencia entre el voltaje de salida de los paneles y el de baterías. En el control en paralelo la corriente de carga existe o se anula totalmente. En el control en serie, dependiendo del diseño, se tiene un proceso similar o de valor variable.

Carga resistiva dummy load

Los primeros controles de carga eran del tipo paralelo y ejercían un control muy rudimentario. Cuando el voltaje de batería alcanzaba un valor considerado como el de carga completa, la corriente de los paneles era desviada a un circuito en paralelo, el que tenía una resistencia fija (dummy load, en inglés). Esta disipaba, en forma de calor, la energía eléctrica proporcionada por el bloque de generación

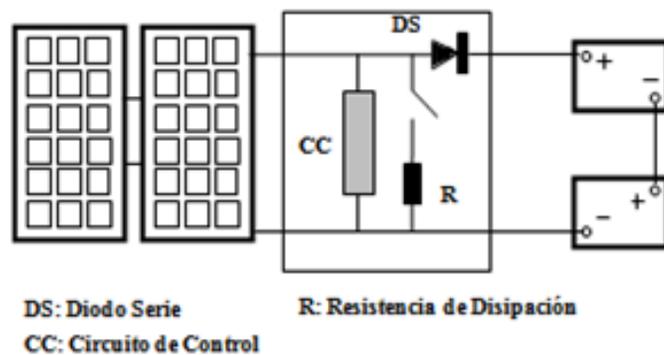


Fig.32 Control de carga paralelo con resistencia disipadora

Diodo serie

Este control de carga tiene una desventaja que le es inherente: el banco de baterías debe ser aislado del cortocircuito. El diodo serie (DS en la Figura 32) cumple con esa función. Esto provoca una disminución en el voltaje de carga, así como una pérdida de energía (disipación de calor dentro del diodo). Para disminuir ambos valores se utilizan diodos del tipo Schottky. Este tipo de componente tiene una juntura formada por un semiconductor y un metal. El resultado es un diodo con menor voltaje de trabajo (0,3V en lugar de 0,6V). Para el mismo valor de corriente de carga, las pérdidas se reducen a la mitad.

El control serie, ilustrado en forma esquemática en la Figura 33, elimina la necesidad de un diodo en serie, ya que la apertura del interruptor aísla al banco de baterías de los circuitos que le preceden.

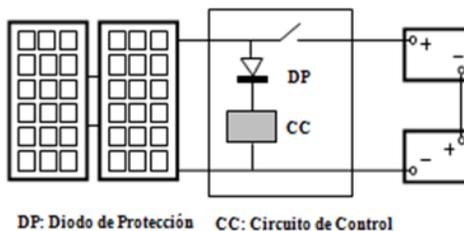


Fig.33 control de carga serie

CONSUMO INTERNO

El circuito de control está alimentado por los paneles FVs, pero la potencia que requieren representa sólo un pequeño porcentaje del valor manejado por el

control, como lo muestran las especificaciones incluidas en este capítulo. Durante la noche, o durante períodos de baja insolación, el control serie se abre, a fin de aislar al banco de baterías cuando éste no puede ser cargado.

VOLTAJE DE FLOTACION

Para los modelos que usan un voltaje de carga limitado, éste representa un estado de carga de baterías de alrededor del 90 al 95% del máximo. A este voltaje se lo conoce como voltaje de flotación, ya que nunca sube su nivel. A medida que el voltaje de batería se acerca al de flotación, la corriente de carga disminuye hasta que se anula al abrirse el interruptor en serie. Cuando esto ocurre, el voltaje de batería baja. Cuando alcanza un mínimo de diseño, el interruptor se cierra, repitiéndose la secuencia. Cuando la baja de voltaje es despreciable (batería cargada) el control permanece abierto. El valor del voltaje de flotación, dependiendo del modelo, puede ser fijo (determinado por el fabricante) o ajustable por el usuario, dentro de un reducido rango. Esta última opción puede ser útil si se tiene instrumental de medida adecuado para el ajuste y se conoce en detalle las características de la batería(s). La frecuencia de apertura y cierre del interruptor varía con el estado de carga del banco de baterías o bruscas variaciones en el nivel de insolación.

Cuando se está por alcanzar el máximo estado de carga, las variaciones

del voltaje de batería a circuito abierto son más lentas, alargándose el período de inactividad, y acortándose el de carga. Para los modelos que usan un voltaje de flotación, si la insolación permite alcanzar este máximo, la forma del voltaje de carga es la de una onda pulsante. Al mínimo de corriente necesario para mantener la batería cargada se lo conoce en inglés como trickle charging. Una variación, dentro de los modelos que usan un voltaje de flotación, es el variar la duración de los períodos activos e inactivos. Se tiene entonces un control por variación del ancho del pulso

CORRIENTE MÁXIMA DE TRABAJO

El control de carga debe manejar, como mínimo, la máxima corriente de generación. Para un control paralelo, el interruptor deberá manejar, asimismo, la máxima corriente de cortocircuito de los paneles. Los controles de carga ofrecidos por la industria pueden manejar corrientes entre 2 y 180A. A pedido pueden obtenerse unidades que trabajan con mayores amperajes de carga.

El máximo valor que puede alcanzar la corriente de carga determina, en la práctica, el tipo de interruptor más adecuado para esa aplicación. Para corrientes menores que los 10A, la solución más económica se obtiene usando un relevador electromecánico (*relay*, en inglés). Cuando la corriente de carga es de 20 o más amperes, deberá requerirse información del fabricante sobre la

vida útil del interruptor. Para niveles más altos es conveniente usar los modelos con interruptores de estado sólido. La razón para este criterio de selección se analiza a continuación. Como la corriente de carga es de CC, la apertura de los contactos del relevador crea un arco eléctrico entre los mismos, cuya intensidad crece al crecer el valor de la corriente que circula por el mismo. Este arco daña progresivamente la superficie de los contactos. En un interruptor de estado sólido (FET) no existe arco alguno, lo que extiende la vida útil del mismo.

CONTROL DE TEMPERATURA

El voltaje de carga de una batería de Pb-ácido depende del estado de carga y la temperatura del electrolito (cercana a la ambiente cuando se alcanza un equilibrio térmico). Si se anticipa sensibles cambios térmicos en el lugar donde se instalarán las baterías, deberá contemplarse el uso de un control de carga con sensor térmico, el que permite variar el voltaje de carga en función de la temperatura.

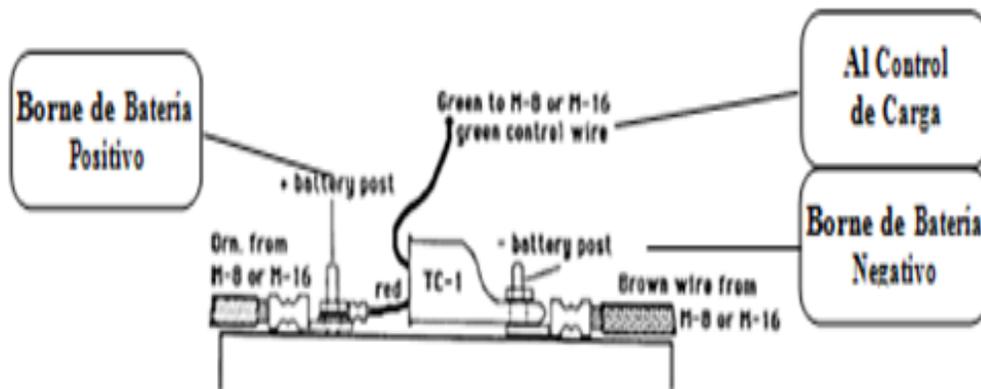


Fig.34 Montaje y conexionado del sensor térmico TC-1

El sensor usa un termistor. Este componente cambia su resistencia con la temperatura. Estas variaciones de resistencia son interpretadas por el circuito del control de carga, el que actúa variando el valor del voltaje de salida. Existen dos tipos de sensores, el externo y el interno. La Figura 34 muestra un sensor externo. El modelo ilustrado tiene un rango de trabajo entre -40 y $+65^{\circ}\text{C}$. Este sensor está ubicado dentro de una cápsula metálica, la que tiene una prolongación perforada que permite el fácil montaje del sensor al borne negativo de una de las baterías. Como el electrolito y el borne alcanzan la misma temperatura, esta realización permite un fácil monitoreo de la temperatura del electrolito. El control de carga con corrección de temperatura tiene un cable extra a la entrada del mismo.

Cuando el termistor está colocado dentro del control (Sun Amp), este cable extra no existe, pues la conexión es interna. Como el sensor está dentro

del control, se debe colocar al control de carga de manera que la parte inferior del mismo toque la superficie de la batería, a fin de monitorear adecuadamente la temperatura de la misma. Esto puede conseguirse sosteniendo al control con algunas vueltas de cinta aisladora alrededor del cuerpo de la batería.

BLOQUE DE CABLEADO

El bloque de Cableado es considerado uno de los bloques básicos del sistema porque el dimensionamiento del mismo tiene un rol muy importante en la reducción de pérdidas de energía en el sistema. Deberá recordarse que para un mismo nivel de consumo, la corriente es mayor si el sistema es de bajo voltaje. Un mayor amperaje significa un incremento de las pérdidas de voltaje y disipación

La selección del conductor a usarse debe ser hecha teniendo en cuenta varios factores. Los más importantes son: la capacidad del cable de manejar la corriente máxima que debe circular por el mismo, el tipo de aislamiento, el tipo de conductor (sólido o multi- alambre) y, por último, el material con que está hecho el conductor.

MATERIAL DEL CONDUCTOR OPTIMO

El cable de conexión representa el componente indispensable para el transporte de la energía eléctrica entre los diferentes bloques que integran un sistema FV.

Resulta inevitable que parte de esta energía se pierda en forma de calor, ya que la resistencia eléctrica de un conductor nunca es nula. El material más indicado para la fabricación de un cable conductor representa un compromiso entre un bajo valor de resistividad y el costo del mismo. El cobre ofrece hoy día la mejor solución. La información contenida en este trabajo está dada para este tipo de material

La resistencia eléctrica de un material conductor está dada por la expresión:

$$R = (\rho \cdot L) / A$$

donde (ρ) representa el valor de resistividad lineal ($\Omega \cdot m$), L es el largo del conductor (m), y A es el área de la sección del mismo (m²). El valor de ρ depende de dos variables: el material conductor y la temperatura de trabajo que éste alcanza., para una longitud dada, un aumento en el diámetro significa una menor caída de voltaje en el cable (menores pérdidas de energía), pero un mayor costo (más volumen por unidad de longitud

NORMA AWG

La dependencia entre el diámetro y el área del conductor permite establecer un método de clasificación para los cables. A determinados diámetros se les asigna un número en una escala arbitraria, al que se conoce como el calibre del conductor. Esta escala se la conoce como el AWG (*American Wire Gauge*, calibre americano para conductores), y es utilizada dentro y fuera de los EEUU.

El rango de calibres para esta aplicación comienza con el calibre 4/0 (4 ceros), al que corresponde el mayor diámetro. El número de ceros disminuye hasta alcanzar el valor 1/0. A partir de este valor el calibre del cable está asociado a un valor numérico creciente (2, 4, 6, etc). Es importante recordar que para estos calibres el diámetro del conductor se reduce cuando el valor numérico asignado aumenta. Para esta aplicación el máximo valor numérico que se utiliza es el 16, ya que la resistencia eléctrica por unidad de longitud resulta excesiva para calibres superiores a este valor. Los calibres 4/0 y 3/0 son raramente usados, pues son difíciles de instalar, tienen un elevado peso por unidad de longitud y un costo muy elevado

DIÁMETROS RELATIVOS

La Figura 35 muestra, en forma comparativa, los diámetros de varios de los calibres AWG. Las características eléctricas y mecánicas de los mismos están resumidas en la Tabla 5, al final de este capítulo. El diámetro en mm especificado para cada calibre corresponde al del conductor sin aislación alguna. Los valores resistivos, ohms por cada 100m, corresponden al valor de ese calibre a una temperatura de 25°C.

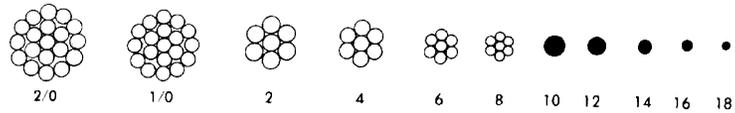


Fig. 35- Diámetros Relativos de Varios Calibres AWG

CONDUCTOR SOLIDO Y MULTI-ALAMBRE

Existen dos tipos de conductores: el de un solo alambre (wire, en inglés) y el multi-alambre (cable, en inglés). Los calibres de mayor diámetro no pueden tener un solo conductor pues su rigidez los haría poco prácticos. Es por ello que los cables con calibres entre el 8 y el 4/0 son fabricados usando varios alambres de menor diámetro, los que son retorcidos suavemente para que conserven una estructura unificada. La Figura 36 muestra estos dos tipos. Dos cables de un calibre, conectados en paralelo, es otro recurso práctico para incrementar el área efectiva de conducción.

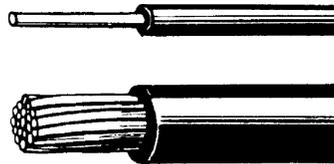


Fig. 36- Conductor Sólido y Multi-alambre

La norma define, para cada calibre, el valor de la corriente máxima, en amperes, que es permitido por el código eléctrico de los EEUU (*ampacity*, en inglés). Este valor no debe ser sobrepasado, por razones de seguridad (excesiva

disipación de calor).

AMPERAJE MAXIMO

Los cables usados en instalaciones eléctricas tienen, salvo raras excepciones, una cobertura exterior que provee aislación eléctrica y resistencia mecánica al conductor. El material usado en la cobertura exterior es muy importante, pues determina el uso del mismo. Distintos tipos de cubiertas permiten enterrar el cable bajo tierra, usarlo en lugares con alta humedad y/o temperatura, o volverlos resistentes a ciertas sustancias químicas o a la radiación ultravioleta. Para identificar las distintas aplicaciones se usan letras, las que representan la abreviación de palabras en inglés. Estas letras se imprimen a intervalos especificados por las normas, a lo largo de la cubierta exterior.

TIPOS DE CABLES

NM Y NMC

Para uso interno, se usa el tipo NM (*Non-Metalic*, cobertura no metálica). Este tipo de cable tiene una cobertura de plástico que envuelve a dos o tres conductores. Cuando hay tres cables bajo la misma cobertura, dos de ellos tienen aislamiento, mientras que el tercero es un alambre desnudo.

El cable de tres conductores tipo NM se lo conoce, popularmente, como cable ROMEX. Como estos cables son comúnmente usados en circuitos de

CA, uno de los cables tiene aislamiento de color negro, el otro blanca. Estos dos colores conforman con la norma estadounidense para el cable vivo y el neutral, respectivamente. El cable desnudo se lo usa como conexión de tierra. Una variación de este cable es el tipo NMC, el que es diseñado con una cobertura que resiste la humedad. El tipo NM necesita de un ambiente de baja humedad.

La Figura 37 muestra la estructura física de un cable NM con tres conductores.

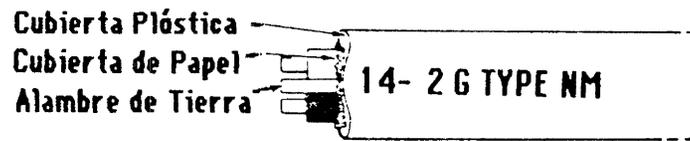


Fig. 37- Cable Tipo NM o NMC

El cable de la Figura 10 muestra marcas adicionales impresas en la cobertura plástica. En particular, el número 14 corresponde al calibre AWG de cada uno de los conductores, y la marca 2 G significa que dos de los conductores tienen aislación, mientras que el tercero es un alambre desnudo para conexión a tierra (*Ground*, en inglés). Otra leyenda que suele ser impresa en la cubierta es el valor del voltaje máximo de trabajo.

USE y UF

Para uso exterior se ofrecen dos tipos: el USE (*Underground Service Entrance*, servicio de entrada bajo tierra) y el UF (*Underground Feeder*, alimentador bajo

tierra). El código eléctrico americano exige que un cable UF, de ser enterrado, tenga fusibles de protección en el lugar donde se injerta la potencia eléctrica. Ambos tipos de cable pueden ser enterrados, evitándose el uso de postes de sujeción. Estos cables pueden adquirirse como cable de un solo conductor o en una estructura similar a la usada por el tipo NM, donde se agrupan dos o más conductores dentro de la cubierta exterior, dependiendo del calibre. La Figura 38 muestra un cable del tipo USE con un solo conductor.



Fig. 38- Cable Tipo USE

THW

Cables del tipo THW (*Temperature-Humidity-Weather*, temperatura, humedad, clima) sirven para uso a alta temperatura (expuestos al sol) o en lugares con alto nivel de humedad ambiente. El tipo TH es similar, pero no es aconsejable en lugares con alta humedad ambiente. Algunas versiones tienen el recubrimiento aislante resistente a la radiación ultravioleta, retardando el deterioro de la cobertura aislante. Pueden utilizarse en aplicaciones exteriores, pero no pueden ser enterrados directamente en el suelo como los tipos USE o UF.

RESISTENCIA Y TEMPERATURA

Hemos visto que el valor de la resistividad () depende de la temperatura de trabajo del conductor. El valor de la resistencia eléctrica de un cable conductor a una temperatura superior a los 25°C está dada por la expresión:

$$R_t = R_0 (1 + \alpha \cdot T)$$

Donde R_t es la resistencia a la temperatura t , α es un coeficiente de proporcionalidad cuyo valor, para el cobre, es $0,00043 \text{ } 1/^\circ\text{C}$, y T es la diferencia de grados de la temperatura de trabajo del conductor y 25°C . Esta fórmula nos dice que por cada 10°C que sube la temperatura sobre la ambiente, el valor de la resistencia se incrementa en un 4,3 %. El amperaje máximo especificado para un determinado calibre disminuye con la temperatura, como lo muestra la Tabla 3. El nuevo valor se obtiene multiplicando el valor para 25°C por el coeficiente dado en la Tabla 3

TABLA 3- COEFICIENTE DE REDUCCIÓN DEL AMPERAJE MÁXIMO

TEMPER.	TIPO DE CABLE		TEMPER.	TIPO DE CABLE	
Grados C	UF	USE, THW	Grados C	UF	USE, THW
26 - 30	0,93	0,93	41 - 45	0,66	0,76
31 - 35	0,84	0,87	46 - 50	0,54	0,69

Fuente: Falk A, *Fotovoltaica para profesionales* Editorial Progensa, Capitulo 8, pag 70

PERDIDAS DE POTENCIA

Un circuito activo (corriente circulando) sufre una pérdida de potencia en los cables que interconectan el sistema. Para un determinado valor de la corriente de carga, esta pérdida es proporcional a la caída de voltaje en los mismos. Como se verá más adelante, durante el proceso de diseño del sistema se estima la pérdida porcentual de potencia que éste sufrirá. Esto equivale a estimar el mismo valor porcentual para la caída de voltaje. Usando este concepto, los Srs. John Davey y Windy Dankoff dedujeron una fórmula que permite calcular un llamado “Índice de Caída de Voltaje” (ICV) que puede ser utilizado para determinar el calibre adecuado del cable a usarse.. El valor del ICV está dado por la expresión:

$$\text{ICV} = \frac{A \times D}{\%CV \times V_{\text{nom.}}} \times 3,281$$

Donde A es el número de amperes en el circuito, D es la distancia (en una sola dirección) entre los dos puntos a conectarse, %CV es el porcentaje de caída de voltaje y Vnom es el valor nominal del voltaje del sistema. El factor 3,281 debe ser usado si la distancia se mide en metros. Si la distancia es en pies (ft) no debe ser considerado. La tabla 4 relaciona los valores del ICV con los calibres de los cables

TABLA 4- RELACIÓN ENTRE EL ICV Y EL AWG

Calibre AWG	ICV	Calibre AWG	ICV
4/0	99	6	12
3/0	78	8	8
2/0	62	10	5
1/0	49	12	3
2	31	14	2
4	20	16	1

Fuente: Falk A, *Fotovoltaica para profesionales* Editorial Progensa, Capitulo 8,pag 71

El coeficiente ICV no contempla ninguna corrección por aumento de temperatura en el conductor. Sus valores corresponden a una temperatura de trabajo de 25°C. En general, esto no constituye un problema, pues la elección del calibre es lo suficientemente amplia como para compensar por esta omisión.

Si desea verificar la selección, puede calcular la potencia disipada en el cable a mayor temperatura.

TABLA 5- CABLES DE COBRE A 25 C

Calibre AWG No	Resistencia W/100 m	Amperaje Máximo (A)*			Dimensiones	
		TIPO DE CABLE			Diám.	Area
4/0	0,01669	211	248		13,412	1,4129
3/0	0,02106	178	216		11,921	1,1161
2/0	0,02660	157	189		10,608	0,8839
1/0	0,03346	135	162		9,462	0,7032
2	0,05314	103	124		7,419	0,4322

Fuente: Falk A, *Fotovoltaica para profesionales* Editorial Progensa, Capitulo 8,pag 72

NOTAS:

* Estos valores contemplan hasta 3 conductores por envoltura.

Obsérvese que para valores de resistencia de menos de 0,1 100 m, el valor está dado con cinco (5) cifras decimales, para mayor precisión.

La máxima temperatura de trabajo para los tipos

USE y TH es 75°C. La máxima temperatura de

trabajo para el tipo UF es 60°C.

MANTENIMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICO

- El fotovoltaico es un sistema estático, esto es, sin partes mecánicas en movimiento.
- El generador fotovoltaico generalmente no requiere mantenimiento, excepto una limpieza periódica con un paño mojado de la superficie anterior de los módulos. Esta limpieza sirve para devolver la transparencia originaria al cristal que puede haberse reducido por culpa de unas capas de polvo.
- El regulador de carga no requiere ningún mantenimiento.
- Si la batería de acumulación es del tipo de Pb-ácido no sellada, debe controlarse el nivel del líquido una vez al año. Hace falta también mantener una buena limpieza de los contactos entre los bornes y los terminales de los cables de conexión, aplicando periódicamente una capa de vaselina. Hay que instalar la batería en lugares suficientemente sombreados y ventilados.
- Debe controlarse periódicamente que los cables de conexión entre el generador fotovoltaico, la batería y el regulador estén en perfecto

estado, así como que posibles causas accidentales no provoquen incisiones en el aislante externo.

CAPITULO V
ENERGIA TERMOSOLAR

ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

Los sistemas basados en la vía térmica también pueden hacer posible el aprovechamiento de la energía solar en forma de energía eléctrica, pero siguiendo un método que se podría llamar "indirecto". En efecto, algunos de estos sistemas absorben la energía solar en forma de calor mediante un captor térmico y después la transforman en electricidad mediante una máquina termodinámica

Habitualmente, se suele dividir a los sistemas de aprovechamiento de energía solar por vía térmica en dos grupos.

La utilización de la energía solar a baja y media temperatura

La utilización de energía solar a alta temperatura

LOS SISTEMAS DE APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA SOLAR A ALTA TEMPERATURA

El aprovechamiento de energía solar, a alta temperatura, para producir electricidad mediante vía termodinámica se basa en principios análogos a los que pueden contemplarse en una central eléctrica convencional que quema carbón o petróleo. Se consigue que la radiación solar caliente a alta temperatura un fluido primario (el fluido caloportador). Este fluido transmite el calor a un circuito secundario por el que circula un segundo fluido que, tras

transformarse en vapor por la acción del calor, pone en marcha una turbina acoplada a un alternador. En algunos casos, es el propio fluido primario el que, convertido en vapor, acciona la turbina. Generalmente, todas estas instalaciones solares tienen incorporado un dispositivo que permite almacenar una cierta cantidad de energía en forma de calor para paliar en lo posible las fluctuaciones que puede presentar la radiación solar.



Fig39 Plataforma Solar de Almería, con las centrales DCS (colectores cilíndricos-parabólicos) y CRS (tipo torre central), al fondo la CESA-1, también de torre central.

Hay diversos tipos de centrales solares basadas en este principio. Las hay de caldera única, de receptores distribuidos, de discos parabólicos, etc. No obstante, las más extendidas son las centrales solares termoeléctricas de receptor central. En ellas, la radiación solar incide en un "campo de heliostatos".

Este es una amplia superficie cubierta de grandes espejos (heliostatos) que concentran la radiación solar captada en un receptor. Los sistemas más comunes de este tipo tienen el receptor instalado en una torre, por lo que reciben el nombre de centrales solares de tipo torre central. Los heliostatos constan de una estructura soporte y de una superficie reflectante. Asimismo, tienen incorporados unos mecanismos que permiten que la superficie reflectante se mueva según dos ejes de giro, de modo que pueda captar de la mejor forma y en cada momento la radiación solar y concentrarla en el receptor instalado en la torre. Para mover los heliostatos, se utilizan medios electrónicos: cada espejo recibe periódicamente las órdenes que emite un programa incorporado a un ordenador central. El receptor tiene una serie de tubos por los que circula un fluido primario (agua, sodio, sales fundidas, aire, aceites) que transmite la energía recibida a un fluido secundario que, convertido en vapor, acciona una turbina. En algunas instalaciones, es el propio fluido primario quien, convertido en vapor por efecto de la radiación solar, acciona directamente la turbina, sin necesidad del fluido secundario. En determinadas centrales, el fluido primario transmite la energía previamente al dispositivo de almacenamiento, y luego se sigue el ciclo termodinámico habitual.



Fig40 Torre central de la CESA-1 y plano parcial del campo de heliostatos

LOS SISTEMAS DE APROVECHAMIENTO A BAJA Y MEDIA TEMPERATURA.

Son los que ofrecen posibilidades más interesantes a corto plazo, utilizándose de cara a servicios de tipo domésticos, tales como la producción de agua caliente sanitaria, calefacción, climatización de piscinas, invernaderos, secaderos, etc. Normalmente, resulta conveniente en estos casos disponer de sistemas solares con apoyo de algún sistema convencional de producción de energía, para garantizar que el suministro energético es el adecuado, ya que, la energía solar tiene un carácter disperso y semialeatorio, y, por lo tanto, pudiera suceder en un momento dado que la ausencia de una radiación solar suficiente hiciera imposible la cobertura de las necesidades energéticas mediante el

sistema solar. Por otro lado, intentar basar un servicio exclusivamente en aportaciones energéticas de origen solar implicaría tener que instalar sistemas solares de grandes dimensiones y a precios aún prohibitivos, por lo que los sistemas mixtos solar convencionales resultan más racionales por el momento.

El aprovechamiento de energía solar a baja temperatura se puede realizar a partir de varias vías diferentes

- **Arquitectura solar:** En efecto, arquitectos, promotores y constructores comienzan a ser sensibles ante las posibilidades que ofrecen la energía solar, por lo que intentan cada vez más que las viviendas que construyen se adapten adecuadamente al entorno y al clima en el que se encuentran localizados, evitando proyectos irracionales desde el punto de vista energético.

Estas casas, por ejemplo tienen amplios ventanales orientados hacia el sur para calentar el interior en invierno y unas persianas diseñadas para generar un espacio refrigerado en el interior en verano. Además las paredes se construyen de materiales cerámicos que en invierno guardan el calor y en verano lo expulsan además de utilizar depósitos de agua para guardar el calor para la noche de invierno.

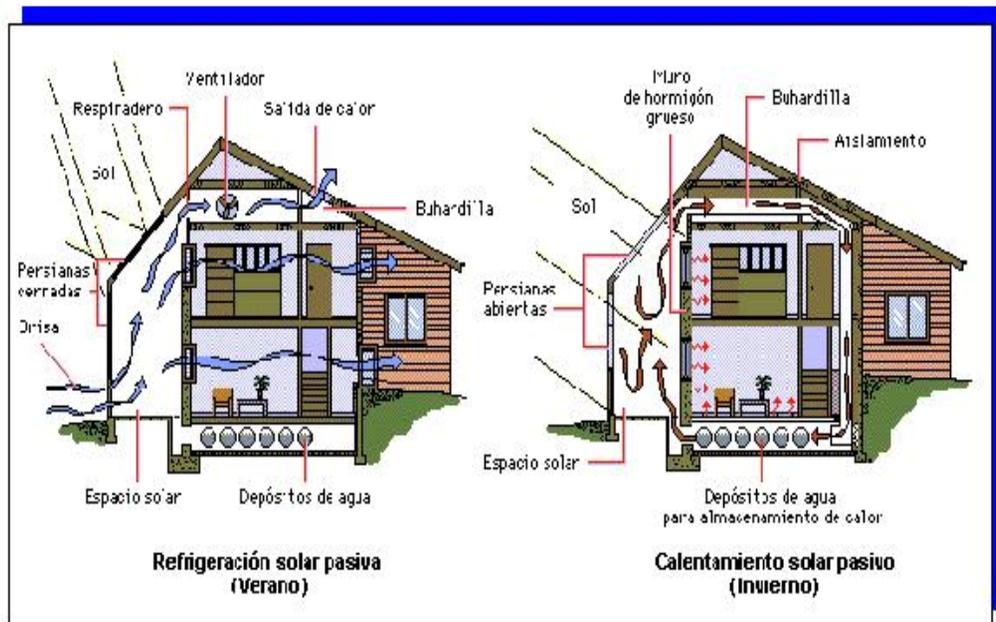


Fig.41 Aprovechamiento por medio de arquitectura solar

Mediante los sistemas solares basados en colectores

Un colector o captor es un instrumento que absorbe el calor proporcionado por el Sol con un mínimo de pérdidas y los transmite a un fluido (aire o más frecuentemente, agua). Generalmente se emplea para producir agua caliente de uso doméstico o para hacer funcionar sistemas de calefacción.

Los hay de dos tipos: los sistemas de colectores planos y los sistemas de colectores de concentración

- **Colectores planos:** son actualmente los más difundidos y representan alrededor del 90% de la producción de colectores. Se componen esquemáticamente de una lámina plana, o placa, capaz de absorber eficientemente la radiación solar y convertirla en calor, y de una serie de tubos en buen contacto térmico con la placa, por los que circula un líquido refrigerante (generalmente agua o agua con anticongelante). Este líquido que circula por los canales de distribución sirve para transmitir el calor absorbido por la placa a un sistema de producción de agua caliente o a un sistema de calefacción.

La lámina es habitualmente metálica (de cobre o acero inoxidable, principalmente) y a menudo está recubierta de un tratamiento selectivo especial para hacer que la absorción de la radiación solar por parte de la superficie de la lámina sea más intensa. Para disminuir las pérdidas de calor del colector, la parte posterior de la lámina posee un aislamiento térmico, y la parte superior una cubierta de láminas transparentes de cristal o -en algunos casos- plástico, que reduce las pérdidas de calor por radiación y convierte al colector en una especie de invernadero. Por último, una caja metálica es el soporte de todos estos elementos

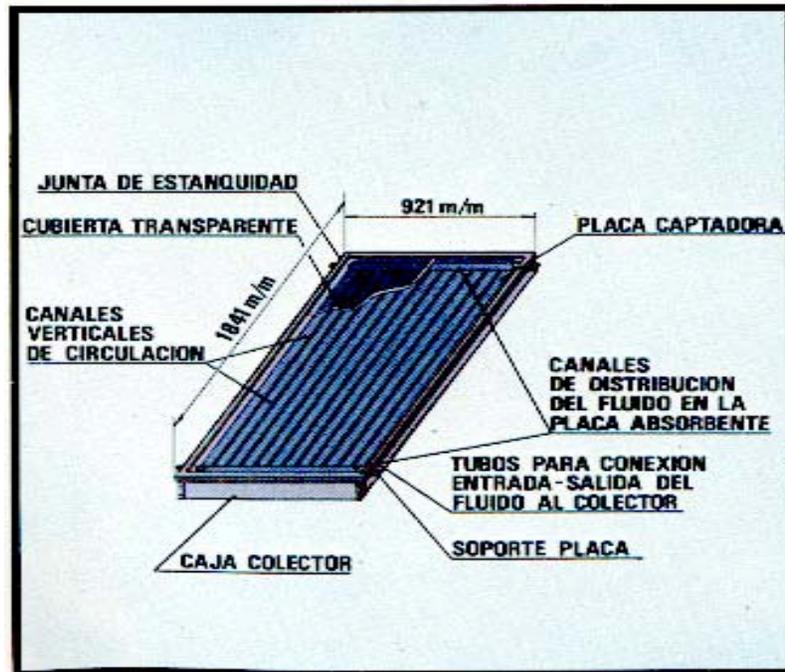


Fig.42 Colector solar plano

TIPOLOGÍAS DE COLECTORES SOLARES TÉRMICOS PLANOS

Las diferencias (de tecnologías constructivas, de materiales utilizados, de coste, etc.), incluso sustanciales, entre los diferentes paneles, sirven para proporcionar soluciones adecuadas a las diferentes exigencias de los usuarios y a las diferentes condiciones de instalación y utilización.

A continuación se describen las características de algunas de las tipologías principales.

Colectores solares planos con cubierta:

El panel solar clásico (colector plano con cubierta) absorbe la energía del sol a través de: Un absorbedor, formado por una lamina parecida a un radiador, en su interior hay un haz de tubos en los que pasa el fluido portador del calor del circuito primario destinado a ser calentado por el sol. Este fluido está formado normalmente por agua con anticongelante propilénico no tóxico, para que aguante el frío del invierno sin congelarse.

Una placa de cristal, colocada sobre el sorbedor, que protege el aparato y que deja pasar los rayos del sol. El sorbedor, calentándose, irradia energía en forma de radiación infrarroja, que se mantiene dentro por el cristal y provoca una especie de efecto invernadero.

Un aislante térmico (de fibra de vidrio o de espuma de poliuretano) colocado en la parte debajo del panel, para reducir las dispersiones de calor.

Una caja de chapa laminada, colocada detrás al colector que ensambla las partes y confiere al panel solidez y estabilidad.

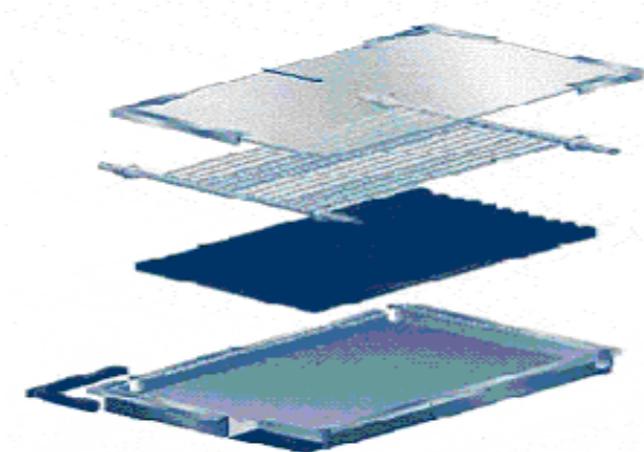


Fig.43 Colector solar con cubierta

Los colectores solares de placa selectiva:

Han sido tratados electroquímicamente de la forma que tienen una superficie de color negro, con alto coeficiente de absorción y bajo coeficiente de reflexión, que permite obtener un buen rendimiento incluso durante los meses de invierno. La instalación de paneles con superficie selectiva, por su alto rendimiento, se aconseja cuando se prevé utilizarlos todo el año.

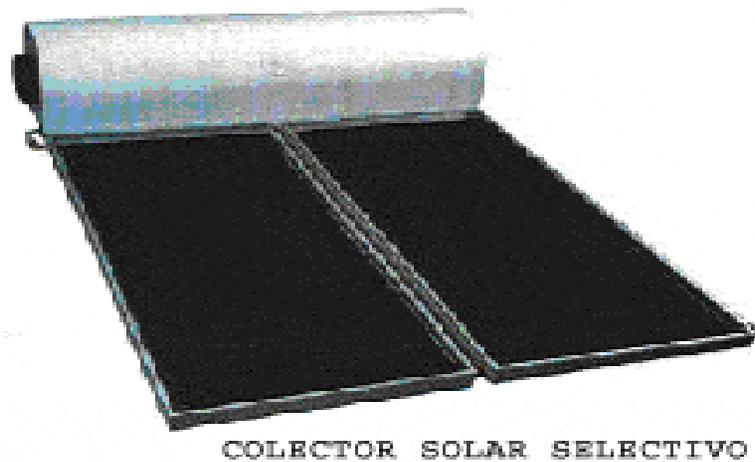


Fig.44 Colector solar de placa selectiva

Colectores solares de vacío:

Están proyectados a fin de reducir las dispersiones de calor hacia el exterior. De hecho, el calor captado por cada elemento (tubo de vacío) es transferido a la placa generalmente de cobre, que está dentro del tubo. De esta manera el líquido portador del calor se calienta y, gracias al vacío, se reduce al mínimo la dispersión de calor hacia el exterior.

Son como tubos de vidrio, que en su interior contienen un elemento sorbedor del calor, donde la presión del aire es mínima, así que se impide que pierdan calor. A tal fin, en la fase de montaje se aspira el aire existente entre el sorbedor y el vidrio de la cubierta. El revestimiento ha de asegurar una hermeticidad

perfecta, que se mantenga con el paso del tiempo.

Los paneles solares de vacío tienen un rendimiento óptimo durante todos los meses del año y son especialmente adecuados para ser instalados en zonas de insolación medio-baja, incluso con condiciones climáticas rígidas.



COLECTOR SOLAR DE VACÍO INSTALADO EN UN TEJADO

Fig.45 Colector solar de vacío

Paneles solares con depósito integrado

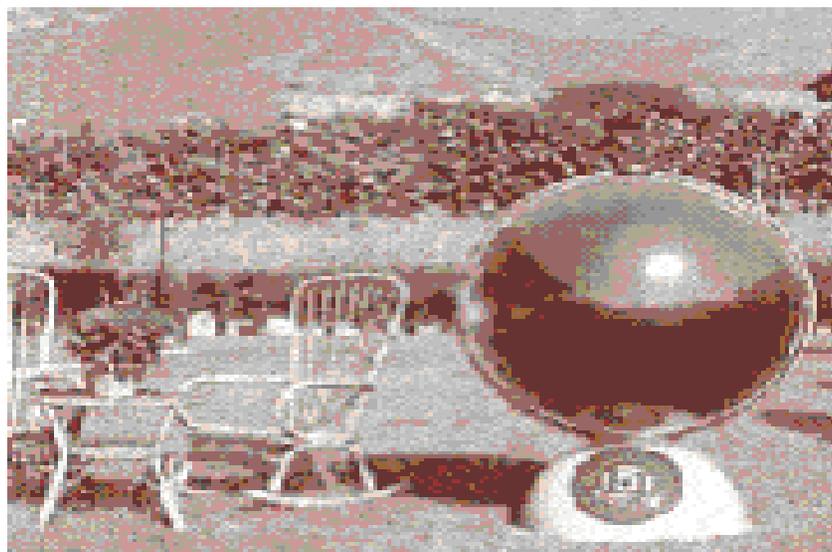
En los paneles con depósito integrado el sorbedor de calor y el depósito de acumulación forman una misma pieza, y la energía solar llega directamente a calentar el agua acumulada.

Por efecto del principio según el cual el agua caliente tiende a subir y la fría a bajar, se crea dentro del depósito un movimiento

llamado convectivo que distribuye el calor captado a toda la masa de agua.

Estos colectores solares compactos, formados por un único bloque, son fáciles de transportar y de fácil instalación, y su coste es relativamente bajo.

Algunos de estos no son idóneos para lugares en los que el invierno es largo y rígido porque su rendimiento en ese periodo es escaso y porque el agua contenida en el depósito podría congelarse y estropear el panel. De todos modos en el mercado se encuentran también sistemas compactos adecuados para cada condición climática.



PANEL SOLAR CON DEPÓSITO INTEGRADO

Fig.46 Colector solar con deposito integrado

Paneles solares sin cubierta

Los paneles solares sin cubierta no tienen cubierta de vidrio y el agua pasa directamente dentro de los tubos del panel, donde los rayos del sol la calientan directamente dejándola lista para su utilización. Son adecuados en verano para calentar piscinas descubiertas, para proporcionar agua caliente a las duchas de las instalaciones balnearias, en los camping, etc. Al no estar cohibentados, funcionan con una temperatura del ambiente de por lo menos 20° C y producen agua caliente a aproximadamente 40° C.

Su coste es bastante bajo y la instalación es tan sencilla que la puede realizar el propio usuario.

LOS COLECTORES DE CONCENTRACIÓN:

Se utilizan para instalaciones que trabajan a media temperatura, Estos colectores concentran la radiación solar que recibe la superficie captadora en un elemento receptor de superficie muy reducida (un punto, una línea). Al ser el receptor más pequeño que en los colectores planos puede estar fabricado a partir de materiales más sofisticados y caros que permiten una mejor absorción de la energía solar. por otro lado, al recibir la radiación solar de manera concentrada. los colectores de concentración son capaces de proporcionar

temperaturas de hasta 400°C con buenos rendimientos.

Las centrales de colectores de concentración se utilizan para generar vapor a alta temperatura con destino a procesos industriales, para producir energía eléctrica, etc.



Fig.47 Colectores parabólicos.

Un módulo colector, generalmente compuesto de elementos de 12 m de largo conectados en serie, puede tener hasta 150 m de longitud. Sus espejos parabólicos reflejan la radiación solar y la concentran 80 veces sobre un tubo absorbente en su línea focal. Un aceite térmico para altas temperaturas se calienta por la radiación solar concentrada conforme circula por los tubos absorbentes hasta 400°C.

La eficiencia, durabilidad y coste de una central con colectores cilindro-parabólicos depende fuertemente de la estructura y robustez del colector. Los colectores de peso ligero soportan espejos parabólicos con una apertura de 5,8 m (la anchura máxima de la parábola).

Hay colectores de concentración de varios tipos. Pero todos ellos tienen en común que exigen estar dotados, para ser eficientes, de un sistema de seguimiento que les permita permanecer constantemente situados en la mejor posición para recibir los rayos del sol a lo largo del día.

Los sistemas de seguimiento del sol de estos colectores son de varios tipos. El colector de concentración cilíndrico-parabólico (uno de los más difundidos) suele utilizar un reloj o sensor óptico. Este último combinado con un servomotor, hace girar al colector siguiendo la dirección del sol.

Uno de los inconvenientes de la mayoría de los colectores de concentración (y entre ellos, del cilíndrico parabólico) es que sólo aprovechan la radiación directa del Sol, es decir, que sólo aprovechan los rayos solares que realmente inciden sobre su superficie. No son capaces, por el contrario, de captar la radiación solar difusa. Por ello, no resultan convenientes en zonas climáticas que, aunque reciben una aceptable cantidad de radiación solar, son relativamente nubladas. Sólo resultan realmente eficaces en zonas auténticamente soleadas.

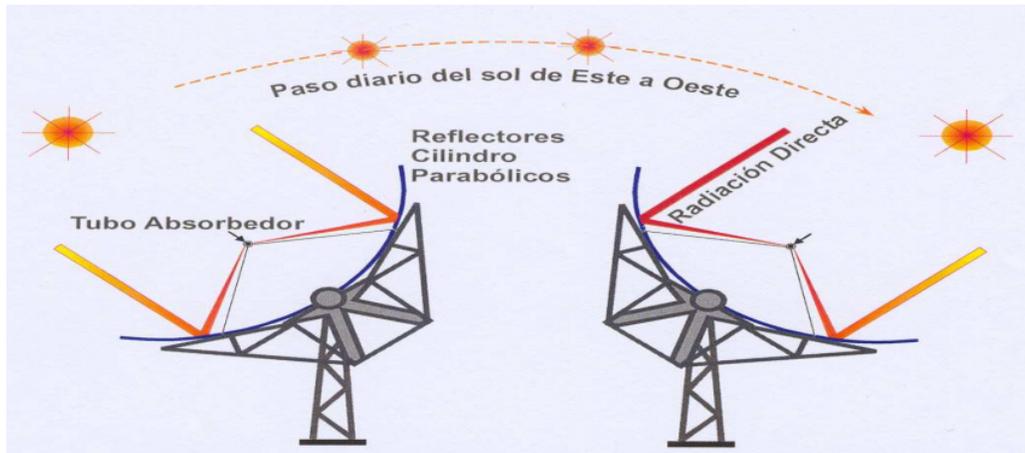


Fig48 Esquema de seguidor solar

CENTRAL TERMO SOLAR

Una central termo solar de colectores cilindro parabólicos consiste generalmente tres bloques principales:

- Campo solar
- Sistema de almacenamiento térmico
- Ciclo de potencia

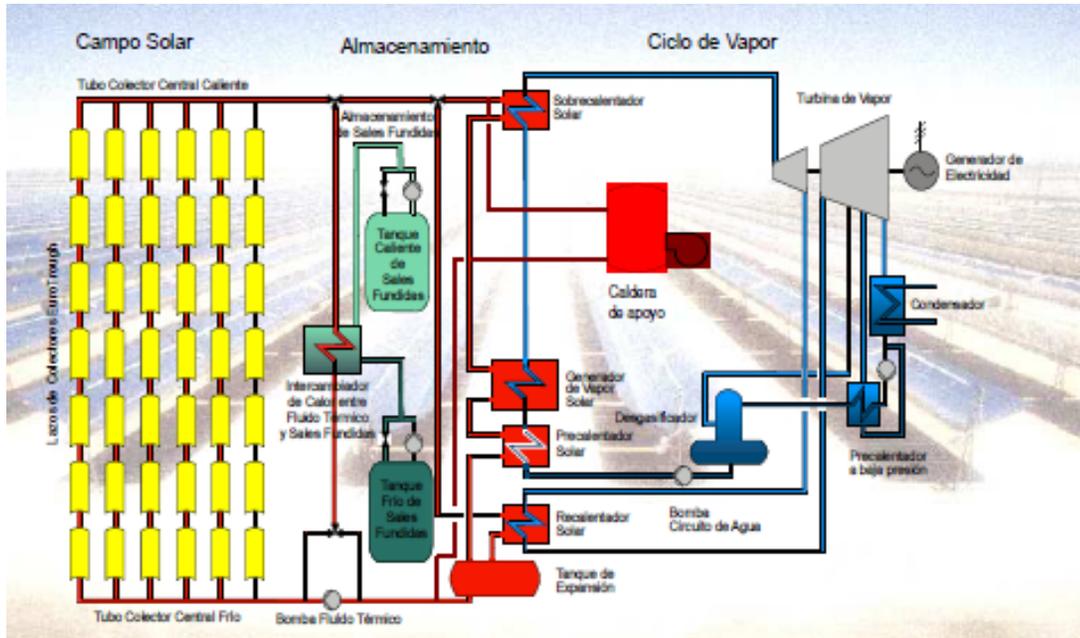


Fig.49 Central termo solar de colectores cilíndricos parabólicos

Estas centrales generalmente son usadas en la generación de grandes cantidades de energía en un orden de 1 -300 MW motivado a la gran inversión necesaria para su instalación y operación de otro modo los altos costos sería injustificables. Es necesaria la implementación de alta ingeniería para el control y manipulación de las unidades de producción y control.

Campo solar

Este comprende el sistema de captación de energía solar a través de los colectores solares de alta concentración en orden 82:1 debido a la superficie

reflectante de los colectores parabólicos y al sistema de posición y seguimiento el cual logra la perpendicularidad de los rayos incidentes durante el día solar

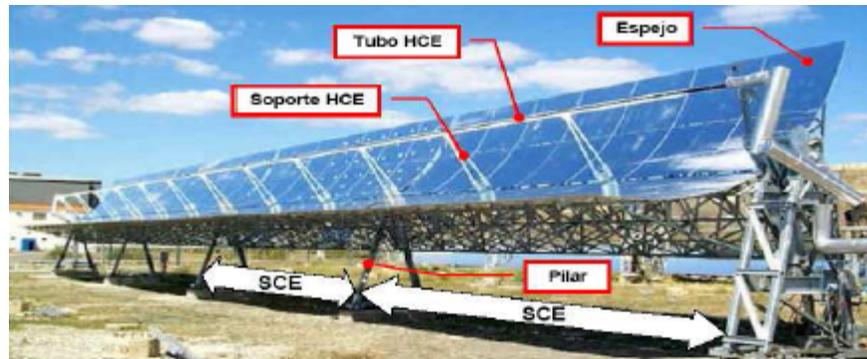


Fig.50 Campo Solar de colectores cilíndricos parabólicos

Fluido caloportador

Se hace importante esta etapa considerar al fluido caloportador en cuanto a sus características físicas: densidad, viscosidad, presión de vapor, temperatura crítica, que sean adecuadas a las condiciones de operación del sistema

Es necesario un Reynolds suficientemente alto para asegurar una buena transferencia de calor, alrededor 3×10^5 o algo más si el fluido es muy viscoso. De aquí, se determina el diámetro efectivo de los tubos y la velocidad característica y finalmente el caudal másico.

Sistema de almacenamiento térmico

Consta de tanque de almacenamiento de sales generalmente NaNO_3 y KNO_3 es allí donde se almacena la energía térmica del fluido caloportador (aceite) en un rango de 290-390 °C, la cual es transferida al ciclo de vapor por medio de intercambiadores de calor



Fig.51 Sistema de almacenamiento térmico

Ciclo de potencia

Este consta de un ciclo Rankine con sobrecalentamiento el cual es un ciclo que convierte calor en trabajo. El calor se provee externamente a un lazo cerrado, que utiliza generalmente el agua como el líquido de trabajo. La eficiencia de un

ciclo de Rankine es limitada generalmente por el líquido de funcionamiento, la gama de temperaturas que el ciclo puede funcionar el excedente es absolutamente pequeña, la temperatura de la entrada de la turbina es típicamente limitada por el límite del arrastramiento del acero inoxidable y las temperaturas del condensador. Esto da una eficiencia teórica alrededor de 63%. El sobrecalentamiento del vapor hasta altas temperaturas aumenta el rendimiento térmico del ciclo al aumentar la temperatura promedio a la que se proporciona el calor. El sobrecalentamiento del vapor es posible mediante generador de vapor de respaldo y está limitado hasta un máximo de 620 °C por consideraciones metalúrgicas, es decir, por la capacidad de los materiales para soportar altas temperaturas.

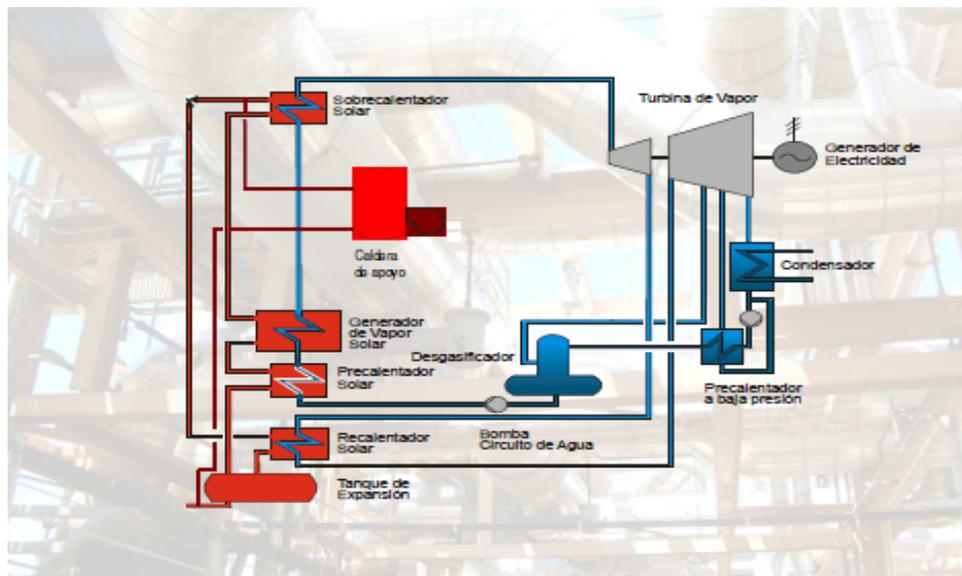


FIG.52 Ciclo de Potencia

CAPÍTULO VI
DISEÑO Y FACTIBILIDAD DE SISTEMA
FOTOVOLTAICO

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA LA ESTACIÓN DE RADIO BASE

El mejor diseño para un sistema FV es aquel que, incorporando el menor número de paneles y baterías (si se requieren), satisface las condiciones impuestas por la carga eléctrica, con un determinado grado de confiabilidad para el sistema. A continuación se procederá a describir los pasos fundamentales para el diseño de un sistema FV:

DETERMINACIÓN DE LA CARACTERÍSTICA Y EL VALOR DE CARGA REQUERIDA:

Para sistemas FVs con carga mixta (CC y CA), el cálculo energético implica la determinación, por separado, del valor energético requerido por cada tipo de carga, ya que las pérdidas asociadas con un sistema de CA son mayores que las de un sistema con carga de CC solamente

En las tablas 6 y 7 se presentan los valores y tipos de carga requeridas en la Estación Radio Base Los Monjes

TABLA6 ESTIMACIÓN DE CONSUMO DE CORRIENTE DIRECTA

		Carga nominal DC Volts -48Vdc				
Item	descripcion	potencia nominal de consumo(Watts DC)	capacidad de uso (hrs/day)	consumo diario de potencia kWh/dia	consumo de corriente Ah/dia	Observaciones / Comentarios
1	BTS Huawei 3606AC (CDMA)	0	24	0	0	BTS CDMA 1C + EVDO
2	Luz de Baliza en - 48Vdc LED	35	12	0,42	8,75	Baliza de Media Intensidad Destellante de +24 Vdc (Puede trabajar en-48Vdc tambien)
3	BTS Huawei 3006C (GSM)	1.050	24	25,2	525	BTS GSM 1C + Datos
4	FAN Caseta	60	24	1,44	30	Ventilación Forzada en DC
TOTAL		1.145,00		27,06	563,75	
Perdidas en el convertidor			0,15	2,976,		
			TOTAL	30,036		

TABLA7 ESTIMACIÓN DE CONSUMO DE CORRIENTE ALTERNA

		Carga nominal AC Volts 120Vac				
Item	descripcion	potencia nominal de consumo(Watts AC)	capacidad de uso (h/day)	consumo diario de potencia kWh/dia	consumo de corriente Ah/dia	Observaciones / Comentarios
1	Modems Satelital	0	24	0	0	Modems Satelital CDM 600 CDMA
	Modems Satelital	180	24	4,32	36	Modems Satelital CDM 600 GSM
2	Toma 110/120Vac (Laptop/Otro)	100	0	0	0	Toma de uso general y mantenimiento (Muy poco uso 2 horas 1 o 2 veces al año)
3	Luminarias de Bajo Consumo	60	12	0,72	6	Equivale a 4 luminarias de bajo consumo de 15W C/U (75W equivalente en Incandensente)
	TOTAL	340		5,04	42	sin cosiderar las perdidas del inversor
	Perdidas en el inversor		0,11	0,554	4,62	
			TOTAL	5,594	46,62	

Fuente: Cálculos propios

El valor energético a generarse debe tomar en consideración las *pérdidas de energía* anticipadas en el sistema (cableado, control de carga y baterías). Estas pérdidas deben ser compensadas por el bloque generador. Comenzaremos con las dos primeras. Asumiremos que las pérdidas en el cableado y el control de carga representan un 2% del total a generarse (eficiencia: 98%).

1- Las pérdidas en el control de carga son mínimas, de manera que las pérdidas en el conexionado serán las únicas que serán consideradas

2- La alta eficiencia asumida para el sistema se justifica pues se anticipa un reducido valor para la corriente máxima del sistema (bajo valor para el producto RI^2) y una reducida longitud del cable entre el panel y el banco de baterías (bajo valor para el producto RI).

Las pérdidas debidas al uso de baterías de Pb-ácido dependen de la temperatura del electrolito. Se contempla que las baterías usarán una caja con aislación térmica, que permanecerá en el interior de la casa, resguardada. Esta protección ambiental nos permite asumir una temperatura cercana a los 25°C para el electrolito. La capacidad de acumulación será del 100% y la eficiencia del proceso de carga del 90%. La eficiencia total del sistema tendrá un valor de.

$=0,882 = (0,98 \times 0,90)$ Por lo tanto la energía requerida será:

$$E_T = (L_{AC} + L_{DC}) / 0,882 = (5,594 + 30,036) / 0,882 = 40,398 \text{ kWh/día}$$

$$E_{\text{anual}} = L_T * 365,25 \text{ día/año} = 14755,37 \text{ kWh/año}$$

$$E_{\text{max}} = L_T / 24 = 40,398 \text{ kWh/día} / 24 = 1,683 \text{ kWh}$$

CÁLCULO DEL NÚMERO DE AMPERES – HORA TOTAL POR DÍA DE CONSUMO

$$\text{Total de A-h /día} = ((\text{Total de A-h/ día})_{\text{CD}} + (\text{Total de A-h/ día})_{\text{CA}}) * 1.20$$

El total de A-h/día debe ser multiplicado por un factor de seguridad de sobredimensionado (1,20), ya que este tiene en cuenta el envejecimiento de los paneles y baterías, polvo y suciedad sobre el panel y fallo en las conexiones eléctricas del cableado y otros accesorios eléctricos.

$$\text{Total de A-h /día} = (563,75 \text{ Ah/ día} + 46,62 \text{ Ah/ día}) * 1,20 = 732.44 \text{ Ah/ día}$$

SELECCIÓN DEL PANEL FV Y NÚMERO DE PANELES

Este proceso comienza con la selección del panel FV. Desde un punto estrictamente técnico, los parámetros eléctricos (voltaje a circuito abierto, potencia de salida, degradación de la misma con la temperatura, etc) son los más importantes. En la práctica, el costo de la unidad, o la selección ofrecida por el mercado local pueden tener más influencia que los anteriores en el proceso de selección de un panel.

Es recomendable elegir paneles de alta potencia pico de salida con alto voltaje de circuito abierto para compensar las pérdidas en el cableado y disminuir el número de panel Fv. Para este proyecto se eligió el panel modelo PWM1700 de material monocristalino del proveedor PHOTOWATTS.

Una vez hecha la elección, es imprescindible conocer la potencia de salida del panel elegido a la más alta temperatura de trabajo. Como se conocen ahora tanto el valor que debe ser generado como el mínimo proporcionado por el panel, la relación entre ambos valores da una indicación del número de paneles requeridos en el sistema. El número exacto de ellos, en algunos diseños, está determinado por el voltaje de trabajo o la corriente máxima de carga. Estos dos factores pueden dictar una combinación serie o serie-paralelo de los paneles, determinando eventualmente el número a usarse.

Según las especificaciones técnicas suministrada por el proveedor y los datos meteorológicos obtenidos se puede destacar (ver anexos)

$$T_a = 26 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$V_{\text{viento}} = 6.42 \text{ m/s}$$

$$N_{\text{ss}} = 4 \text{ días}$$

$$R_d = 7.24 \text{ kWh/m}^2\text{día} \quad \text{ver anexos A}$$

De los datos anteriores se puede estimar

$$K = 0.32 \text{ }^\circ\text{C cm}^2/\text{mW}$$

$$R_s = 90 \text{ mW/cm}^2$$

$$= 0.43\%/^\circ\text{C}$$

$$P_N = 190 \text{ W}$$

$$A_{\text{panel}} = 1.34 \text{ m}^2$$

$$H_{r_s} = 11.4 \text{ h/día} \quad \text{ver tabla 17}$$

$$I_{\text{max}} = 5.2 \text{ A}$$

De esta manera la temperatura de trabajo del panel será:

$$T_t = T_a + K \cdot R_s = 26 + (0.32 \cdot 90) = 54.8^\circ\text{C}$$

La potencia nominal de salida de cada panel a la temperatura de trabajo será:

$$P_t = P_N - (P_N \cdot \alpha \cdot T) = 190 - (190 \cdot 0.0043 \cdot 9.2) = 165.65 \text{ W}$$

El día solar medio es $H_{r_s} = 11.4 \text{ h/día}$ por lo tanto la capacidad de generación es:

$$G_n = P_t \cdot H_{r_s} = 165.65 \text{ W} \cdot 11.4 \text{ h/día} = 1888.41 \text{ W h/día}$$

El número de panel requerido es:

$$N_p = L_t / G_n = 40398 / 1888.41 = 21.39 \text{ panel} \quad 22 \text{ Paneles}$$

BANCO DE BATERÍAS (RESERVA)

Si el sistema requiere un banco de reserva, la capacidad de generación deberá incrementarse, ya que las pérdidas asociadas con el proceso de carga deben ser compensadas $\eta = 0.882$. La capacidad de reserva dependerá de la cantidad de días consecutivos sin sol $N_{ss} = 4 \text{ días}$ y el grado de confiabilidad (80%) que se considera tolerable para el sistema. El número de baterías de Pb-ácido del banco de reserva estará determinado por el máximo valor elegido para la profundidad de descarga (PD= 80%), así como el tipo de batería de Pb-ácido a usarse (voltaje nominal y capacidad de reserva de la unidad).

Energía a acumularse:

$$L_a = L_t * N_{ss} = 40398 \text{ kWh /día} * 4 \text{ día} = 161,592 \text{ kWh}$$

Para satisfacer esta demanda de acumulación se selecciona baterías **12 OPZS 1200** de Fiamm, la cual tiene la siguiente ventaja:

Capacidad 1785 Ah C_{100} / 1.8 V en unidades de 6 V y 12 V, para una unidad de 12 V tendremos una capacidad de 21420Wh (1785 Ah*12 V), lo que implica un banco de baterías conformados por 8 unidades que cubren 171,360 kWh Asumiendo nuevamente una PD del 80%, tendremos 137,09 kWh que cubre la demanda en un 85 % de confiabilidad, para satisfacer las necesidades por 3.40 días

Se cuenta con un gran índice de días soleados consecutivos de hasta un mes completo con un índice de 90 % de confiabilidad por lo tanto se puede estimar un tiempo de recarga de 30 días para de esta forma el aumento necesario en el bloque de generación sea óptimo de esta manera el exceso diario necesario será de 5712 Wh/días (171,360 kWh /30 días). Lo que representa la implementación de 4 paneles más en el grupo generador

Por lo tanto el número de paneles necesarios es:

$$N_p = 26 \text{ paneles}$$

CANTIDAD DE PANEL EN PARALELO

No. total de paneles en paralelo (NMP) = Total Ah/ día CD / Imáx x HrS

$$NMP = 732.44 \text{ Ah/día} / (5,2 * 11,4) = 12,35 \text{ Paneles}$$

CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS O PANELES EN

SERIE:

No. total de paneles en serie (NMS.) = Voltaje nominal / Voltaje nominal
módulo solar

$$NMS. = 24V/12V = 2 \text{ Paneles}$$

El número total de módulos o paneles será de:

$$\text{No. total de módulos o paneles} = NMP \times NMS = 12,35 * 2 = 24,71$$

En teoría no se podría realizar esta conexión con un número impar de paneles ya que el arreglo necesita de 12 pares de paneles conectados en paralelo y cada par en serie, para satisfacer a la vez la necesidad de generación, se dispondrán de 13 pares de paneles para lograr un arreglo óptimo de 26 paneles solares

$$N_p = 26 \text{ Panel}$$

Capacidad instalada:

$$\text{Cap} = P_N * N_p = 0,190 \text{ kW/panel} * 26 \text{ panel} = 4,94 \text{ kW}$$

$$\text{Area necesaria} = 26 \text{ panel} * 1,34 \text{ m}^2/\text{panel} = 34,79 \text{ m}^2$$

Energía generada

$$E_G = G_n * N_p * 365 \text{ día}$$

$$E_G = 1,88841 \text{ kWh /día panel} * 26 \text{ panel} * 365 \text{ día/año}$$

$$E_G = 17921.01 \text{ kWh/año}$$

COMPONENTES AUXILIARES

- Cableado: Se asume una distancia máxima entre los paneles y el banco de baterías de 10 m, la corriente máxima está dado por los datos del panel cuyo valor es 5,2 A para una caída de voltaje aceptable del 2% se determina el conductor

$$ICV = \frac{A * D}{\%CV * V_{nom}} * 3,281$$

$$ICV = \frac{(5,2 * 10) * 3,281}{2 * 12} = 10,66$$

Según la tabla 4 el conductor seleccionado es AWG #6 el cual llegara hasta el control de carga.

- La distancia entre el control de carga y el banco de batería se asume a 2m para reducir las pérdidas significativamente por lo tanto se selecciona un conductor:

$$ICV = \frac{(5,2 * 2) * 3,281}{2 * 12} = 1,42$$

De la tabla 4 el conductor es AWG#14

- La corriente que consume la carga se puede determinar

analizando cada carga por separado para la carga DC se tiene una corriente máxima de 30 A, por lo tanto despreciando las perdidas en el convertidor, la corriente de entrada al convertidor será :

$$I_{ent} = \frac{I_{sal} \cdot V_{sal}}{V_{entr}} = 60 \text{ A}$$

$$ICV = \frac{(60 \cdot 2) \cdot 3,281}{2 \cdot 12} = 16,41$$

Lo que corresponde según la tabla 4 al conductor AWG#4

- Convertidores e inversores

Para satisfacer la demanda AC del sistema se dispondrá de un inversor modelo FRONIUS IG 15 cuyo potencia nominal de salida es 1300 W con un rango de trabajo de -20 °c a 50°C enfriado por medio de ventilación forzada, eficiencia 94,2%

La demanda DC dispone de un convertidor de 24 VDC a -48 VDC EMERSON C24/48-1200 cuyo potencia nominal de salida es 1200 W ,25 A, con un rango de trabajo de -40 °c a 75°C enfriado por medio de ventilación forzada, eficiencia 89%

ANÁLISIS ECONÓMICO

Un sistema fotovoltaico requiere un fuerte desembolso de capital inicial, pero luego los gastos de gestión y de mantenimiento son muy reducidos.

El análisis de todos los aspectos económicos relativos a un sistema fotovoltaico es muy complejo. En especial, cada aplicación tiene que ser evaluada en su específico contexto, teniendo en cuenta sobre todo la energía eléctrica producida, la duración del sistema (se calcula alrededor de 25 años), las dificultades de conexión a la red eléctrica, los incentivos disponibles, etc.

Estos cálculos se basan en los datos suministrado por Lawrence Berkeley National Laboratory, Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2007, LBNL-275E. mostrados en la tabla 8

Costos de instalación :

- Sistemas para usuarios aislados » 6038 \$ /kW tabla 8

La capacidad instalada para la ERB Los Monjes es 4,94 kW el costo de instalación estará estimado en :

$$C_{\text{inst}} = 6.038 \text{ \$/KW} * 2,15 \text{ Bs/\$} * 4,94 \text{ kW} = 64129,60 \text{ Bs}$$

En algunos casos la inversión inicial se amortiza al principio, ya que el coste de la conexión a la red eléctrica sería superior al de la instalación de

un sistema solar fotovoltaico.

Pero en la mayoría de los casos un sistema fotovoltaico tiene un costo por kWh, producido mucho mayor del costo del kWh comprado de la red eléctrica. Por lo tanto lo que puede hacer compensar la instalación de un sistema fotovoltaico son los incentivos públicos.

Coefficiente de recuperación de capital (R):

Es la manera de amortizar los costos totales durante la vida útil del equipo dado como:

$$R = \frac{(1 + i)^n \cdot i}{(1 + i)^n - 1}$$

Donde : i es la tasa de interés(10%) y n es la vida útil del equipo en años(25 años)

$$R = \frac{(1 + 0,10)^{25} \cdot 0,10}{(1 + 0,10)^{25} - 1}$$

$$R=0,1102$$

Costo de capital:

$$C_{cap} = C_{inst} \cdot R = 64.129,60 \text{ Bs} \cdot 0,1102 = 7067,08 \text{ Bs/año}$$

Costo de mantenimiento

De la tabla 8

- Los costos de operación y mantenimiento variable son despreciable
- Los costos de operación y mantenimiento fijos 11,68 \$ /kW

$$C_{\text{mant}} = 11,68 \$ / \text{Kw} * 2,15 \text{Bs} / \$ * \text{Cap}$$

$$C_{\text{mant}} = 11,68 \$ / \text{Kw} * 2,15 \text{Bs} / \$ * 4,94 \text{ kW}$$

$$C_{\text{mant}} = 124,05 \text{ Bs/año}$$

Costo equivalente

$$C_{eq} = \frac{C_{cap} + C_{mant}}{EG}$$

$$C_{eq} = \frac{7067,68 \frac{\text{Bs}}{\text{año}} + 124,05 \text{ Bs/año}}{17.921.01 \text{ kWh/año}}$$

$$C_{eq} = 0,40 \text{ Bs/ kWh}$$

TABLA8 Cost and Performance Characteristics of New Central Station

Electricity Generating Technologies

Technology	Online Year ¹	Size (mW)	Leadtime (Years)	Base Overnight Cost in 2008 (\$2007/kW)	Contingency Factors		Total Overnight Cost in 2008 ⁶ (2007 \$/kW)	Variable O&M ⁵ (\$2007 mills/kWh)	Fixed O&M ⁵ (\$2007/kW)	Heatrate ⁴ in 2008 (Btu/kWhr)	Heatrate nth-of-a-kind (Btu/kWhr)
					Project Contingency Factor ²	Technological Optimism Factor ³					
Scrubbed Coal New ⁷	2012	600	4	1,923	1.07	1.00	2,058	4.59	27.53	9,200	8,740
Integrated Coal-Gasification Combined Cycle (IGCC) ⁷	2012	550	4	2,223	1.07	1.00	2,378	2.92	38.67	8,765	7,450
IGCC with Carbon Sequestration	2016	380	4	3,172	1.07	1.03	3,496	4.44	46.12	10,781	8,307
Conv Gas/Oil Comb Cycle	2011	250	3	917	1.05	1.00	962	2.07	12.48	7,196	6,800
Adv Gas/Oil Comb Cycle (CC)	2011	400	3	877	1.08	1.00	948	2.00	11.70	6,752	6,333
ADV CC with Carbon Sequestration	2016	400	3	1,683	1.08	1.04	1,890	2.94	19.90	8,613	7,493
Conv Combustion Turbine ⁴	2010	160	2	638	1.05	1.00	670	3.57	12.11	10,810	10,450
Adv Combustion Turbine	2010	230	2	604	1.05	1.00	634	3.17	10.53	9,289	8,550
Fuel Cells	2011	10	3	4,640	1.05	1.10	5,360	47.92	5.65	7,930	6,960
Advanced Nuclear	2016	1350	6	2,873	1.10	1.05	3,318	0.49	90.02	10,434	10,434
Distributed Generation-Base	2011	2	3	1,305	1.05	1.00	1,370	7.12	16.03	9,050	8,900
Distributed Generation-Peak	2010	1	2	1,566	1.05	1.00	1,645	7.12	16.03	10,069	9,880
Biomass	2012	80	4	3,339	1.07	1.05	3,766	6.71	64.45	9,646	7,765
MSW - Landfill Gas	2010	30	3	2,377	1.07	1.00	2,543	0.01	114.25	13,648	13,648
Geothermal ^{7A}	2010	50	4	1,630	1.05	1.00	1,711	0.00	164.64	34,633	30,301
Conventional Hydropower ⁴	2012	500	4	2,038	1.10	1.00	2,242	2.43	13.63	9,919	9,919
Wind	2009	50	3	1,797	1.07	1.00	1,923	0.00	30.30	9,919	9,919
Wind Offshore	2012	100	4	3,416	1.10	1.03	3,851	0.00	89.48	9,919	9,919
Solar Thermal ⁷	2012	100	3	4,693	1.07	1.00	5,021	0.00	56.78	9,919	9,919
Photovoltaic ⁷	2011	5	2	5,750	1.05	1.00	6,038	0.00	11.68	9,919	9,919

Fuente: World Bank Report, *Study of Equipment Prices in the Power Industry*, June 2008 draft. Lawrence Berkeley National Laboratory, Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2007, LBNL-275E.

CAPÍTULO VI
DISEÑO Y FACTIBILIDAD DE SISTEMA DE
GENERACION EOLICA

DISEÑO DE INSTALACIÓN EÓLICA PARA LA RADIO BASE

En primera instancia cabe destacar que el lugar de estudio está situado en la isla que se denomina Monjes Sur a una altura de 70 m, lo cual representa un punto a favor para el emplazamiento del aerogenerador.

PERFIL DE VELOCIDADES

A continuación se hará un estudio detallado de los perfiles del viento en la zona a través de datos meteorológicos extraídos del programa interactivo **ATMOSPHERIC SCIENCE DATA CENTER de la NASA.**

Las tablas 9 y 10 muestran el promedio de velocidades mensuales a 50m y 10 m sobre la superficie terrestre respectivamente

TABLA9 PROMEDIO MENSUAL DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO A 50 m SOBRE LA SUPERFICIE TERRESTRE (m/s)													
Lat 12.21 Lon - 70.58	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agst	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
10-year Average	8.56	8.88	8.69	7.37	6.57	7.55	7.62	6.60	5.50	5.17	6.03	7.68	7.17

Fuente: NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables

TABLA 10 PROMEDIO MENSUAL DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO A 10m SOBRE LA SUPERFICIE TERRESTRE (m/s)

Lat 12.21 Lon - 70.58													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agst	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
10-year Average	7.32	7.59	7.43	6.30	5.62	6.46	6.52	5.64	4.70	4.42	5.16	6.57	6.13

Fuente: NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables

Estos datos sirven como un indicador del perfil de velocidades para este terreno. Sabiendo que la velocidad varia con la altura según la expresión:

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{H_1}{H_2} \right)^n$$

De este modo el coeficiente de rugosidad es:

$$n = \ln(V1/V2) / \ln(H1 /H2)$$

Calculando los valores de n para cada mes se obtiene tabla 11 que indica los valores mensuales de n

TABLA 11 PROMEDIO MENSUAL DEL COEFICIENTE DE RUGOSIDAD DEL TERRENO

mes	Ene	Feb	Mar	Ab	May	Jun	Jul	Agost	Sept	Oct	Nov	Dic
n	0,0972	0,0975	0,0973	0,0975	0,097	0,0969	0,0969	0,0977	0,0977	0,0974	0,0968	0,097

Fuente: Cálculos propios

Por lo tanto el coeficiente de rugosidad promedio es n=0,0972

De este se puede estimar la velocidad del viento a la altura donde se estima realizar el emplazamiento teniendo así un promedio mensual de la velocidad del viento utilizando como referencia los datos de la tabla 6 por medio de la expresión

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{H_1}{H_2} \right)^n$$

Donde $V_2 = V_1 \left(\frac{H_2}{H_1} \right)^n$

TABLA12 PROMEDIO MENSUAL DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO A 70 m SOBRE LA SUPERFICIE TERRESTRE (m/s)

mes	En	Feb	Mar	Ab	May	Jun	Jul	Agost	Sept	Oct	Nov	Dic
V a 70 m (m/ s)	8,8 4	9,18	8,98	7,62	6,79	7,80	7,87	6,82	5,68	5,34	6,23	7,93

Fuente: Cálculos propios

Es preciso a partir de estos datos presentados en la tabla 9 estimar la velocidad de viento promedio diario para ello cada promedio mensual se multiplicara por los días del mes luego se suman los totales y se divide por los días del año obteniendo de este modo la velocidad promedio con la cual se podría seleccionar el aerogenerador más óptimo

$$V_{Media} = \frac{(V1 \ 31) + (V2 \ 28) + (V3 \ 31) + (V4 \ 30) + \dots + (V12 \ 31)}{365}$$

$$V_{Media} = 7,42 \text{ m/s}$$

Potencia teórica aportada por el viento por m² de área del rotor

$$P_V = 1/2 \rho v^3$$

$$P_V = 0,5 * 1,1824 * (7,42)^3 = 241 \text{ W/m}$$

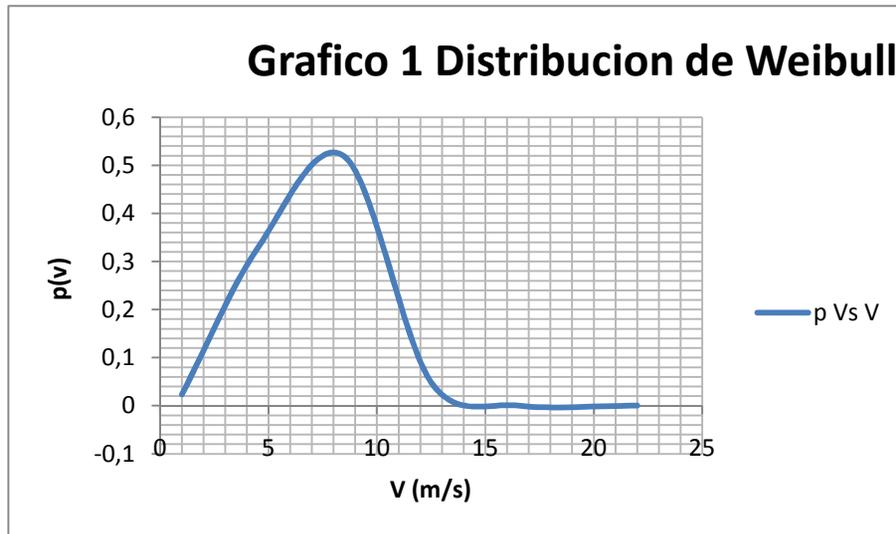
DISTRIBUCION WEIBULL

De la tabla 13 Se puede obtener la frecuencia anual porcentual de las velocidades del viento anual cuyos datos arrojan la siguiente distribución mostrada en el grafico 1

TABLA13 PORCENTAJE PROMEDIO MENSUAL DE VELOCIDAD DE VIENTO													
Lat 12.5 Lon - 70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
0 - 2 m/s	0	0	0	5	3	1	0	4	6	9	5	1	2,83
3 - 6 m/s	12	12	12	32	44	25	21	44	61	66	54	23	33,8
7 - 10 m/s	74	68	72	58	52	69	76	51	32	25	41	71	57,4
11 - 14 m/s	14	20	16	5	1	5	3	1	1	0	1	5	6
15 - 18 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19 - 25 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables

Para este estudio de estimación cada intervalo de velocidades se determinara la media del intervalo como valor aceptable para construir la distribución de Weibull



Fuente: Cálculos propios

En este emplazamiento la velocidad media es de 7,42 m/s representa la distribución de velocidades a lo largo del año

Ahora se puede obtener las horas del año para cada velocidad multiplicando las horas totales del año por la probabilidad de ocurrencia. Por ejemplo:

$$T(h) = p(v) \cdot 8760$$

$$T(h) = p(4,5) \cdot 8760 = 0,32833 \cdot 8760 = 2876,17 \text{ h}$$

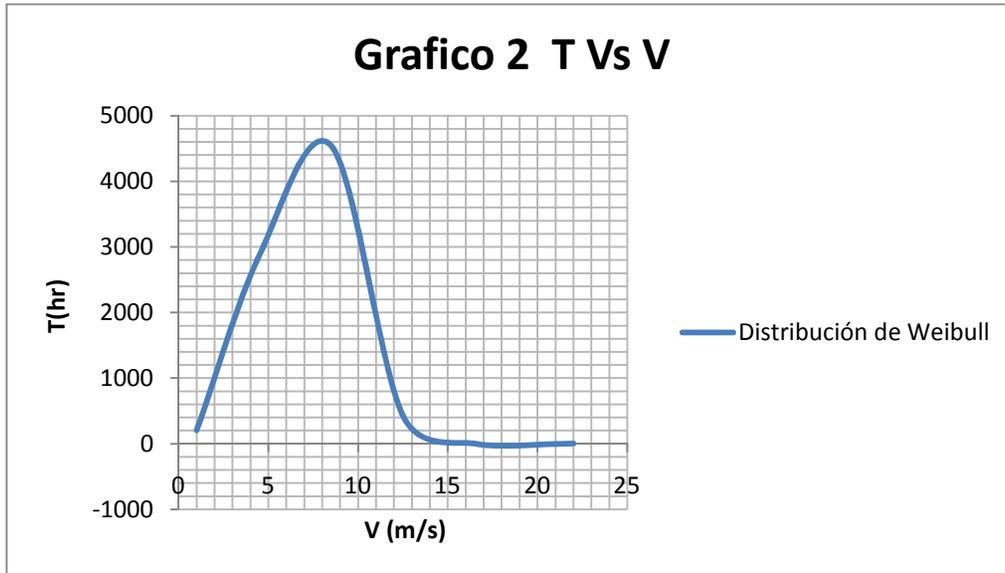
De esta manera se obtiene la tabla 14 datos que sirven para obtener el grafico T

Vs V

TABLA 14 DATOS DE VELOCIDADES Y FRECUENCIA EN HORAS

V (m/s)	T (Hr)
1	204,4
4,5	2876,2
8,5	4540,6
12,5	423,4
16,5	0
22	0

Fuente: Cálculos propios



Fuente: Cálculos propio

POSIBLES SISTEMAS A ESTUDIAR

Alternativa A

Ya que se cuenta con un motogenerador de 40 kW instalado en la ERB este servirá como sistema de respaldo para cubrir la carga requerida en el momento en la cual el aerogenerador seleccionado no sea capaz de generar la potencia requerida.

Alternativa B

Consta de aerogeneradores similares para cubrir las demandas de la estación y un banco de baterías de respaldo para cubrir la demanda en el periodo en el cual no es posible la generación de potencia eólica

Alternativa C

Consta de un sistema híbrido de energía eólica y fotovoltaica el cual asegure la operatividad de la estación. La energía fotovoltaica será utilizada para almacenar energía en un banco de baterías durante el periodo en que el aerogenerador cubre la demanda y luego las baterías serán capaces de cubrir la demanda en los periodos en el cual el aerogenerador no genera la energía suficiente para el fin

ALTERNATIVA A

SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

El criterio para elegir el aerogenerador estará basado en poder generar la energía necesaria en la ERB tomando en cuenta como factor determinante la mínima velocidad del viento en la zona

Ahora bien este criterio podría arrojar un factor de carga bajo lo que incrementa el costo de generación innecesariamente

$$Fc = \frac{L_{prom}}{L_{max}}$$

Basándose en estos dos criterios para lograr una elección óptima del aerogenerador se elige el aerogenerador **Proven WT6000** cuya curva de carga mostrada a continuación muestra que es capaz de generar la potencia requerida a velocidad mas baja presente en la zona

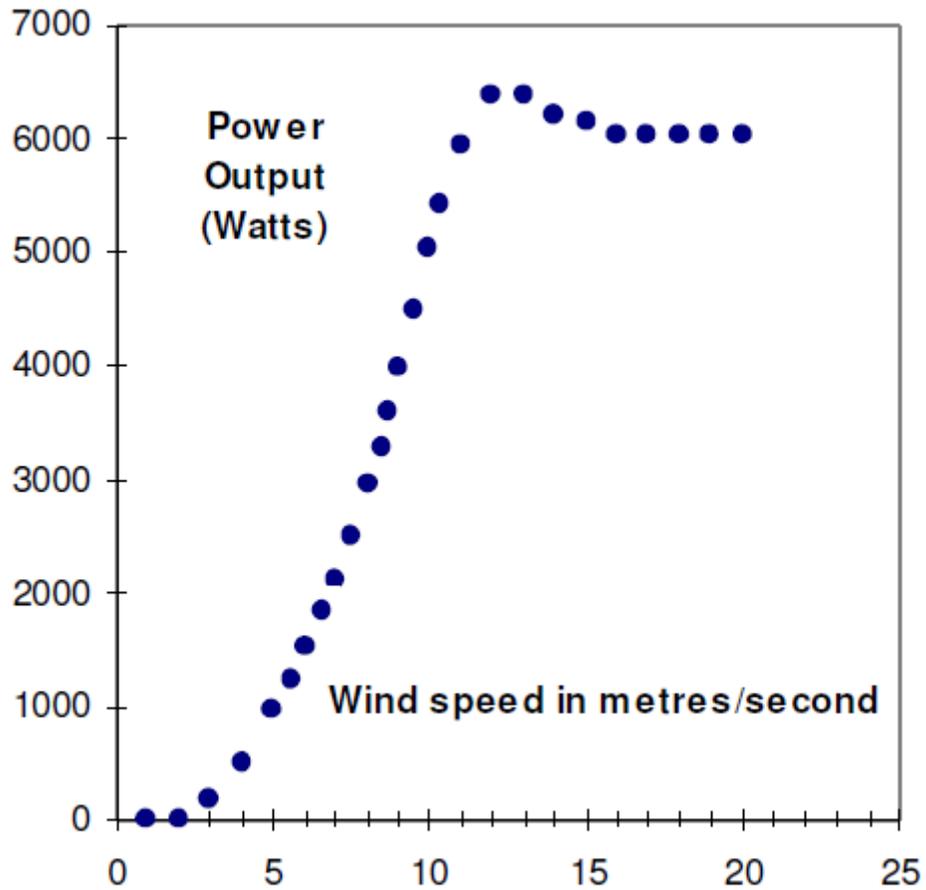


FIG.53 Curva de carga suministrada por proven WT6000

Por cada intervalo de velocidades del viento se multiplica la probabilidad de ese intervalo de velocidad del viento (de la curva de Weibull) por el valor obtenido de la curva de potencia del aerogenerador. De este modo se obtiene la tabla15, donde cada velocidad representa la media de de los intervalos dados en la tabla 13

TABLA 15 RESULTADOS DE LA CURVA DE POTENCIA Y DISTRIBUCIÓN WEIBULL

V(m/s)	f(V)	Potencia de salida (W)	P*f(v) (W)
2,5	0,1049	0	0
4,5	0,3283	800	262,666667
8,5	0,5183	3500	1814,16667
12,5	0,063	6500	314,166667
16,5	0	6000	0
22	0	6000	0

Fuente: Cálculos propios

Después se realiza la suma de todas esas multiplicaciones para obtener la potencia disponible media (o promedio).

$$L_{prom} = 2,391 \text{ kW}$$

Si multiplica la potencia por 365,25 por 24 (el número de horas en un año) obtenemos la energía disponible total que teóricamente se puede producir en un año promedio.

$$E_G = L_{prom} \cdot 365,25 \frac{\text{dia}}{\text{año}} \cdot 24 \text{ h/dia}$$

$$E_G = 2.391 \text{ W} \cdot 365,25 \frac{\text{dia}}{\text{año}} \cdot 24 \text{ h/dia}$$

$$E_G = 20.959,506 \text{ kWh /año}$$

$$F_C = \frac{2.301 \text{ Kw}}{6.500 \text{ Kw}} = 0,354$$

El aerogenerador apoyado en su sistema de control de potencia por doammy load solo generará la energía que la ERB demanda (1,683 kWh),

conduciendo a tierra la potencia en exceso producida ya que considerar un sistema que regule las direcciones de las aspas sería muy costoso ya que se trata de un aerogenerador de pequeña escala

Por lo tanto para estudiar la potencia generada se estiman tres periodos según la tabla 14:

- Periodo de $V \geq 8,5 \text{ m/s}$, $f(V)= 0,5667$

La capacidad de generación es mayor a la demanda por lo tanto el sistema de control de potencia logra establecer la generación a 1,683 KW teniendo así una producción anual de

$$E_G = 1,683 \text{ kW} * f(V) * 24 \text{ h/día} * 365,25 \text{ día/año}$$

$$E_G = 8.359,15 \text{ kWh /año}$$

- Periodo de $2,5 \text{ m/s} \leq V < 8,5 \text{ m/s}$, $f(V)= 0,3283$

La capacidad de generación es de 0,8 kW Entonces la potencia generada será:

$$E_G = 0,8 \text{ kW} * f(V) * 24 \text{ h/día} * 365,25 \text{ día/año}$$

$$E_G = 2.302,30 \text{ kWh/año}$$

- Periodo de $V < 2,5 \text{ m/s}$, $f(V)= 0,1049$

El aerogenerador no es capaz de generar potencia ya que esta velocidad representa la velocidad de corte inferior del aerogenerador ver anexos B

La energía total generada al año será entonces

$$E_G = 10.661,45 \text{ kWh/año}$$

PERIODO DE NO PRODUCCIÓN

Según la data suministrada en la tabla 13 La frecuencia anual en que la velocidad del viento es menor a 6 m/s velocidad en la cual el aerogenerador es capaz de generar la carga requerida en la ERB es de 35,1 % lo que equivale a 3076,87 h/año o 128,20 día/año ($0,351 * 8766 \text{ h/año}$)

En este periodo de tiempo es necesario el respaldo de un motogenerador, por ende es necesario conocer el consumo de combustible el cual estará dado por:

$$C_c = C_{cd} * 128,20 \text{ día/año}$$

$$C_c = 57,84 \text{ L/día} * 128,20 \text{ día/año}$$

$$C_c = 7.415,09 \text{ L/año}$$

El suministro de combustible a la ERB se produciría anualmente con una confiabilidad de 0,8766 o 87,66% (combustible requerido/combustible suministrado).

Energía generada por el motogenerador en calidad de respaldo

- Periodo de 2,5m/s V 8,5 m/s , f(V)= 0,3283

La capacidad de generación es de 0,8 kW Entonces la potencia entregada por el motogenerador será 0,883KW:

$$E_G = 0,883 \text{ kW} * f(V) * 24 \text{ h/dia} * 365,25 \text{ dia/año}$$

$$E_G = 2.541,17 \text{ kWh/año}$$

- Periodo de V 2,5m/s , f(V)= 0,1049

El motogenerador debe suplir la demanda 1,683kW

$$E_G = 1,683 \text{ kW} * f(V) * 24 \text{ h/dia} * 365,25 \text{ día/año}$$

$$E_G = 1.547,60 \text{ kWh/año}$$

La energía total generada al año será entonces

$$E_G = 4.088,77 \text{ kWh/año}$$

ANÁLISIS ECONÓMICO

Estos cálculos se basan en los datos suministrado por Lawrence Berkeley National Laboratory, Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2007, LBNL-275E. Mostrados en la tabla 8 en el capítulo anterior

Costos de instalación:

- Sistemas energía eólica » 1.923 \$ /kW tabla 8

$$C_{inst 1} = 1.923 \text{ \$ /kW} * 2,15 \text{ Bs/\$} * 6 \text{ KW} = 24.806,7 \text{ Bs}$$

- Sistemas motogenerador diesel 1645 \$/kW

$$C_{inst 2} = 1645 \text{ \$ /kW} * 2,15 \text{ Bs/\$} * 40 \text{ kW} = 141470 \text{ Bs}$$

El costo de instalación total será

$$C_{inst} = 24.806,7 \text{ Bs}$$

El costo de instalación del motogenerador se desprecia ya que se encuentra actualmente operativo en la ERB, lo que contribuye a que los costos de este proyecto sean más factibles

Coefficiente de recuperación de capital (R):

Se estima la vida útil del equipo en 15 años

$$R = \frac{(1 + i)^n - i}{(1 + i)^n - 1}$$

$$R = \frac{(1 + 0,10)^{15} - 0,10}{(1 + 0,10)^{15} - 1}$$

$$R=0,1314$$

Costo de capital:

$$C_{cap} = C_{inst} * R = 24806,7 \text{ Bs} * 0,1314 = 3.259,60 \text{ Bs/año}$$

Costo de mantenimiento

- Los costos de operación y mantenimiento variable son despreciable para energía eólica
- Sistemas energía eólica » 30,30 \$ /kW costo operación y mantenimiento fijos tabla 8

$$C_{mant} = 30,30 \text{ \$ /kW} * 2,15 \text{ Bs/\$} * Cap$$

$$C_{mant} = 30,30 \text{ /kW} * 2,15 \text{ Bs/\$} * 6 \text{ kW}$$

$$C_{mant 1} = 390,87 \text{ Bs/año}$$

- Sistemas motogenerador diesel
 - Costos de operación y mantenimiento fijos 16,03\$ /kW

$$C_{mant} = 16,03 \text{ \$ /kW} * 2,15 \text{ Bs/\$} * Cap$$

$$C_{mant} = 16,03 \text{ \$ /kW} * 2,15 \text{ Bs/\$} * 40 \text{ kW} = 1378,58 \text{ Bs/año}$$

- Costos de operación y mantenimiento Variables 7,12 \$ /kW

$$C_{mant} = 7,12 \text{ \$ /kW} * 2,15 \text{ Bs/\$} * Eg$$

$$C_{mant} = 7,12 \text{ \$ /kW} * 2,15 \text{ Bs/\$} * 4088,77 \text{ kW/año} = 62590,89 \text{ Bs/año}$$

El costo por mantenimiento del motogenerador es

$$C_{mant 2} = 62590,89 + 1378,58 = 63969,47 \text{ Bs/año}$$

El costo total por mantenimiento del sistema es :

$$C_{\text{mant}} = 390,87 \text{ Bs/año} + 63969,47 \text{ Bs/año}$$

$$C_{\text{mant}} = 64360,34 \text{ Bs/año}$$

Costo combustible

1. El precio del diesel es de 0,048 Bs / L (precio en los puntos de ventas nacionales)
2. Poder calorífico del diesel es de PC = 36000 BTU/L
3. Conociendo el consumo de combustible del motogenerador dado en la tabla 2 Se puede estimar el HR de la siguiente manera:

$$HR = C_F * PC / L_F$$

$$HR = 13 \text{ L} * 36000 \text{ BTU/L} / 40 \text{ kWh} = 11700 \text{ BTU/kWh}$$

$$C_e = \frac{0,048 \text{ Bs/L}}{PC}$$

$$C_e = \frac{0,048 \text{ Bs/L}}{36000 \text{ BTU/L}}$$

$$C_e = 1,333 \cdot 10^{-6} \text{ Bs/Btu}$$

$$C_e = 1,333 \text{ Bs}/10^6 \text{ Btu}$$

$$C_{\text{comb}} = C_e * HR * E_G$$

$$C_{\text{comb}} = 1,333 \text{ Bs}/10^6 \text{ BTU} * 11700 \text{ BTU/kWh} * 4.088,77 \text{ kWh/año} =$$

$C_{\text{comb}} = 63,78 \text{ Bs/año}$ Este valor presenta cierta incertidumbre ya que no fue posible determinar el flete correspondiente

Costo equivalente

$$C_{eq} = \frac{C_{cap} + C_{mant} + C_{comb}}{EG}$$

$$C_{eq} = \frac{3.259,60 \frac{Bs}{año} + 64360,34 Bs/año + 63,78 Bs/año}{10.661,45 \frac{kWh}{año} + 4.088,77 kWh/año}$$

$$C_{eq} = 4,58 Bs/ kWh$$

ALTERNATIVA B

Para este diseño se elige dos aerogeneradores WT6000 con un banco de batería que será capaz de cubrir la demanda en el periodo de no producción de energía eólica

- Un aerogenerador será el respaldo para los periodos de baja velocidad $2,5 \text{ m/s} < V < 8,5 \text{ m/s}$, $f(V) = 0,3283$
- El banco de batería cubrirá la demanda en el periodo $V < 2,5 \text{ m/s}$, $f(V) = 0,1049$

Energía a acumularse

$$La = 1,683 \text{ kW} * f(V) * 365,25 \text{ dia/año} * 24 \text{ h/dia}$$

$$La = 1,683 \text{ kW} * 0,1049 * 365,25 \text{ dia/año} * 24 \text{ h/dia} = 1547,60 \text{ kWh}$$

Numero de baterías necesarias

Se estima la utilización de baterías **OPZS 1200 Fiam** Capacidad 1785 Ah C₁₀₀/1.8 V en unidades de 6 V y 12 V, para una unidad de 12 V tendremos una capacidad de 21420Wh (1785 Ah*12 V) de esta manera el total de baterías será:

$$N^{\circ} \text{ baterías} = 1547,60\text{kWh} / 21,420\text{kWh} = 72,25$$

Por lo tanto se necesitaran 73 baterías **OPZS 1200 Fiam**

Esta energía será suministrada por un aerogenerador durante el periodo V 8,5 m/s $f(V) = 0,5667$ cuando este es capaz de generar una potencia minima de 3,5 kW suficiente para cubrir la demanda de la estación y poder cargar las baterías con el excedente de potencia 1,817 kW

$$E = 1,817 \text{ kW} * 0,5667 * 365,25 \text{ día/año} * 24 \text{ h/día} = 9026 \text{ kWh} \quad \text{La}$$

Energía generada

Esta está dada por la demanda de la estación durante el periodo de producción

$f(V) = 0,8951$ y la energía requerida para el banco de baterías

$$E_G = (1,683 \text{ kW} * 0,8951 * 365,25 \text{ día/año} * 24 \text{ h/día}) + 1547,60 \text{ kWh}$$

$$E_G = 14753,17 \text{ kWh/año}$$

ANÁLISIS ECONÓMICO

Estos cálculos se basan en los datos suministrado por Lawrence Berkeley National Laboratory, Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2007, LBNL-275E. Mostrados en la tabla 8 en el capítulo anterior

Costos de instalación:

- Sistemas energía eólica » 1.923 \$ /kW tabla 8

$$C_{inst} = 1.923 \text{ \$ /kW} * 2,15 \text{ Bs/\$} * 12 \text{ KW}$$

$$C_{inst} = 49613,40 \text{ Bs}$$

Coefficiente de recuperación de capital (R):

Se estima la vida útil del equipo en 15 años

$$R = \frac{(1 + i)^n - 1}{i}$$

$$R = \frac{(1 + 0,10)^{15} - 1}{0,10}$$

$$R = 0,1314$$

Costo de capital:

$$C_{cap} = C_{inst} * R = 49613,40 \text{ Bs} * 0,1314 = 6519,20 \text{ Bs/año}$$

Costo de mantenimiento

- Los costos de operación y mantenimiento variable son despreciable para energía eólica
- Sistemas energía eólica » 30,30 \$/kW costo operación y mantenimiento fijos tabla 8

$$C_{\text{mant}} = 30,30 \text{ \$ /kW} * 2,15 \text{ Bs/\$} * \text{Cap}$$

$$C_{\text{mant}} = 30,30 \text{ /kW} * 2,15 \text{ Bs/\$} * 12 \text{ KW}$$

$$C_{\text{mant}} = 781,74 \text{ Bs/año}$$

Costo equivalente

$$C_{\text{eq}} = \frac{C_{\text{cap}} + C_{\text{mant}}}{\text{EG}}$$

$$C_{\text{eq}} = \frac{6519,20 \text{ Bs/año} + 781,74 \text{ Bs/año}}{14753,17 \text{ kWh/año}}$$

$$C_{\text{eq}} = 0,50 \text{ Bs/ kWh}$$

ALTERNATIVA C

Consta de un sistema híbrido (eólica + fotovoltaica) capaz de cubrir la demanda diaria de la estación con un banco de baterías que asegura la operatividad de la estación con 4 días de autonomía

Para lograr una elección óptima del aerogenerador se elige el aerogenerador **Proven WT2500** cuya curva de carga mostrada a continuación muestra que es capaz de generar la potencia requerida a la velocidad promedio en la zona

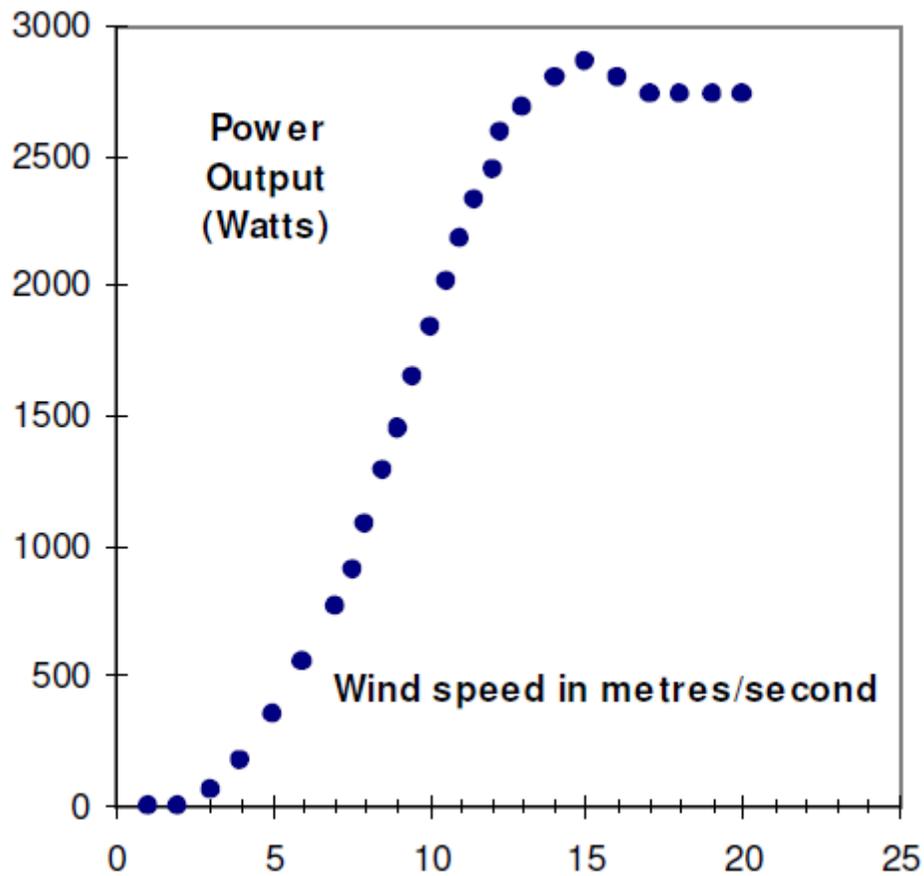


FIG.54 Curva de carga suministrada por proven WT6000

Por cada intervalo de velocidades del viento se multiplica la probabilidad de ese intervalo de velocidad del viento (de la curva de Weibull)

por el valor obtenido de la curva de potencia del aerogenerador. De este modo se obtiene la tabla 16,

TABLA 16 RESULTADOS DE LA CURVA DE POTENCIA Y DISTRIBUCIÓN WEIBULL

V(m/s)	f(V)	Potencia de salida (W)	P*f(v) (W)
2,5	0,1049	0	0
4,5	0,3283	400	131,32
8,5	0,5183	1400	725,62
12,5	0,063	2500	157,5
16,5	0	2500	0
22	0	2500	0

Fuente: Cálculos propios

Después se realiza la suma de todas esas multiplicaciones para obtener la potencia disponible media (o promedio).

$$L_{prom} = 1,14 \text{ kW}$$

Si multiplica la potencia por 365,25 por 24 (el número de horas en un año) obtenemos la energía disponible total que teóricamente se puede producir en un año promedio.

$$E_G = L_{prom} \cdot 365,25 \frac{\text{dia}}{\text{año}} \cdot 24 \text{ h/dia}$$

$$E_G = 1,14kW \cdot 365,25 \frac{dia}{año} \cdot 24 h/dia$$

$$E_G = 9993,24 \text{ kWh/año}$$

$$F_c = \frac{0,995Kw}{2,500Kw} = 0,398$$

Por lo tanto para estudiar la potencia generada se estiman tres periodos según la tabla 14:

- Periodo de $V = 8,5 \text{ m/s}$, $f(V) = 0,5667$

La capacidad de generación es mayor 1,4 kW teniendo así una producción anual de

$$E_G = 1,4 \text{ KW} * f(V) * 24 \text{ h/día} * 365,25 \text{ día/año}$$

$$E_G = 6954,77 \text{ kWh/año}$$

- Periodo de $2,5 \text{ m/s} < V < 8,5 \text{ m/s}$, $f(V) = 0,3283$

La capacidad de generación es de 0,4 kW Entonces la energía generada será:

$$E_G = 0,4 \text{ kW} * f(V) * 24 \text{ h/día} * 365,25 \text{ día/año}$$

$$E_G = 1151,14 \text{ kWh/año}$$

- Periodo de $V = 2,5 \text{ m/s}$, $f(V) = 0,1049$

El aerogenerador no es capaz de generar potencia ya que esta velocidad representa la velocidad de corte inferior del aerogenerador ver anexos B

La energía total generada al año será entonces

$$E_G = 8105,92 \text{ kWh/año}$$

Energía necesaria por vía fotovoltaica

La energía anual en la radio base es

$$L_{\text{anual}} = 1,683 \text{ kW} * 24 \text{ h/día} * 365,25 \text{ día/año} = 14753,18 \text{ kWh/año}$$

Por lo tanto por vía fotovoltaica se debe cubrir 6647,26 kWh/año (14753,18 kWh/año - 8105,92 kWh/año). La demanda diaria sería

$$L_T = \frac{6647,26 \text{ kWh/año}}{365,25 \text{ día/año}}$$

$$L_T = 18,19 \text{ kWh/día}$$

Para este proyecto se eligió el panel modelo PWM1700 de material monocristalino del proveedor PHOTOWATTS.

La potencia nominal de salida de cada panel a la temperatura de trabajo será:

$$P_t = 165,65 \text{ W (Capítulo anterior)}$$

El día solar medio es $H_{r_s} = 11.4 \text{ h/día}$ por lo tanto la capacidad de generación es:

$$G_n = P_t * H_{r_s} = 165,65 \text{ W} * 11.4 \text{ h/día} = 1888,41 \text{ W h/día}$$

El número de panel requerido es:

$$N_p = L_t / G_n = 18,19 \text{ kWh/día} / 1,888 \text{ kWh/día} = 9,63 \text{ panel} \quad 10 \text{ Paneles}$$

BANCO DE BATERÍAS (RESERVA)

Si el sistema requiere un banco de reserva, la capacidad de generación deberá incrementarse, ya que las pérdidas asociadas con el proceso de carga deben ser compensadas $\eta = 0,882$. La capacidad de reserva dependerá de la cantidad de días consecutivos sin sol $N_{ss} = 4$ días y el grado de confiabilidad (80%) que se considera tolerable para el sistema. El número de baterías de Pb-ácido del banco de reserva estará determinado por el máximo valor elegido para la profundidad de descarga (PD= 80%), así como el tipo de batería de Pb-ácido a usarse (voltaje nominal y capacidad de reserva de la unidad).

Energía a acumularse:

$$L_a = L_t * N_{ss} = 40,398 \text{ kWh/día} * 4 \text{ día} = 161,592 \text{ kWh}$$

Para satisfacer esta demanda de acumulación se selecciona baterías **12 OPZS**

1200 de Fiamm, la cual tiene la siguiente ventaja:

Capacidad 1785 Ah C_{100} / 1.8 V en unidades de 6 V y 12 V, para una unidad de 12 V tendremos una capacidad de 21420 Wh (1785 Ah*12 V), lo que implica un banco de baterías conformados por 8 unidades que cubren 171,360 kWh Asumiendo nuevamente una PD del 80%, tendremos 137,09

KwHr que cubre la demanda en un 85 % de confiabilidad, para satisfacer las necesidades por 3.40 días

Se cuenta con un gran índice de días con generación eólica $f(V)=0,5667$ (207 días) para que el bloque de generación sea optimo de esta manera el exceso diario necesario será de 0,90 kWh/día (171,360 kWh / 207 días) . Lo que representa la implementación de 1 panel más en el grupo generador

Por lo tanto el número de paneles necesarios es:

$$N_p = 11 \text{ paneles}$$

Capacidad instalada:

$$Cap = P_N * N_p = 0,190 \text{ kW/panel} * 11 \text{ panel} = 2,09 \text{ kW}$$

$$\text{Area necesaria} = 11 \text{ panel} * 1,34 \text{ m}^2/\text{panel} = 14,74 \text{ m}^2$$

Energia generada

$$E_G = G_n * N_p * 365 \text{ dia}$$

$$E_G = 1,88841 \text{ kWh /día panel} * 11 \text{ panel} * 365,25 \text{ día/año}$$

$$E_G = 7585,52 \text{ kWh/año}$$

ANÁLISIS ECONÓMICO

Estos cálculos se basan en los datos suministrado por Lawrence Berkeley National Laboratory, Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2007, LBNL-275E. Mostrados en la tabla 8 en el

capitulo anterior

Costos de instalación:

- Sistemas energía eólica » 1.923 \$ /kW tabla 8

$$C_{\text{inst } 1} = 1.923 \text{ \$ /kW} * 2,15 \text{ Bs/\$} * 2,5 \text{ kW} = 10336,13 \text{ Bs}$$

- Sistemas fotovoltaico 6.038 \$/kW

$$C_{\text{inst } 2} = 6.038 \text{ \$ /kW} * 2,15 \text{ Bs/\$} * 2,09 \text{ kW} = 27.131,75 \text{ Bs}$$

El costo de instalación total será

$$C_{\text{inst}} = 37.467,87 \text{ Bs}$$

Coefficiente de recuperación de capital (R):

Se estima la vida útil del equipo en 15 años

$$R = \frac{(1 + i)^n - i}{(1 + i)^n - 1}$$

$$R = \frac{(1 + 0,10)^{15} - 0,10}{(1 + 0,10)^{15} - 1}$$

$$R = 0,1314$$

Costo de capital:

$$C_{\text{cap}} = C_{\text{inst}} * R = 37.467,87 \text{ Bs} * 0,1314 = 4923,27 \text{ Bs/año}$$

Costo de mantenimiento

- Los costos de operación y mantenimiento variable son despreciable para energía eólica
- Sistemas energía eólica » 30,30 \$ /kW costo operación y mantenimiento fijos tabla 8

$$C_{\text{mant}} = 30,30 \text{ \$ /kW} * 2,15\text{Bs/\$} * \text{Cap}$$

$$C_{\text{mant}} = 30,30 \text{ /kW} * 2,15\text{Bs/\$} * 2,5 \text{ kW}$$

$$C_{\text{mant } 1} = 162,86 \text{ Bs/año}$$

- Sistemas fotovoltaico
 - Costos de operación y mantenimiento fijos 11,68 \$ /kW

$$C_{\text{mant}} = 11,68 \text{ \$ /kW} * 2,15\text{Bs/\$} * \text{Cap}$$

$$C_{\text{mant}} = 11,68 \text{ \$ /kW} * 2,15\text{Bs/\$} * 2,09 \text{ kW} = 52,48 \text{ Bs/año}$$

- Costo de operación y mantenimiento Variables es despreciable

El costo total por mantenimiento del sistema es:

$$C_{\text{mant}} = 162,86 \text{ Bs/año} + 52,48 \text{ Bs/año}$$

$$C_{\text{mant}} = 215,34 \text{ Bs/año}$$

Costo equivalente

$$C_{eq} = \frac{C_{cap} + C_{mant}}{EG}$$

$$C_{eq} = \frac{4923,27\text{Bs/año} + 215,34 \text{ Bs/año}}{8105,92\text{KWHr/año} + 7585,52\text{KWHr/año}}$$

$$C_{eq} = 0,33 \text{ Bs/ kWh}$$

CAPITULO VII
ANÁLISIS DE RESULTADOS

CONSUMO DE COMBUSTIBLE

La tabla 17 muestra el consumo de combustible que cada uno de los sistemas de generación de energía utilizaría

TABLA 17 CONSUMO DE COMBUSTIBLE ANUAL

ENERGIA ALTERNATIVA	CONSUMO DE COMBUSTIBLE (L/año)	SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE (veces/año)
MOTOGENERADORES	21126,06	3,25
EOLICA + MOTOGENERADOR	7415,09	1,14
EOLICA (2 AEROGENERADORES WT6000)	0	0
EOLICA+ FOTOVOLTAICA	0	0
SOLAR FOTOVOLTAICA	0	0

- Se puede observar que al implementar un sistema fotovoltaico el consumo de combustible se anularía, al igual que en el caso de dos aerogeneradores y el del sistema híbrido.
- La implementación de un sistema eólico con un motogenerador de respaldo economizaría el consumo de combustible en un 64,90% del consumo anual, por ende traería como consecuencia un ahorro en los gastos de operación de la ERB.

- Como se mencionó en el capítulo uno la aplicación de los motogeneradores conlleva a un consumo excesivo de combustible el cual se hace imposible de suplir.

ANÁLISIS ECONÓMICO

La tabla 18 muestra el resumen del análisis económico realizado a cada uno de los sistemas de generación de energía

TABLA 18 RESUMEN ECONOMICO

ENERGIA ALTERNATIVA	COSTO CAPITAL (Bs/año)	COSTO MANTENIMIENTO (Bs/año)	COSTO COMBUSTIBLE (Bs/año)	COSTO EQUIVALENTE (Bs/ kWh)
EOLICA + MOTOGENERADOR	3259,6	64360,34	63,78	4,58
EOLICA (2 AEROGENERADORES WT6000)	6519,2	781,74	0	0,50
SOLAR FOTOVOLTAICA	7067,08	124,05	0	0,40
EOLICA+ FOTOVOLTAICA	4923,27	215,34	0	0,33

- El sistema híbrido (eólico + fotovoltaico) presenta un gran costo de instalación sin embargo el costo específico del mismo es el más bajo
- El sistema fotovoltaico juntamente con el sistema eólico de dos aerogeneradores y el sistema híbrido, asegura la total independencia de combustible para el funcionamiento de la ERB representando un gran ahorro en la estructura de costo

- La implementación de un sistema eólico y motogenerador asume un gran costo de mantenimiento debido a toda el mecanismo dinámico que lo conforma
- Para el sistema de generación eólico se necesita la implementación de un sistema de energía de respaldo al gran porcentaje de tiempo en el cual el aerogenerador no puede cubrir la demanda de la ERB (43,1%),
- En cuanto a la energía termo solar se puede indicar que su uso está destinado para la producción de energía a escalas de carga superiores
- El sistema híbrido (eólica + fotovoltaica) presenta el costo específico más bajo, seguido por la energía fotovoltaica y luego el sistema de dos aerogeneradores WT6000

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

La energía alternativa que presenta la mayor factibilidad para la ERB es el híbrido (eólica + fotovoltaica) presentando un costo específico (Bs/ kWh) menor que el costo equivalente de los demás sistemas, a la vez este sistema asegura la autonomía total ante el consumo de combustible como también minimiza las maniobras de mantenimiento garantizando en un alto grado la autonomía de la estación para su normal operatividad, también es bueno resaltar que el sistema implica un área muy pequeña para la instalación, por lo que se hace conveniente la instalación de este sistema como energía alternativa para la operatividad de la ERB Los Monjes .

Para la implementación de energía eólica como fuente alternativa para la ERB es necesario utilizar un sistema de energía como respaldo para suplir la demanda en el periodo de tiempo durante el año en el cual el aerogenerador no es capaz de suplir la demanda energética debido a la fluctuación de la velocidad del viento en la zona.

La energía termo solar por medio de colectores parabólicos no justifica su aplicación en esta estación ya que:

- Su rango de generación de potencia (1MW-300MW) está muy por encima de la demanda en la ERB,

- ameritaría unos gastos totalmente excesivos para la instalación tanto de los colectores parabólicos (Campo solar) como del ciclo de potencia (Rankine) correspondiente.
- Requiere un gran área disponible para su instalación
- Amerita personal técnicamente capacitado permanente en la ERB para la manipulación y control de las operaciones de la planta lo que representa un costo adicional por gasto de nomina a la vez que sería imposible contar con el personal en planta ya que el acceso al sitio es restringido por la Guardia Nacional
- Necesita grandes cantidades de agua para los condensadores lo que conlleva a la instalación de un sistema de bombeo adicional al proyecto, además del daño ecológico ocasionado porque el recurso sería extraído del mar produciendo gradientes de temperatura por la emisión de agua de salida de los condensadores.

Todo este análisis hace que la energía termo solar no cuente con la factibilidad necesaria para ser tomada en cuenta en esta aplicación.

Con la aplicación de un sistema de energía eólica y motogenerador se lograría disminuir el consumo de combustible en la ERB en 64,90 % lo que reduce en gran manera los costos de operación de la estación

El desarrollo de las energías alternativas como la eólica y solar fotovoltaica, permitirá reducir el consumo de hidrocarburos para la producción energética, pudiendo aumentar la capacidad de exportación, como también contribuye a la generación de nuevas empresas y fuentes de empleo satisfaciendo a la vez las necesidades energéticas básicas de los sectores aislados de los polos de desarrollo y dando soluciones a largo plazo a los problemas energéticos que el país enfrenta hoy día.

El uso del motogenerador como equipo de respaldo para la energía eólica es más conveniente que el uso de un banco de baterías en este proyecto ya que se cuenta con toda la estructura de instalación del motogenerador en la ERB lo que representa un ahorro sustancial en el costo del sistema

Sería conveniente que el sistema educativo nacional incorpore el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía en todos los niveles de educación para lograr de esta forma una difusión mas amplia de conocimientos, para así capacitar recursos humanos que desarrollen proyectos vinculados a las energías alternativas

BIBLIOGRAFIA

- Alejo Garcia Rafael, *Centrales Electricas*, disponible: <<http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo4a.html> , (consultado: 25 Octubre 2009)
- Beckman Duffie, (1980), *Solar engineering of thermal processes.*, John Wiley, (New York) ,pag.473
- Brink, B.J, (1981), *Energía Solar Para el Hombre*, H. Blume Ediciones, (Madrid)
- California Energy Commission, *Integrated Energy Policy Report*, CEC-100-2007-008-CMF, December,2007.
- Comoloner Barry, (1978), *Energías Alternativas*, Editorial Gedisa, (Barcelona España)
- Cuntty Guy, (1981), *Aeromotores y Aerogeneradores*, Ediciones Marzo 80, (Barcelona España)
- Falk A; Durschner C; Remmers K,(2006), *Fotovoltaica para profesionales*, Editorial Progensa, (España), pag 334
- Nuclear Energy Institute presentation, (2008), “*Assessing the Economics of New Nuclear Power*”, Center for Strategic and International Studies,.Energy Information
- Potter Philip,(1985) *Power plant theory and design*, John

Wiley,(New York), ,pag.710

- U.S. Department of Energy, *Wind & hydropower technologies Program*, 19 Agosto 2009, disponible:
<<http://www.windpoweringamerica.gov>, (Consultado 10 Octubre 2009)
- World Bank Report, *Study of Equipment Prices in the Power Industry*, June 2008 draft. Lawrence Berkeley National Laboratory, Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2007, LBNL-275E.

ANEXOS

ANEXO A DATOS METEOROLÓGICOS LOS MONJES



NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables

Latitude **12.5** / Longitude **-70.5** was chosen.

Geometry Information

Elevation: **0** meters
averaged from the
USGS GTOPO30
digital elevation model

Northern boundary
13

Western boundary
-71

Center
Latitude **12.5**
Longitude **-70.5**

Eastern boundary
-70

Southern boundary
12

[Show A Location Map](#)

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications: [Parameter Definition](#)

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m ² /day)													
Lat 12.5 Lon -70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	5.82	6.50	7.04	6.98	6.85	6.93	7.14	7.24	6.75	6.08	5.61	5.36	6.52

Parameter Definition

Minimum And Maximum Difference From Monthly Averaged Insolation (%)												
Lat 12.5 Lon -70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Minimum	-8	-4	-5	-8	-6	-9	-7	-14	-9	-16	-12	-23
Maximum	5	5	4	6	8	7	5	6	7	13	9	10

Parameter Definition

Monthly Averaged Direct Normal Radiation (kWh/m²/day)													
Lat 12.5 Lon - 70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	7.77	8.09	8.08	7.32	7.14	7.51	7.88	7.89	7.24	6.78	6.94	7.05	7.47

Parameter Definition

Monthly Averaged Insolation Normalized Clearness Index (0 to 1.0)												
Lat 12.5 Lon -70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	0.61	0.63	0.63	0.60	0.59	0.60	0.62	0.63	0.60	0.58	0.58	0.59

Parameter Definition

Monthly Averaged Clear Sky Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)													
Lat 12.5 Lon - 70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	6.18	6.87	7.42	7.61	7.63	7.54	7.62	7.65	7.40	6.90	6.21	5.87	7.07

Parameter Definition

Monthly Averaged Clear Sky Insolation Clearness Index (0 to 1.0)													
Lat 12.5 Lon -70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
22-year Average	0.71	0.73	0.72	0.71	0.72	0.71	0.72	0.72	0.72	0.72	0.70	0.70	

Parameter Definition

Solar Geometry:

Monthly Averaged Solar Noon (GMT time)												
Lat 12.5 Lon -70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	1653	1657	1651	1643	1639	1642	1649	1647	1638	1628	1627	1635

Parameter Definition

Monthly Averaged Daylight Hours (hours)												
Lat 12.5 Lon -70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	11.4	11.7	12.0	12.4	12.7	12.8	12.7	12.5	12.2	11.8	11.5	11.4

Parameter Definition

Monthly Averaged Declination (degrees)												
Lat 12.5 Lon -70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	-20.7	-12.3	-1.8	9.71	18.8	23.0	21.2	13.7	3.08	-8.45	-18.1	-22.8

Parameter Definition

Monthly Averaged Sunset Hour Angle (degrees)												
Lat 12.5 Lon -70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	85.1	87.2	89.6	92.1	94.3	95.4	94.9	93.1	90.6	88.1	85.8	84.6

Parameter Definition

Monthly Averaged Maximum Solar Angle Relative To The Horizon (degrees)												
Lat 12.5 Lon -70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	56.7	65.1	75.6	87.2	83.6	79.4	81.2	88.7	80.5	69.0	59.3	54.6

Parameter Definition

Parameters for Sizing Battery or other Energy-storage Systems:

Minimum Available Insolation Over A Consecutive-day Period (%)												
Lat 12.5 Lon -70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Min/1 day	44.3	56.7	31.5	26.6	5.69	27.9	47.0	20.5	19.5	5.09	3.38	5.22
Min/3 day	67.5	72.1	58.0	42.8	48.0	58.6	58.9	61.4	39.5	39.0	40.1	13.4
Min/7 day	78.9	83.1	77.4	73.1	63.3	72.0	79.2	77.0	67.2	57.9	63.2	52.9
Min/14 day	86.1	88.2	88.5	86.4	79.1	84.3	84.2	82.3	78.4	74.5	75.4	62.2
Min/21 day	86.5	93.3	92.7	89.0	88.2	86.6	88.9	86.4	84.7	78.4	81.5	70.1
Min/Month	92.4	96.4	95.3	91.6	94.1	91.0	92.9	86.1	90.5	84.3	88.2	77.4

Parameter Definition

Solar Radiation Deficits Below Expected Values Incident On A Horizontal Surface Over A Consecutive-day Period (kWh/m²)

Lat 12.5 Lon - 70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1 day	3.24	2.81	4.82	5.12	6.46	4.99	3.78	5.75	5.43	5.77	5.42	5.08
3 day	5.67	5.42	8.87	11.9	10.6	8.60	8.78	8.38	12.2	11.1	10.0	13.9
7 day	8.57	7.68	11.0	13.1	17.5	13.5	10.3	11.6	15.4	17.9	14.4	17.6
14 day	11.2	10.6	11.3	13.2	20.0	15.2	15.7	17.8	20.3	21.6	19.3	28.3
21 day	16.4	9.04	10.7	16.0	16.9	19.4	16.5	20.6	21.5	27.5	21.7	33.5
Month	13.6	6.43	10.2	17.4	12.3	18.5	15.5	31.0	19.2	29.4	19.7	37.5

Parameter Definition

Equivalent Number Of NO-SUN Or BLACK Days (days)												
Lat 12.5 Lon -70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1 day	0.55	0.43	0.68	0.73	0.94	0.72	0.52	0.79	0.80	0.94	0.96	0.94
3 day	0.97	0.83	1.25	1.71	1.55	1.24	1.23	1.15	1.81	1.82	1.79	2.59
7 day	1.47	1.18	1.57	1.87	2.56	1.95	1.45	1.60	2.29	2.94	2.57	3.29
14 day	1.93	1.64	1.60	1.89	2.92	2.19	2.20	2.47	3.01	3.56	3.44	5.27
21 day	2.82	1.39	1.53	2.30	2.47	2.80	2.31	2.84	3.19	4.52	3.87	6.26
Month	2.34	0.99	1.45	2.49	1.81	2.68	2.17	4.28	2.84	4.84	3.52	6.99

Meteorology (Temperature):

Monthly Averaged Air Temperature At 10 m Above The Surface Of The Earth (°C)													
Lat 12.5 Lon - 70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	25.4	25.2	25.2	25.6	26.1	26.5	26.3	26.5	26.6	26.5	26.4	26.1	26.0

Parameter Definition

Monthly Averaged Earth Skin Temperature (°C)													
Lat 12.5 Lon - 70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	26.4	26.1	26.2	26.6	27.2	27.5	27.4	28.1	28.5	28.6	28.2	27.2	27.3

Parameter Definition

Units Conversion Chart

Meteorology (Wind):

Monthly Averaged Wind Speed At 50 m Above The Surface Of The Earth (m/s)													
Lat 12.5 Lon - 70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
10-year Average	8.56	8.88	8.69	7.37	6.57	7.55	7.62	6.60	5.50	5.17	6.03	7.68	7.17

Parameter Definition

Parameter Definition

Units Conversion Chart

**Monthly Averaged Wind Direction At 50 m Above The Surface Of The Earth
(degrees)**

Lat 12.5 Lon -70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
10-year Average	80	77	75	75	77	79	81	82	83	84	84	84

Parameter Definition

Monthly Averaged Total Column Precipitable Water (cm)

Lat 12.5 Lon - 70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	3.62	3.51	3.52	4.05	4.58	4.59	4.45	4.58	4.69	4.80	4.62	4.01	4.25

Parameter Definition

Monthly Averaged Precipitation (mm/day)													
Lat 12.5 Lon - 70.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	0.50	0.42	0.43	1.08	2.00	1.52	1.53	1.83	2.66	3.14	2.18	1.33	1.55



NEW MONOCRYSTALLINE MODULES

**PHOTOWATT PWM1700 - 12/ 24V
PHOTOVOLTAIC MODULE – Cables**



APPLICATIONS

- Grid connected system
- Water pumping
- Telecommunications
- Battery charging system
- Cathodic protection system
- Building integrated power system

- High efficiency modules
- 8x9 5" inch monocrystalline cells (125,50 x 125,50 mm)
- Reinforced anodized aluminum frame
- 12V and UL versions available on request
- **Product warranty : 5 years***
- **Efficiency warranty : 25 years***
- **Power tolerance : +/- 3%**
- **Quality insurance : ESTI (61215), TÜV (Safety Class II), PV GIP, ISO 9001...**

The PWM1700 is Photowatt's 5 inch high efficiency module. Thanks to its optimum size it is easy to handle and specifically dedicated to large scale grid connected applications.

The PWM1700 module uses Photowatt's monocrystalline technology. The solar cells are individually characterized and electrically matched prior to interconnection. Encapsulation is realized between the high transmission tempered glass and the resistant thermal setting "Teflon". The encapsulant, ethylene vinyl acetate, cushions the solar cells within the laminate and protect the cells from etching. The rear surface of the module is completely soaked from moisture and mechanical damage by a continuous high strength polymer sheet.

With a tolerance improvement to +/- 3%, the PWM1700 modules ensure more power homogeneity in installations, and a financial investment corresponding to the real power produced.

MEASUREMENT INFORMATION

Module weight	kg	11
Module size	mm	1207 x 1062 x 30
Backing configuration	modules	2 per cabinet
Backing size	mm	1300 x 1130 x 102
Modules production yield	kg	30
Maximum pack size (2x modules)	mm	2610 x 1130 x 170
Maximum pack weight	kg	6,70



ELECTRICAL CHARACTERISTICS
cells 125 X 125 Ø 165

Typical power	W	190
Minimum power	W	185
Voltage at typical power	V	35,6
Current at typical power	A	5,35
Short circuit current	A	5,8
Open circuit voltage	V	44,8
Maximum system voltage	V	770 DC
Temperature coefficient	%/°C	$\alpha = -0,46$ mV/°C; $\beta = -0,58$ mV/°C; γ PVP = -0,43 %/°C
Power specifications at $T = 1000$ W/m ² ; 25°C : AM 1,5		

* According to IEC 61215 and IEC 61218



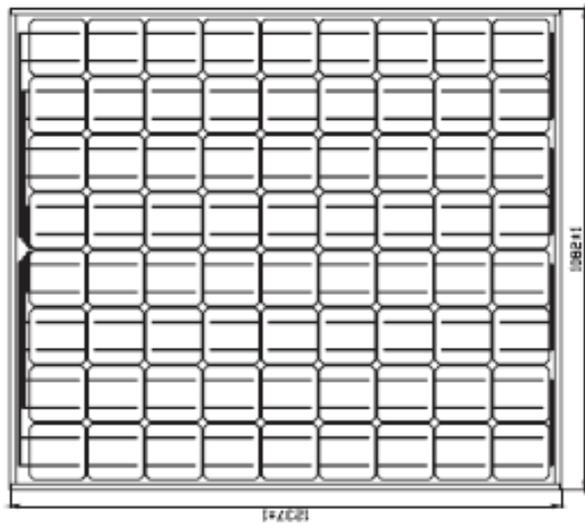
AGUDROVERT, S.L.
Carretera 210, parcel 10da, 90.016 Zaragoza (Spain)
Tel. 0034-9-763102135 Fax. 0034-976-691095
www.agudrovert.com info@agudrovert.com



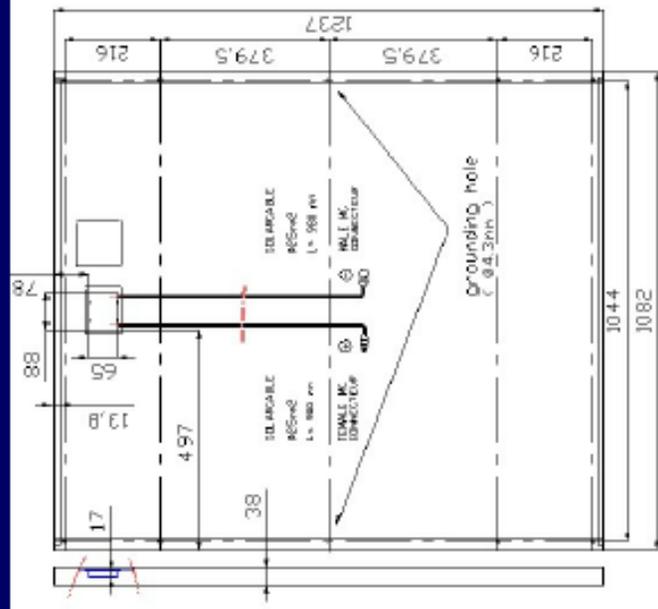
AGUDROVERT, S.L.
 C/Carretera 201, pol. Ind. 501006 Zaragoza (Spain)
 Tel. 00-34-976321135 Fax. 00-34-976600085
 www.agudrovert.com info@agudrovert.com

PHOTOWATT

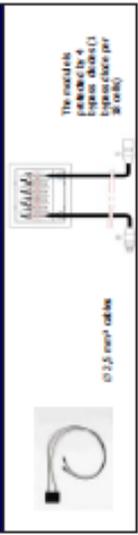
PWM 1700 - MODULE DIMENSIONS



FRAME DETAILS



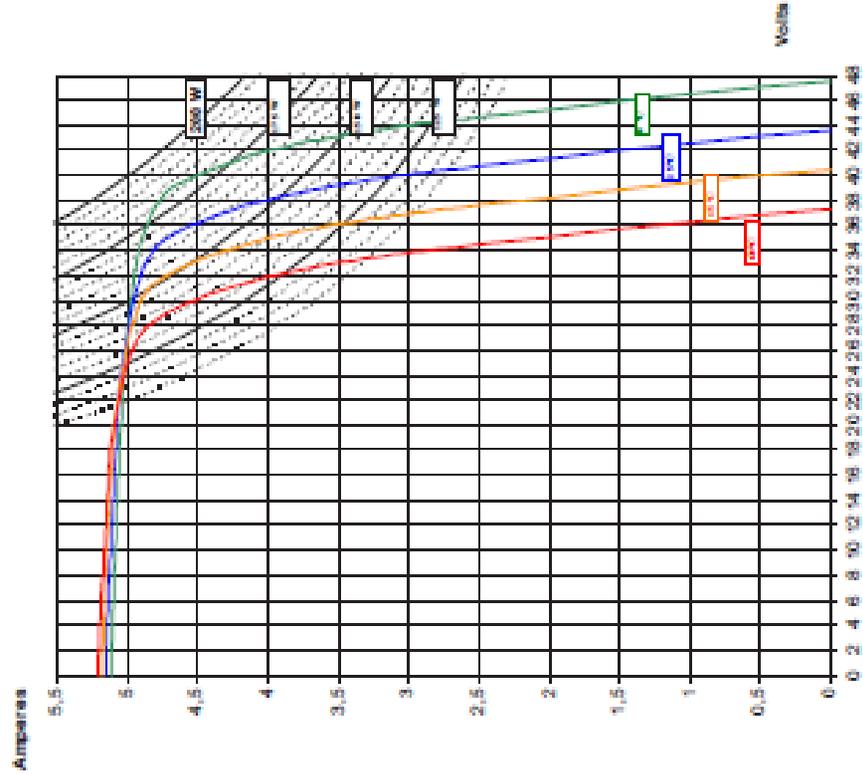
CABLES DETAILS



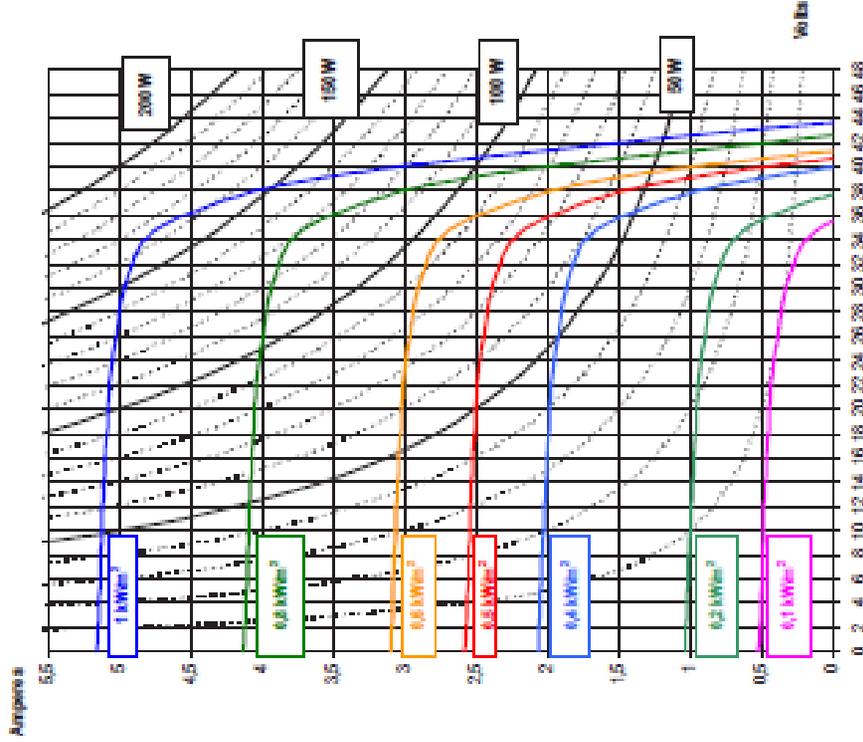
AGUDROVERT, S.L. reserves the right to modify the technical specifications of this product without prior notice.

PWM1700 - MODULE CHARACTERISTICS Typ : 170 Watts (24V)

$I-V$ at $E=1 \text{ kW/m}^2$, $A_M=1,5$ as a function of the junction temperature



$I-P$ at $T = 25^\circ\text{C}$ as a function of the irradiance E (kW/m^2), AM 1.5.



Copyright © 2005. The characteristics of this document are representative of the products of Aguidrovert. All rights reserved. No part of this document may be reproduced without written permission.



VISIÓN GENERAL DE LA FAMILIA FRONIUS IG.

FRONIUS IG. La serie fiable de convertidores fotovoltaicos.

La serie FRONIUS IG es potente, cómoda para el usuario y altamente fiable. Los diferentes tipos de convertidores se pueden combinar como se desea y se pueden equipar, de forma ilimitada, en instalaciones de todos los tamaños. El control del procesador perfeccionado, en combinación con el potente transformador de alta frecuencia, consiguen, con todo tipo de módulos, la máxima generación de energía.

FRONIUS IG 60. El grupo de energía.

Más rendimiento gracias a la división del trabajo. La combinación de dos etapas de potencia en el concepto MDX™ es el procedimiento Master/Slave optimizado. En el área de carga parcial, trabajan sólo una de las dos etapas, a plena carga, trabajan las dos a la vez. Las ventajas para Ud. son: aumento perceptible del rendimiento con reducción simultánea de las horas de servicio.

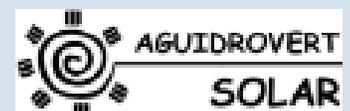
FRONIUS IG Outdoors. El convertidor resistente a la intemperie.

FRONIUS IG Outdoors se ha diseñado especialmente para su uso en el exterior y está certificado con el tipo de protección IP45. De este modo, se asegura, por ejemplo, una circulación de aire permanente, que impide la acumulación de agua condensada. Del mismo modo, está protegido contra la entrada de cuerpos sólidos y chorros de agua. Los circuitos electrónicos están cubiertos por una capa de barniz que sirve de protección contra el polvo. Esta cubierta permite instalar los convertidores cerca del mar de manera fiable.

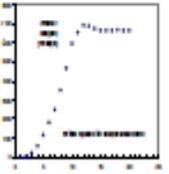
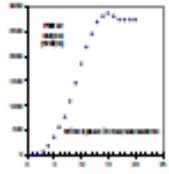
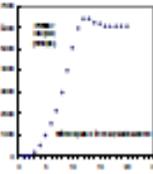
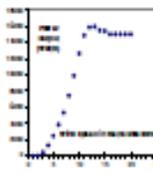
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.

Por supuesto, cada FRONIUS IG cumple con todas las directivas y normativas necesarias en cada país. Encontrará información adicional y certificados en www.fronius.com, en Solar Electronics en "Downloads". Naturalmente, todos los FRONIUS IG llevan el distintivo **CE**.

DATOS TÉCNICOS	FRONIUS IG 15	20	30	40	60
Gama de tensión MPP	150 - 400 V	150 - 400 V	150 - 400 V	150 - 400 V	150 - 400 V
Tensión máx. de entrada (a 1000 W/m ² ; -10°C)	500 V	500 V	500 V	500 V	500 V
Potencia del generador fotovoltaico	1300 - 2000 Wp	1800 - 2700 Wp	2500 - 3600 Wp	3500 - 5500 Wp	4900 - 6700 Wp
Potencia nominal de salida	1300 W	1800 W	2500 W	3500 W	5000 W
Potencia máx. de salida	1500 W	2000 W	2650 W	4100 W	5000 W
Rendimiento máx.	94,2 %	94,3 %	94,3 %	94,3 %	94,3 %
Rendimiento Euro	91,4 %	92,3 %	92,7 %	93,5 %	93,5 %
Tensión de red / frecuencia	230 V / 50 Hz				
Dimensiones (l x a x h)	305 x 344 x 220 mm (500 x 405 x 225 mm) 610 x 344 x 220 mm (730 x 405 x 225 mm)				
Peso	8 Kg (12 Kg)		16 Kg (20 Kg)		
Refrigeración	ventilación forzada regulada				
Variantes de la carcasa	carcasa interior de diseño; carcasa exterior opcional				
Gama de temperatura ambiente	-20 ... 50 °C				



Proven Wind Turbines - Technical Specification Sheet

<p>Rotor Speed Control Above 12m/s or 25mph) blades twist to limit power in response to high rpm</p> <p>Low Speed Equals Durability</p>				
<p>Marine Build Quality All machines galvanised steel, stainless steel & plastic components</p>				
WT MODEL	WT600 (0.6kW)	WT2500 (2.5kW)	WT6000 (6kW)	WT15000 (15kW)
Cut In (m/s)¹	2.5			
Cut Out (m/s)	None!			
Survival (m/s)	65			
Rated (m/s)	12			
Rotor Type	Downwind, Self Regulating			
No. of Blades	3			
Blade Material	Polypropylene	Polypropylene	Wood/Epoxy	Glass Polypropylene
Rotor Diameter(m)	2.55	3.5	5.5	9
Generator Type	Brushless, Direct Drive, Permanent Magnet			
Battery charging	12, 24 or 48V DC	24 or 48V DC	48V DC	48V DC
Grid connect with Windy Boy Inverter	230Vac 50Hz or 240 Vac 60Hz	230Vac 50Hz or 240 Vac 60Hz	230Vac 50Hz or 240 Vac 60Hz	230Vac 50Hz or 240 Vac 60Hz
Direct Heating	n/a	120Vac or 240Vac	120Vac or 240Vac	120Vac or 240Vac
Rated RPM	500	300	200	140
Annual Output²	900-1,500 kWh	2,500 – 5,000 kWh	6,000 – 12,000 kWh	15,000 – 30,000 kWh
Head Weight (kg)	70	190	500	1100
Mast Type	Tilt-up, tapered, self-supporting, no guy wires (Taller guyed towers also available on request)			
Hub Height (m)	5.5 or 12	6.5 or 11	9 or 15	15
WT Found (m)	1x1x1 or 1.6x1.6x1	1.6x1.6x1 or 2.5x2.5x1	2.5x2.5x1 or 3x3x1.2	3.7x3.7x1.2
Winch Found (m)	0.65x0.65x0.65	0.65x0.65x0.65 or 1x1x1	1x1x1 or 1.5x1.5x1	1.5x1.5x1.2
Tower Weight (kg)	120 or 350	241 or 445	360 or 656	1200
Mechanical Brake	No	Yes	Yes	Yes
Noise³ @ 5m/s	35 dBA	40 dBA	45 dBA	48 dBA
Noise @ 20m/s	55 dBA	60 dBA	65 dBA	65 dBA
Rotor Thrust (kN)	2.5	5	10	26
Sample of UK commercial customers	British Telecom / Scottish Youth Hostel Association / British Rail / Irish Lighthouse Authority UK Lighthouse Authority / T-mobile /Orange / Saudi Aramco / Shell / B&Q / BP / Sainsbury's			

¹ 1 metre/second = 2.24 miles per hour=3.6kph.

² Based on an ideal site and average wind speed of 5m/s - please refer to our website at www.provenenergy.com for further information

³ All readings taken with an ATP SL-25 dBA meter at the base of the tower at a height of 1.5m.

* A car passing 20m away @ approx 40 mph is 70-80dBA