



ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

**PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN ELECTROMECAÁNICA**

AUTOR: MESIAS GENOVEZ DENNIS ORLANDO

**TEMA: “DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA
EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL NUEVO
CAMPUS DE LA ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO
EXTENSIÓN LATACUNGA”**

DIRECTOR: ING. MENA PABLO.

CODIRECTOR: ING. ORTIZ DIEGO.

LATACUNGA, JULIO 2014

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

CERTIFICADO

ING. PABLO MENA (DIRECTOR)
ING. DIEGO ORTIZ (CODIRECTOR)

CERTIFICAN:

Que el trabajo titulado “**DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL NUEVO CAMPUS DE LA UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE - EXTENSIÓN LATACUNGA**”, realizado por el señor **DENNIS ORLANDO MESÍAS GENOVEZ**, ha sido guiado y revisado periódicamente y cumple normas estatutarias establecidas por la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE, en el Reglamento de Estudiantes de la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE

Debido a que constituye un trabajo de excelente contenido científico que coadyuvará a la aplicación de conocimientos y al desarrollo profesional, se recomiendan su publicación.

El mencionado trabajo consta de UN empastado y UN disco compacto el cual contiene los archivos en formato portátil de Acrobat (pdf.). Autoriza el señor: **DENNIS ORLANDO MESÍAS GENOVEZ**, que lo entreguen al Ing. WILSON SÁNCHEZ OCAÑA en su calidad de Director de Carrera.

Latacunga Julio del 2014

Ing. Pablo Mena
DIRECTOR

Ing. Diego Ortiz
CODIRECTOR

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD Y RESPONSABILIDAD.

YO, MESIAS GENOVEZ DENNIS ORLANDO

DECLARAMOS QUE:

El proyecto de grado “**DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL NUEVO CAMPUS DE LA ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO EXTENSIÓN LATACUNGA**” ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

Consecuentemente este trabajo es de mi autoría.

En virtud de esta declaración, nos responsabilizamos del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención.

Latacunga Julio del 2014

Mesias Genovez Dennis Orlando

CC: 0503249849

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

AUTORIZACIÓN DE LA PUBLICACIÓN

Yo, MESIAS GENOVEZ DENNIS ORLANDO

AUTORIZO

A la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE la publicación, en la biblioteca virtual de la Institución del **trabajo “DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL NUEVO CAMPUS DE LA ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO EXTENSIÓN LATACUNGA”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Latacunga Julio del 2014

Mesias Genovez Dennis Orlando

CC: 0503249849

DEDICATORIA

El presente trabajo se lo dedico a mi patrona la **SANTÍSIMA VIRGEN DE LAS MERCEDES** quien me ha protegido durante toda mi vida.

A mi madre, que dios te llamo para que seas un ángel más en el cielo y cuides de toda nuestra familia (me haces mucha falta mami agui)

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios quien en su infinita sabiduría cuida cada paso de mi familia.

A mi mami Lupe quien es la mujer que más admiro que siempre me ha sabido guiar por el camino correcto y jamás me ha dejado solo te amo mami

A mi padre que es mi ejemplo de perseverancia y garra en la vida gracias por ser como eres te amo y como una vez me aconsejaste los hombres de verdad jamás se rinden gracias por ser como eres.

A mi hermano que adoro tanto gracias por todos los momento de alegría

A mi novia Alexandra gracias por ser mi roca, y apoyarme en todo te amo mucho mi vida

A mis amigos con los cuales pase demasiadas aventuras de vida gracias por su amistad

A mi Director y Codirector de tesis que con sus conocimientos me supieron guiar en el desarrollo de mi proyecto

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CERTIFICADO	ii
DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD Y RESPONSABILIDAD	iii
AUTORIZACIÓN DE LA PUBLICACIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE CONTENIDOS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
RESUMEN	xvi
SUMMARY	xvii
CAPÍTULO I	1
1.1. ANTECEDENTES.....	1
1.2. IMPORTANCIA Y JUSTIFICACIÓN.....	1
1.3. OBJETIVO GENERAL.....	2
1.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.5. HIPÓTESIS.....	3
1.6. ALCANCE.....	3
CAPÍTULO II	4
2.1. RADIACIÓN SOLAR.....	4
2.1.1. EL SOL.....	4
2.1.2. GEOMETRÍA DEL MOVIMIENTO TERRESTRE.....	4
2.1.3. LA RADIACIÓN FUERA DE LA ATMOSFERA TERRESTRE.....	7
2.1.4. CÁLCULO DE COMPONENTES DE RADIACIÓN SOLAR.....	10
2.1.5. LA RADIACIÓN SOLAR EN LA SUPERFICIE TERRESTRE.....	13
2.1.6. TIPOS DE RADIACIÓN SOLAR.....	14
2.1.7. IRRADIACIÓN EFICIENTE SOBRE EL PANEL FOTOVOLTAICO.....	15
2.1.8. MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR.....	17
2.2. CELDAS FOTOVOLTAICAS.....	28
2.2.1. FUNCIONAMIENTO DE LA CELDA FOTOVOLTAICA.....	28
2.2.2. LA JUNTURA P-N.....	29
2.2.3. TIPOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS.....	34

2.2.4.	CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LAS CELDAS FOTVOLTAICAS.....	36
2.2.5.	FACTOR DE FORMA Y EFICIENCIA	38
2.2.6.	CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA CELDA SOLAR.....	39
2.1.	PANEL FOTVOLTAICO	40
2.1.1.	CLASIFICACIÓN DE LOS PANELES FOTVOLTAICOS.....	40
2.1.2.	DESEMPEÑO DEL PANEL.....	42
2.1.3.	TEMPERATURA DEL PANEL	43
2.1.4.	SOMBREADO EN EL PANEL.....	45
2.4.	CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTVOLTAICAS	46
2.4.1.	INSTALACIONES AISLADAS DE LA RED ELÉCTRICA	46
2.4.2.	INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA	48
2.4.3.	INSTALACIONES HIBRIDAS.....	49
2.5.	ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	50
2.5.1.	BATERÍAS DE SISTEMAS FOTVOLTAICOS	50
2.5.2.	BATERÍAS	52
2.5.3.	BANCOS DE BATERÍAS	60
2.6.	MANEJO DE CARGA.....	62
2.7.	INVERSORES.....	64
2.7.1.	PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LOS INVERSORES.....	64
2.7.2.	TIPOS DE INVERSORES	65
2.7.3.	CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES	67
2.8.	EMISIONES DE CO ₂	73
3.1.	INTRODUCCIÓN	74
3.2.	SITUACIÓN Y LOCALIZACIÓN	74
3.3.	DEMANDA DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE - EXTENSIÓN LATACUNGA.....	76
3.4.	ROPUESTA	78
3.5.	ÁREA DISPONIBLE PARA LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTVOLTAICO	78
3.6.	SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTVOLTAICOS	79

3.7.	CÁLCULO DEL ARREGLO DE LOS MÓDULOS FOTVOLTAICOS PARA E BLOQUE DE AULAS AB y CD	79
3.8.	INCLINACIÓN DE LOS PANELES.....	80
3.9.	ORIENTACIÓN DE LOS PANELES FOTVOLTAICOS	81
3.10.	DISTANCIA ENTRE PANELES	82
3.11.	ÁREA EFECTIVA DEL SISTEMA FOTVOLTAICO	85
3.12.	CÁLCULO CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA	86
3.13.	SELECCIÓN DEL INVERSOR.....	90
3.14.	NUMERO DE INVERSORES.....	92
3.14.1	CÁLCULOS DE CABLEADOS DE CORRIENTE ALTERNA.....	92
3.15.	SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR.....	95
3.16.	DIAGRAMA DE CONEXIÓN DE LOS MÓDULOS FV	97
3.17.	CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA ANUALMENTE	98
3.18.	AHORRO DE TONELADAS DE CO ₂ EMITIDAS A LA ATMOSFERA.....	100
3.19.	FILOSOFÍA DE CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN DEL SISTEMA FOTVOLTAICO	100
3.18.1	OPERACIÓN DEL SISTEMA FOTVOLTAICO DE LUNES A VIERNES CUANDO LA UNIVERSIDAD ESTÁ EN CLASES NORMALES	101
3.18.2	OPERACIÓN DEL SISTEMA FOTVOLTAICO DE SÁBADOS Y DOMINGOS CUANDO LA UNIVERSIDAD ESTÁ EN CLASES NORMALES.....	102
3.18.3	OPERACIÓN DEL SISTEMA FOTVOLTAICO EN DÍAS FESTIVOS	105
3.18.4	OPERACIÓN DEL SISTEMA FOTVOLTAICO ANTE LA AUSENCIA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA	106
3.19.	UBICACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA FOTVOLTAICO	108
3.13.	VALOR ACTUAL NETO	110
3.14.	FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL.....	111
3.15.	TASA INTERNA DE RETORNO	111

3.16.	ESCENARIOS.....	112
4.4.1.	ESCENARIO 1	112
4.4.2.	ESCENARIO 2	113
4.4.3.	ESCENARIO 3	116
4.4.4.	ESCENARIO 4	119
3.17.	ANÁLISIS	120
3.18.	ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS.....	122
5.1.	PRESENTACIÓN DEL SOFTWARE.....	124
5.2.	INTERPRETACIÓN.....	124
5.3.	VENTAJAS DEL SOFTWARE PVSYST 6.1.4	125
5.4.	DESVENTAJAS DEL SOFTWARE PVSYST 6.1.4	125
5.5.	VALIDACIÓN POR SOFTWARE	126
6.1.	CONCLUSIONES.....	127
6.2.	RECOMENDACIONES	128

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO II

Figura 2.1:	Trayectoria Sol-Tierra. Los nombres de los solsticios y equinoccios están particularizados para el Hemisferio Norte.....	6
Figura 2.2:	Declinación.....	7
Figura 2.3:	Distribución espectral de la radiación solar.....	13
Figura 2.4:	Componentes de la radiación solar terrestre total.....	15
Figura 2. 5:	Efecto de la inclinación del colector sobre el área respecto a la componente directa.....	16
Figura 2.6:	Estación Meteorológica (Vantage Pro2).....	18
Figura 2.7:	Sensor de radiación de la estación meteorológica (Vantage Pro2).....	19
Figura 2.8:	Curva de radiación solar de Enero.....	20
Figura 2.9:	Curva de radiación solar de Febrero.....	21
Figura 2.10:	Curva de radiación solar de Marzo.....	21
Figura 2.11:	Curva de radiación solar de Abril.....	22
Figura 2.12:	Curva de radiación solar de Mayo.....	22
Figura 2.13:	Curva de radiación solar de Junio.....	23
Figura 2.14:	Curva de radiación solar de Julio.....	23
Figura 2.15:	Curva de radiación solar de Agosto.....	24
Figura 2.16:	Curva de radiación solar de Septiembre.....	24
Figura 2.17:	Curva de radiación solar de Octubre.....	25
Figura 2.18:	Curva de radiación solar de Noviembre.....	25
Figura 2.19	Curva de radiación solar de Diciembre.....	26
Figura 2.20:	Atlas solar del Ecuador.....	26
Figura 2.21:	Flujo de Electrones y Corriente en una Celda Solar.....	28
Figura 2.22:	Semiconductor tipo n.....	30
Figura 2.23:	Semiconductor tipo p.....	30
Figura 2.24:	Unión p-n.....	33
Figura 2.25:	Célula Monocristalina.....	35
Figura 2.26:	Célula Policristalina.....	35
Figura 2.27:	Curvas corriente-tensión (línea discontinua) y potencia-tensión (línea continua) de una célula solar.....	37

Figura 2.28:	Circuito eléctrico equivalente de la celda solar.....	39
Figura 2.29:	Panel solar Monocristalino.....	40
Figura 2. 30:	Panel solar policristalino.....	41
Figura 2.31:	Curva del Módulo (Marca x) (12Vcd Nominal).....	43
Figura 2.32:	Efecto de la Temperatura de la celda en el funcionamiento del módulo (12VCD	44
Figura 2.33:	Efecto del Sombreado en el Funcionamiento de un ModuloX (12VCD nominal).....	46
Figura 2.34:	Instalación Fotovoltaica Aislada de la Red Eléctrica.....	47
Figura 2.35:	Esquema de instalación conectada a la red.....	49
Figura 2.36:	Instalación Híbrida Solar-Eólica.....	49
Figura 2.37:	Batería Típica para Aplicaciones Fotovoltaicas.....	51
Figura 2.38:	Batería de 6V-217Ah	53
Figura 2.39:	Batería de 6V-350Ah	53
Figura 2.40:	Conexión Serie de Baterías.....	60
Figura 2.41:	Conexión Paralelo de Baterías.....	61
Figura 2.42:	Conexión Serie Paralelo de Baterías.....	62
Figura 2.43:	Esquema de un Regulador Shunt.....	63
Figura 2.44	Regulador de Carga Serie	64
Figura 2.45:	Eficiencia de un inversor de 400 watt	68
Figura 2. 46	Inversor Conectado a la Red Eléctrica.....	69
Figura 2. 47	Inversor Interconectado con Respaldo de Baterías.....	70

CAPÍTULO III

Figura 3.1:	Localización geográfica del Nuevo Campus de la ESPE - Extensión Latacunga.....	74
Figura 3.2	Nuevo Campus de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE- Extensión Latacunga.....	75
Figura 3.3:	Dimensiones del bloque de aulas A, B y C, D.....	78
Figura 3.4.	Trayectoria del sol.....	81
Figura 3.5:	Orientación de la estructura fija para maximizar la captación de radiación solar a lo largo del año.....	81
Figura 3.6:	Distancia entre Paneles.....	82

Figura 3.7:	Distancia entre aristas inferiores.....	84
Figura 3. 8:	Distancia entre paneles	84
Figura 3.9:	Ubicación de los módulos en la terraza del bloque de aulas (A, B) (C,D) de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE - Extensión Latacunga.	85
Figura 3.10:	Cables tipo PV ZZ-F (AS)	86
Figura 3.11:	Conexión del panel FV	98
Figura 3.12	Demanda del edificio de aulas (C, D) VS la generación fotovoltaica	102
Figura 3.13	Demanda del edificio de aulas (A, B) VS la generación fotovoltaica	102
Figura 3. 14	Conexión en paralelo de la red de distribución y el sistema fotovoltaico	107
Figura 3. 15	conexión y desconexión del sistema fotovoltaico	107

CAPÍTULO IV

Figura 4.1	Costo de la Energía en KWh ctv (USD) VS Ingresos anuales (USD) (Punto de Equilibrio)	123
------------	---	-----

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO II

Tabla 2.1	Valor dn correspondiente a los doce días promedio.....	9
Tabla 2.2.	Resumen de la radiación en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE - Extensión Latacunga wh/m ² día.....	19
Tabla 2.3.	Comparación de las medidas de radiación de la estación meteorológica con respecto al atlas solar del Ecuador.....	27
Tabla 2.4.	Efecto del sombreado sobre la potencia del módulo	45

CAPÍTULO III

Tabla 3.1.	Resumen de la demanda, área, generación fotovoltaica instalada de los edificios de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE- Extensión Latacunga	77
Tabla 3.2.	Características del módulo Fotovoltaico	79
Tabla 3.3	Resumen de la caída de voltaje (% Δv) en corriente continua del bloque de aulas (A,B).	89
Tabla 3.4	Resumen de la caída de voltaje (% Δv) en corriente continua del bloque de aulas (A,B).	90
Tabla 3.5	Características del Inversor	91
Tabla 3.6	Resumen de la caída de Voltaje (% ΔV) en corriente alterna del bloque de aulas (A,B).....	95
Tabla 3. 7	Resumen de la caída de Voltaje (% ΔV) en corriente alterna del bloque de aulas (C,D)	95
Tabla 3.8	Resumen de la energía consumida y generada por el sistema fotovoltaico de lunes a viernes (6am-6pm)	101
Tabla 3.9	Resumen de la energía consumida y generada por el sistema fotovoltaico en fines de semana (6am-6pm)	105
Tabla 3.10	Resumen de la energía consumida y generada por el sistema fotovoltaico en días festivos (6am-6pm).	106

CAPÍTULO IV

Tabla 4.1. Precios de los elementos del sistema fotovoltaico de 500 kW.....	109
Tabla 4.2. Montos y tasas de descuento del Banco ProCredit y CFN.....	110
Tabla 4.3. Proyección de la TIR y el VAN para un horizonte de evaluación de 15 años con un costo de 10 ctv el kWh	113
Tabla 4.4. Proyección de la TIR y el VAN para 15 años con un costo de 40 ctv el kWh.....	114
Tabla 4.5. Precios Preferentes Energía Renovables en (USD/kWh) [38].....	116
Tabla 4.6. Proyección de la TIR y el VAN para 15 años con un costo de 25 ctv el kWh y exonerado de impuestos	117
Tabla 4.7. Precios de los elementos del sistema fotovoltaico de 500 kW con exoneración de impuestos y sin exoneración de impuestos	119
Tabla 4.8. Proyección de la TIR y el VAN para 15 años con un costo de 25 ctv el kWh, exonerado de impuestos y una tasa de interés preferencial del 7%.....	120
Tabla 4.9. Ventajas y Desventajas de los Escenarios	121
Tabla 4.10 Comparación de resultados	126

RESUMEN.

En el presente proyecto tiene por finalidad realizar un diseño de prefactibilidad de un sistema solar fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica al nuevo campus de la universidad, y servir como un sistema de emergencia en el caso de un corte de energía eléctrica. En el proyecto se realizó un estudio del recurso solar (radiación solar) por el lapso de un año (2013), una vez finalizado el estudio del recurso solar se procedió a realizar la estimación de la demanda máxima, energía consumida y energía generada por el sistema fotovoltaico para posteriormente dimensionar los distintos elementos del sistema fotovoltaico dividiéndolo en dos grupos de 250 kW de generación fotovoltaica para el bloque de aulas A, B y 250 kW de generación fotovoltaica para bloque de aulas C,D que serán conectados en paralelo con la red de bajo voltaje. Como paso final se realizó el análisis económico del proyecto, en el cual se plantearon 4 escenarios en los cuales existen variaciones en el precio del kWh, interés e impuestos, tomando el escenario 4 como el más adecuado, para esto se necesitara un precio de 25 ctvs el kWh, por el uso de energía renovable. Esto conlleva a tener un ingreso anual de 143.486,96 USD, con una inversión 1.304.900,00 USD, una TIR de 7% y una VAN 1.966,86 USD con un Factor de Recuperación del 11 %.El diseño propuesto fue validado mediante un software certificado

PALABRAS CLAVE: Sistema Fotovoltaico, conexión de red, radiación, Van (Valor actual neto), Tir (Tasa interna de retorno), FRC (Factor de recuperación de capital).

SUMMARY

The purpose of this project is realize a design feasibility the solar photovoltaic system to provide electrical power to the new campus and serve as a backup system in case of a power outage. In the project, a study of the solar resource was made (solar radiation) by one year (2013). after the study ended of the solar resource I proceeded to perform the estimation of the maximum demand, energy consumption and energy generated by the photovoltaic system urther dimension to the various elements of the photovoltaic system dividing into two groups 250 kW the photovoltaic generation for the classroom block A, B and 250 kW the photovoltaic generation for classroom block C, D to be connected in parallel with the low voltage network.As final step an economic analysis of the project was carried out, 4 escenaries in which there are variations in the price of kWh, interest and impost, the 4 escenary is the most appropriate, for this, It will need a price of 25 cents per kWh, for the use of renewable energy.This leads to have an annual income of \$ 143,486.96, with an investment of \$ 1,304,900.00, an IRR of 7% and a NPV \$ 1,966.86, with a Recovery Factor of 11%. The proposed design was validated using a certified software.

KEYWORDS: Photovoltaic System, Network Connection, radiation, NPV (Net Present Value), IRR (internal rate of Return) and CRF (Capital Recovery Factor).

CAPÍTULO I

1.1. ANTECEDENTES

El nuevo campus de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE Extensión Latacunga, tendrá las mismas características de la construcción civil de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE – Matriz.

La Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE- Matriz, pagó una planilla anual por consumo de electricidad de 221.278,70 (USD) y un promedio mensual de 18.439,89 (USD) en el año 2013, se proyecta que una vez finalizado en su totalidad la construcción del nuevo campus de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE - Extensión Latacunga este tenga un consumo de energía eléctrica similar.

Con un horizonte al 2029 y en base a los datos de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE- Matriz se prevee la construcción de todos los edificios como son: Edificio administrativo, casino, edificio de posgrados, bloque de aulas C, D, edificio de tratamiento de aguas servidas y desechos sólidos, laboratorios, bloque de aulas, biblioteca, residencias estudiantiles, cocina, bodega, fogón MED, SALUD, Metalurgia (Talleres), se proyecta que la suma de la potencia de los transformadores de todos los edificios ya mencionados es de 1.275 kVA.(Dato obtenido del contratista)

1.2. IMPORTANCIA Y JUSTIFICACIÓN

La futura instalación del sistema fotovoltaico ayudara a reducir el consumo de energía eléctrica de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE - Extensión Latacunga en un 25 % lo cual disminuirá el pago de la factura por consumo de energía eléctrica, al 2029 se prevé un aumento del precio del kwh, este capital ahorrado podría utilizarse en diferentes obras para la institución como: compra de equipo, mantenimiento de laboratorios.

El sistema fotovoltaico también servirá como sistema de emergencia en el caso de un corte de energía eléctrica, desplazando así la utilización de un generador a diésel, que es innecesario ya que por datos de ELEPCO al año 2013 solo existen 4 interrupciones de 30 minutos e invertir en un generador a diésel de altísimo costo por tan pocas interrupciones no es viable.

Al trabajar con energías renovables se deja de emitir emisiones de CO₂, debido a lo antes mencionado el aporte del presente proyecto ayudará al desarrollo institucional de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE – Extensión Latacunga siendo una de las pioneras en el estudio de la energía solar fotovoltaica.

1.3. OBJETIVO GENERAL

DISEÑAR UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL NUEVO CAMPUS DE LA ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO EXTENSIÓN LATACUNGA

1.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un estudio de disponibilidad de recurso energético solar en la provincia de Cotopaxi cantón Latacunga parroquia Belisario Quevedo.
- Estimar el comportamiento del sistema ESPE-EL en el Nuevo Campus.
- Diseñar y seleccionar el sistema fotovoltaico.
- Elaborar un manual de implantación de paneles fotovoltaicos.
- Crear una metodología para el panel más adecuado.
- Elaboración de un manual de impacto ambiental en la zona de Belisario Quevedo.

- Realizar el estudio de factibilidad técnica y económica.

1.5. HIPÓTESIS

Con el estudio de prefactibilidad de implementación de un sistema solar fotovoltaico en el nuevo campus de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE Extensión Latacunga se demostrará una reducción de los costos de consumo de energía eléctrica en un 25 %.

1.6. ALCANCE

Se realizó un diseño de prefactibilidad del sistema solar fotovoltaico par los edificios de aulas (A, B) y (C, D) que desplazara un consumo de energía proyectada con horizonte al 2029 y servirá como sistema de emergencia en caso de corte de energía eléctrica

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1. RADIACIÓN SOLAR

2.1.1. EL SOL

El Sol es una estrella del tipo espectral G2 (Enana Amarilla) que se encuentra en el centro del Sistema Solar y constituye la mayor fuente de energía electromagnética de este sistema planetario.

Por sí solo, representa alrededor del 98,6 por ciento de la masa del Sistema Solar. La distancia media del Sol a la Tierra es de aproximadamente 149.600.000 kilómetros, o 92.960.000 millas, y su luz recorre esta distancia en 8 minutos y 19 segundos. La energía del Sol, en forma de luz solar, sustenta a casi todas las formas de vida en la Tierra a través de la fotosíntesis, y determina el clima de la Tierra y la meteorología.

El Sol es una estrella que se encuentra en la fase denominada secuencia principal, con un tipo espectral G2, que se formó entre 4.567,9 y 4.570,1 millones de años y permanecerá en la secuencia principal aproximadamente 5000 millones de años más. El Sol, junto con todos los cuerpos celestes que orbitan a su alrededor, incluida la Tierra, forman el Sistema Solar.

En una sola hora, la Tierra recibe una cantidad de energía equivalente a la necesaria para suplir todas sus necesidades energéticas durante un año. Esta estimación es equivalente a 5.000 veces la cantidad de todo el consumo energético del planeta [1].

2.1.2. GEOMETRÍA DEL MOVIMIENTO TERRESTRE

El movimiento terrestre se compone de una traslación alrededor del Sol y un giro sobre su eje. En el movimiento de traslación la Tierra se desplaza alrededor del Sol siguiendo una elipse de baja excentricidad en la que el Sol ocupa uno de los focos [2].

La duración de este movimiento define un año. Este movimiento está contenido en el llamado plano de la eclíptica (Figura 2.1). Debido a la baja excentricidad de la elipse, la distancia entre el Sol y la Tierra durante el movimiento de traslación es variable. Una ecuación simple para describir esta distancia está recogida en (ecuación 2.1):

$$r = r_0 \left\{ 1 + 0,017 \sin \frac{2\pi \cdot (d_n - 93)}{365} \right\} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Dónde:

r : Distancia entre el Sol y la Tierra.

r_0 : Unidad astronómica = $1,496 \times 10^8 \text{Km} = 1 \text{UA}$.

d_n : Cualquier número de día del año.

La corrección debida a la excentricidad de la elipse se calcula con ecuación 2.2:

$$\varepsilon_0 = \left(\frac{r_0}{r} \right)^2 = 1 + 0,033 \cdot \cos \left(\frac{2\pi d_n}{365} \right) \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Dónde:

ε_0 : Corrección debido a la excentricidad de la elipse de la trayectoria terrestre alrededor del sol.

d_n : Cualquier número de día del año.

En el movimiento de giro la Tierra rota sobre si misma alrededor de su eje polar, perpendicular al plano ecuatorial terrestre. Entre el eje polar y el plano de la eclíptica hay un ángulo constante de $23,45^\circ$. Sin embargo, el ángulo entre el plano ecuatorial y la línea que une Tierra y Sol es variable a lo largo del año. Este ángulo variable es la causa de las estaciones, de que el Sol aparezca más alto en los mediodías veraniegos y los días invernales sean más cortos que los de verano como se indica en la figura 2.1.

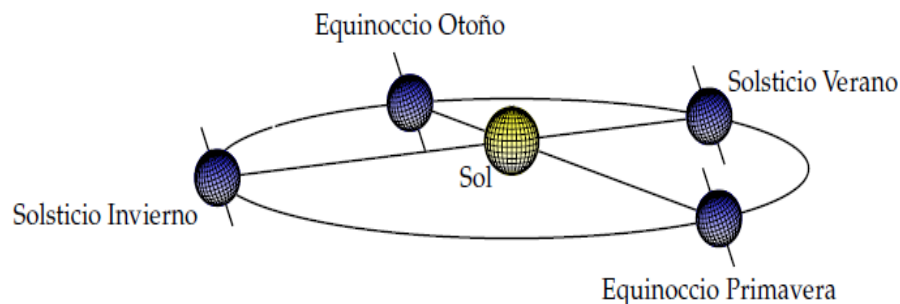


Figura 2.1: Trayectoria Sol-Tierra. Los nombres de los solsticios y equinoccios están particularizados para el Hemisferio Norte.

Fuente: ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica.

Utilizando la ecuación 2.1 puede comprobarse que la distancia entre el Sol y la Tierra es mayor en el verano que en el invierno del hemisferio Norte. Así, el efecto debido a la inclinación de los rayos solares es mucho más apreciable en la meteorología que la distancia entre el Sol y la Tierra.

Este ángulo se denomina declinación y puede ser calculado de forma aproximada con la ecuación 2.3 (en grados) y representado en la figura 2.2. En esta ecuación se supone que la declinación permanece constante a lo largo de un mismo día. Asimismo, el criterio de signos supone considerar positivos los ángulos situados al norte del ecuador terrestre.

$$\delta = 23,45^{\circ} \sin \left(\frac{2\pi(d_n + 284)}{365} \right) \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Dónde:

δ : Declinación en grados

d_n : Cualquier número de día del año

El valor de la declinación toma ciertos valores característicos que definen las estaciones y sus fechas de transición. En los equinoccios la declinación es

nula, de forma que el Sol amanece y anochece exactamente por el Este y Oeste, respectivamente, siendo equivalentes la duración de día y noche.

En el solsticio de junio (21-22 Junio, día del año 172-173) la declinación toma el valor $\delta = 23,45^\circ$. En el hemisferio Norte es llamado de verano, produciéndose aquí el día más largo del año con el Sol amaneciendo por el noreste y anocheciendo por el noroeste.

En el solsticio de Diciembre (21-22 Diciembre, día del año 355-356) la declinación toma el valor $\delta = -23,45^\circ$. En el hemisferio Norte este solsticio es denominado de invierno, ocurriendo el día más corto, con el Sol amaneciendo por el sureste y anocheciendo por el suroeste.

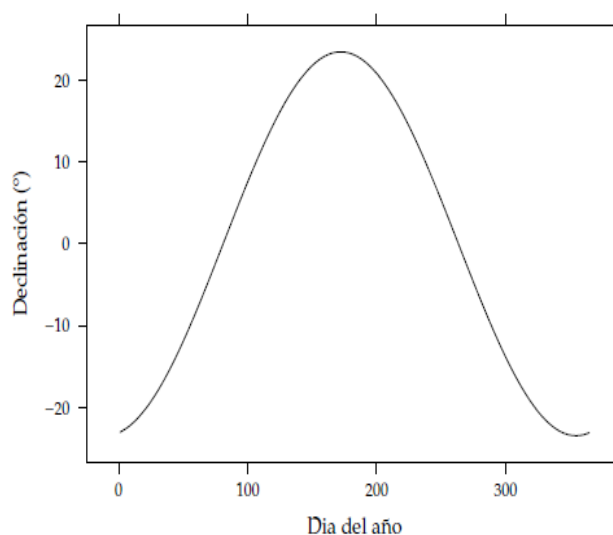


Figura 2.2: Declinación.

Fuente: ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica.

2.1.3. LA RADIACIÓN FUERA DE LA ATMOSFERA TERRESTRE

La radiación emitida por el Sol atraviesa el espacio vacío en todas direcciones. No sufre pérdidas apreciables por interacción con medios materiales. Sin embargo, la irradiancia solar, definida como la densidad de flujo radiante solar, es atenuada de acuerdo con el cuadrado de la distancia. Parte de esta irradiancia solar es interceptada por el planeta Tierra.

Dada la relación entre la distancia con el Sol y el tamaño de nuestro planeta, es razonable asumir que su valor es constante en toda la superficie exterior de nuestra atmósfera. Se define la constante solar $B_0 = 1367 \frac{w}{m^2}$ propuesto por la Organización Meteorológica Mundial. La distancia entre la Tierra y el Sol varía a lo largo del año debido a la excentricidad de la elipse[2].

Esta variación influye en la irradiancia solar que alcanza la atmósfera. Teniendo en cuenta este hecho, para calcular la irradiancia incidente en una superficie tangente a la atmósfera en una latitud determinada se emplea la siguiente Ecuación 2.4.

$$B_0(0) = B_o \varepsilon_0 \cos \theta_{zs} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

$B_0(0)$: Irradiancia extra-atmosférica o extra-terrestre en el plano horizontal

B_o : Constante solar $1367 \frac{w}{m^2}$.

ε_0 : Corrección debida a la excentricidad de la elipse de la trayectoria terrestre alrededor del sol.

θ_{zs} : Ángulo cenital solar.

Este valor, denominado como irradiancia extra-atmosférica o extra-terrestre en el plano horizontal, representa el valor límite alcanzable en la superficie terrestre en un plano horizontal. Es importante resaltar que el valor de la irradiancia extra-atmosférica sólo requiere consideraciones geométricas. Así, se puede calcular la irradiación diaria extra-atmosférica integrando la ecuación 2.4 y obteniendo la ecuación 2.5:

$$B_{0d}(0) = \frac{T}{\pi} B_o \varepsilon_0 (\omega s. \sin \phi. \sin \delta + \cos \delta. \cos \phi \sin \omega s) \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

$B_{0d}(0)$: Irradiación diaria extra-atmosférica o extra-terrestre en el plano horizontal.

ω_s : Angulo horario de la puesta del sol.

$$\omega_s \equiv -\arccos(-\tan\delta \cdot \tan\phi). \quad (\text{Ec. 2.6})$$

T: Duración del día en horas.

ϕ : Latitud del lugar.

δ : Declinación.

Es posible demostrar que el promedio mensual de esta irradiación diaria coincide numéricamente con el valor de irradiación diaria correspondiente a los denominados “días promedios”, días en los que la declinación correspondiente coincide con el promedio mensual de la Tabla (2.1).

Por tanto, se puede calcular el valor medio mensual de la irradiación diaria extra-atmosférica únicamente incluyendo en la ecuación 2.5 el valor de la declinación de uno de los doce días promedio.

Tabla 2.1 Valor d_n correspondiente a los doce días promedio.

MES	d_n
ENERO	17
FEBRERO	45
MARZO	74
ABRIL	105
MAYO	135
JUNIO	161
JULIO	199
AGOSTO	230
SEPTIEMBRE	261
OCTUBRE	292
NOVIEMBRE	322
DICIEMBRE	347

Fuente: ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica

2.1.4. CÁLCULO DE COMPONENTES DE RADIACIÓN SOLAR

Para poder calcular la energía producida por un sistema fotovoltaico o modelar su evolución temporal será necesario contar con información sobre la radiación incidente en el plano de su generador [2].

Cuando se debe predecir la energía producida por el sistema en un tiempo futuro, el problema a resolver consiste en estimar la irradiancia que recibirá a partir de la información disponible sobre el comportamiento de la radiación en aquel lugar. Cuando se trata de un ejercicio de análisis del comportamiento del sistema fotovoltaico, el problema consiste en traducir los valores de radiación disponibles en los correspondientes a la inclinación y orientación del generador.

En general, las bases de datos disponibles recogen información sobre la radiación global en el plano horizontal. Muy frecuentemente esta información se almacena en forma de valores de irradiación diaria, aunque en ocasiones es posible obtener datos de irradiación de períodos de menor longitud (10 minutos o incluso 1 minuto). Por tanto, para resolver ambos problemas, se lleva a cabo diferentes procedimientos de cálculo que obtendrán información sobre la radiación en unas condiciones diferentes a las de partida.

Como será expuesto a continuación, estos procedimientos estimarán la proporción de cada componente en la radiación global. A partir de estas componentes estimadas, se realizarán transformaciones para calcular la radiación directa y difusa en el plano del generador. Estos procedimientos deben asumir un determinado comportamiento estocástico y una distribución angular de la radiación difusa.

Uno de los primeros intentos de realizar una descripción del comportamiento estocástico de la radiación solar fue llevado a cabo por Liu y Jordan en 1960. Para caracterizar la radiación solar en un lugar propusieron el índice de claridad k_T .

Este índice es la relación entre la radiación global y la radiación extra-atmosférica, ambas en el plano horizontal. Según la definición de $B_0(0)$ dada por la ecuación 2.4 al dividir la radiación global con la extra-atmosférica el índice de claridad no depende de las variaciones debidas al movimiento aparente del sol ni de la localidad. El índice de claridad diario es la relación entre los valores diarios de irradiación como se expresa en la ecuación 2.7:

$$K_{Td} = \frac{G_d(0)}{B_{0d}(0)} \quad \text{Ec 2.7}$$

Donde:

K_{Td} : Índice de claridad diaria

$G_d(0)$: Promedio de la irradiación global diaria en el plano horizontal.

$B_{0d}(0)$: Irradiación diaria extra-atmosférica o extra-terrestre en el plano horizontal.

Mientras que el índice de claridad mensual es la relación entre las medias mensuales de la irradiación diaria como se expresa en la ecuación 2.8.

$$K_{Tm} = \frac{G_{d,m}(0)}{B_{0d,m}(0)} \quad \text{Ec 2.8}$$

Donde:

K_{Tm} : Índice de claridad mensual.

$G_{d,m}(0)$: Promedio de la irradiación global mensual en el plano horizontal

$B_{0d,m}(0)$: Irradiación mensual extra-atmosférica o extra-terrestre en el plano horizontal.

Cuando el cielo es claro K_T (índice de claridad) tiende a 1 la nubosidad es poco densa y por tanto la fracción de difusa debe ser baja (F_D tiende a 0) Los cielos nubosos estarán caracterizados por un fracción de difusa elevada pero por índices de claridad bajos.

Este análisis intuitivo fue aplicado al análisis de multitud de medidas de estaciones terrestres que recogían simultáneamente valores de radiación

difusa y radiación global, y se comprobó la existencia de una correlación negativa entre ambos parámetros. Más aún, dada la definición del índice de claridad, la expresión de la correlación para medias mensuales se hace independiente de la localidad y adquiere validez casi universal. Es de uso frecuente la correlación para índices mensuales propuesta por Page como se indica en la ecuación 2.9.

$$F_{Dm} = 1 - 1,13. K_{Tm} \quad \text{Ec 2.9}$$

Donde:

F_{Dm} : Fracción de difusa mensual.

K_{Tm} : Índice de claridad mensual.

Por lo tanto teniendo una $G_{dm}(0)$ y su $B_{od,m}(0)$ se obtendría el valor de K_{Tm} aplicando la ecuación 2.9 se consigue F_{Dm} . Por tanto, la media mensual de radiación difusa diaria esta expresada en la ecuación 2.10.

$$D_{d,m}(0) = G_{dm}(0). F_{Dm} \quad \text{Ec 2.10}$$

Donde:

$D_{d,m}(0)$: Promedio de la irradiación difusa mensual en el plano horizontal.

$G_{dm}(0)$: Promedio de la irradiación global mensual en el plano horizontal.

F_{Dm} : Fracción de difusa mensual.

Y la radiación directa será:

$$B_{d,m}(0) = G_{dm}(0). D_{d,m}(0) \quad \text{Ec 2.11}$$

Donde:

$B_{d,m}(0)$: Promedio de la irradiación directa mensual en el plano horizontal.

$G_{dm}(0)$: Promedio de la irradiación global mensual en el plano horizontal.

$D_{d,m}(0)$ = Promedio de la irradiación difusa mensual en el plano horizontal.

2.1.5. LA RADIACIÓN SOLAR EN LA SUPERFICIE TERRESTRE

La radiación solar incidente sobre la tierra anualmente es de alrededor de 5.6×10^{24} J. [3] Una vez que la radiación solar extraterrestre entra a la atmosfera, la longitud de onda de la misma se distribuye de la siguiente manera:

El pico máximo se sitúa en el área correspondiente al espectro de luz visible, con una longitud de onda de $0,38\mu\text{m}$ hasta $0,78\mu\text{m}$ y caen pronunciadamente hacia los lados, en las zonas del espectro de los rayos ultravioletas e infrarrojos, respectivamente, tal como se muestra en la Figura 2.3:

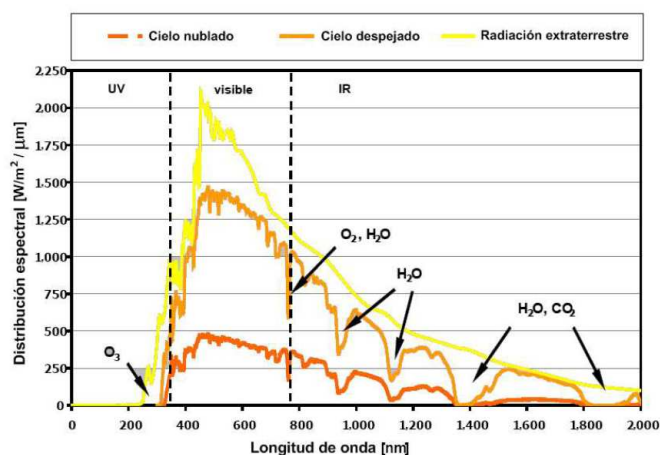


Figura 2.3: Distribución espectral de la radiación solar.

Fuente: Photovoltaic Systems Technology.

Cuando la radiación extraterrestre atraviesa la atmósfera, sufre varios fenómenos de atenuación: reflexión, dispersión (reflexión en varias direcciones) y absorción [4].

La radiación solar es reflejada y dispersada principalmente por partículas suspendidas (nubes, polvo, humo, neblina, smog) y gases variados. La reflexión de la radiación solar incidente de vuelta hacia el espacio exterior varía con el grosor de las nubes y el albedo (el porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre la misma).

Cerca de 31% de esta radiación es reflejada directamente hacia el espacio en el borde superior de la atmósfera. Del 69% restante, la mayor parte alcanza la superficie de la tierra, mientras que una mínima fracción es absorbida por la atmósfera. Al llegar a la superficie, aproximadamente un 4,2% de la radiación es reflejado de inmediato hacia la atmósfera.

Estos datos varían notablemente de acuerdo a la nubosidad sobre el sitio de medición. Adicionalmente, las características geográficas del sitio, tales como montañas, océanos y lagos influyen la formación de nubes, por lo que sitios a corta distancia unos de otros pueden presentar variaciones en la recepción de radiación solar.

2.1.6. TIPOS DE RADIACIÓN SOLAR

a. RADIACIÓN SOLAR DIRECTA

Es la radiación que llega directamente del Sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan [5].

b. RADIACIÓN SOLAR DIFUSA

Una parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas. Esta radiación, llamada difusa, va en todas direcciones, efecto producido por las reflexiones y absorciones, no sólo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc. Este tipo de radiación se caracteriza por no producir sombra alguna respecto a los objetos opacos interpuestos. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que ven toda la bóveda celeste, mientras que las verticales reciben menos porque sólo ven la mitad [5].

c. RADIACIÓN SOLAR REFLEJADA

Este tipo de radiación solar es la que refleja la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no ven ninguna superficie terrestre y las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben [5].

d. RADIACIÓN SOLAR GLOBAL

La radiación solar global es la radiación total. Esta constituye la suma de las tres radiaciones anteriormente nombradas en un día despejado, la radiación directa es preponderante sobre la radiación difusa. Por el contrario, en un día nublado no hay radiación directa y la totalidad de la radiación que incide es difusa [5]. Como se indica en la figura 2.4 [6]

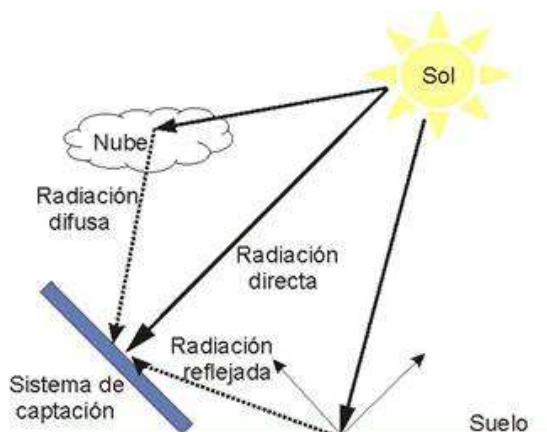


Figura 2.4: Componentes de la radiación solar terrestre total.

Fuente: Monografias.com

2.1.7. IRRADIACIÓN EFICIENTE SOBRE EL PANEL FOTOVOLTAICO

Para el correcto diseño de sistemas de generación de energía fotovoltaica la orientación de los paneles tiene un papel fundamental. La solución menos complicada es montarlo horizontalmente, pero esta opción no optimiza la

captación de rayos solares en la mayoría de latitudes, ya que la componente de los mismos incidente sobre el panel es proporcional al coseno del ángulo entre el rayo incidente y la normal del plano del colector, tal como se muestra en la Figura 2.5. La fracción de energía colectada estará entre los valores de $\cos(\gamma)$ y 1, dependiendo de la proporción entre la componente directa y difusa [7].

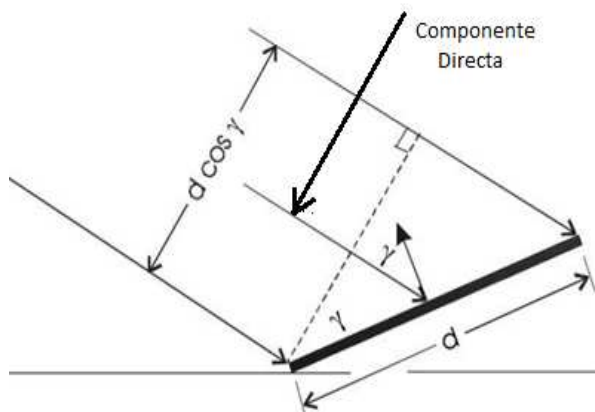


Figura 2. 5: Efecto de la inclinación del colector sobre el área respecto a la componente directa.

Fuente: Photovoltaic Systems Engineering.

a. ACIMUT

En general conviene tener el módulo girado hacia el ecuador terrestre (es decir, hacia el Sur en el Hemisferio Norte, hacia el Norte en el Hemisferio Sur) para que durante el día el panel capte la mayor cantidad de radiación posible [8].

b. INCLINACIÓN

La inclinación de los paneles en sistemas fotovoltaicos tiene una gran importancia ya que con la inclinación adecuada se logra captar mayor radiación, se propone la siguiente relación entre el ángulo de inclinación y la latitud (ambos en grados) [2]. Para obtener el ángulo de inclinación que optimiza el funcionamiento de un sistema fotovoltaico como se indica en la ecuación 2.12.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69|\phi| \quad \text{Ec 2.12}$$

Donde

β_{opt} =Angulo de inclinación óptimo.

$|\phi|$ = Latitud del lugar de la instalación fotovoltaica.

En instalaciones con equipos de comunicaciones es normal tener los paneles con una inclinación fija. En la mayoría de las instalaciones la demanda de energía del sistema es constante durante el año y por lo tanto el “mes peor” será aquel con menos insolación.

Los sistemas de rastreo solar aumentan la cantidad de radiación que puede recibir el panel fotovoltaico, y que en climas extremadamente secos como desiertos pueden aumentar el rendimiento en un 35 a 50%, pero en climas más húmedos aumentan el mismo en 9-15%. En el caso ecuatoriano, el incorporar este sistema no justificaría su costo y reduciría la fiabilidad del sistema por la presencia de partes móviles que necesitan mantenimiento regularmente.

2.1.8. MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR

a. MEDICIONES DE RADIACIÓN REALIZADAS EN LA UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE - EXTENSIÓN LATACUNGA

La primera fase de construcción del nuevo Campus Politécnico Extensión Latacunga llevada a cabo por el Cuerpo de Ingenieros del Ejército (CEE), se inició el 22 de noviembre del 2010.

En esta etapa la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE - Extensión Latacunga invirtió 8' 153 896,50 dólares. Los trabajos de esta fase concluyeron en mayo de 2012. En la etapa inicial se contempló el bloque de aulas, garita de ingreso, la infraestructura vial, sanitaria, eléctrica e implementación del sistema de agua potable y una estación meteorológica (Vantage Pro2) (ANEXO A) ubicada a un lado del pozo de agua la cual por

su ubicación tenía muchos errores en la toma de los datos como se indica .En la figura 2.6 se indica las partes de la estación meteorológica.



Figura 2.6: Estación Meteorológica (Vantage Pro2).

Fuente: davisnet.com

El motivo que la estación presenta problemas en la adquisición de los datos se debe a que estaba conectada a dos pequeños paneles solares que no abastecen de suficiente energía a la estación meteorológica.

Se decidió cambiar la estación a la parte superior del edificio en la cual se hicieron los respectivos ajustes para que la estación ya no este alimentada por los paneles sino por la red eléctrica del edificio, una vez realizado el cambio de ubicación de la estación no existió ningún problema con las medidas.

Una vez superados los problemas de adquisición de datos se tomaron medidas cada minuto durante un año, obteniendo aproximadamente así 21600 medidas de radiación por mes las cuales fueron tomadas en un periodo de 12 horas cuando existía radiación, es decir de 6am a 6pm y al final se obtuvo una tabla en la cual se resume la radiación existente en el campus de Belisario Quevedo como indica la tabla 2.2 (), con la cual se tiene las medidas de radiación en unidades de wh/m^2 día.

Tabla 2.2. Resumen de la radiación en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE - Extensión Latacunga wh/m² día

	ENERO	FEBRERO	MARSO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICEMBRE	Promedio
6AM	13,73	8,49	13,82	19,83	20,67	17,15	12,85	14,89	21,38	37,26	12,90	25,71	15,18
7AM	112,79	80,63	109,07	106,60	119,97	111,93	98,55	106,17	139,09	167,51	87,41	138,26	105,71
8AM	257,01	215,00	263,35	286,96	224,49	221,25	229,58	267,48	294,11	385,36	238,39	312,57	245,64
9AM	424,20	412,37	434,98	508,76	422,60	355,80	345,48	447,12	407,75	486,85	443,50	544,29	418,91
10AM	581,19	504,15	562,64	602,10	492,61	465,77	429,54	565,94	523,70	618,46	652,22	558,72	525,49
11AM	722,73	592,35	625,85	640,91	525,19	584,68	468,74	623,84	579,13	705,95	723,90	706,37	598,04
12AM	710,25	611,15	656,34	654,34	471,30	481,56	515,20	700,40	520,43	662,91	742,33	766,66	600,07
13PM	685,31	554,72	607,78	627,57	432,90	499,78	570,94	638,09	592,54	562,82	737,01	705,58	577,14
14PM	536,19	399,42	530,15	507,80	382,59	544,01	436,79	557,59	550,82	461,09	540,34	576,93	486,82
15PM	342,75	323,99	322,99	362,74	301,84	430,96	445,25	411,74	420,27	354,35	436,13	273,35	367,78
16PM	261,57	179,84	190,52	214,67	141,76	275,25	283,18	236,99	300,23	199,57	258,26	193,27	222,97
17PM	77,67	84,47	74,91	66,38	44,31	89,31	106,94	74,88	88,36	56,51	138,58	57,22	77,36
18PM	24,32	30,13	25,83	15,25	7,57	3,34	7,01	5,39	2,49	1,55	35,11	4,05	14,86
promedio diario	4749,72	3996,72	4418,22	4613,91	3587,81	4080,81	3950,06	4650,51	4440,28	4700,19	5046,08	4862,98	4424,77

Fuente: Autor

b. EQUIPOS QUE SE UTILIZARON EN LA MEDICIÓN DE RADIACIÓN DE LA UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE – EXTENSIÓN LATACUNGA

El equipo con el cual se realizó las medidas de radiación es la estación meteorológica Vantage Pro2™ (Anexo A), es una estación meteorológica que combina colector de lluvia, temperatura y humedad con un conjunto de sensores de radiación solar y anemómetro en un solo paquete.

El sensor de radiación solar Davis 6450 () mide la radiación global, esto es, la suma de las componentes directa, difusa y reflejada como se indica en la figura 2.7. [9].



Figura 2.7: Sensor de radiación de la estación meteorológica (Vantage Pro2)

Fuente: davisnet.com

El sensor de radiación está formado por un fotodiodo de silicio de alta precisión, ubicado dentro de una carcasa plástica que proporciona un camino a las corrientes de aire para enfriar el interior por convección, minimizando el calentamiento del sensor. El anillo de corte proporciona una excelente respuesta coseno. Cada sensor es calibrado contra un estándar secundario bajo luz natural.

Los tornillos de montaje con muelles y el indicador de nivel permiten una rápida y precisa instalación del sensor. Incluye un cable de 0,6 metros de longitud. Para montarlo en un ISS de Vantage Pro2™ (ANEXO A) es necesario el soporte de montaje adicional.

c. CURVAS DE RADIACIÓN DEL AÑO 2013

Las curvas que se obtuvieron una vez finalizado la toma de medidas durante el año 2013 son las siguientes:

c.1. ENERO

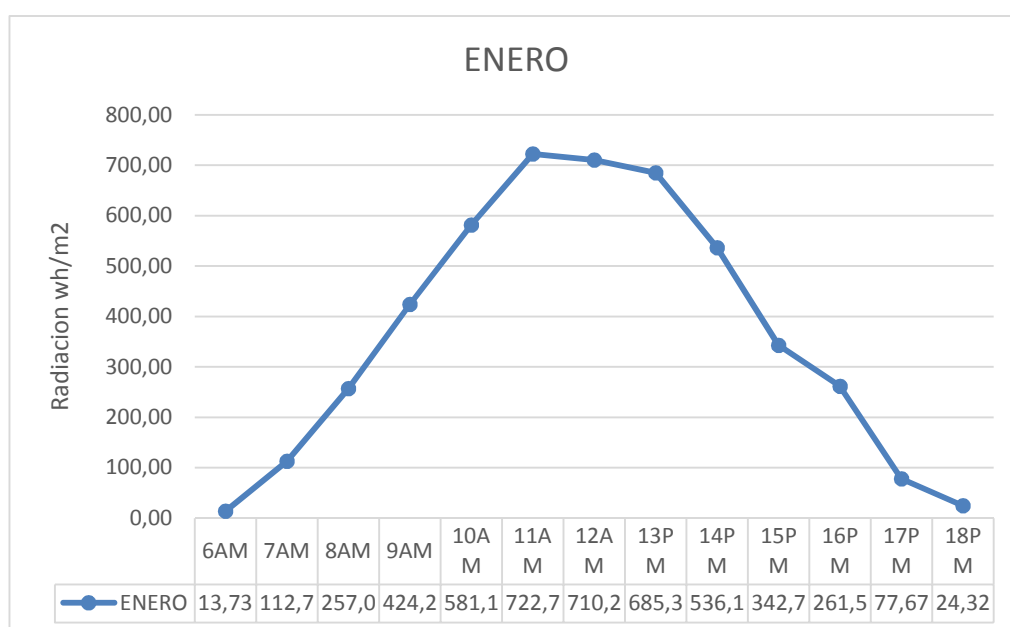


Figura 2.8: Curva de radiación solar de Enero.

Fuente: Autor.

c.2. FEBRERO

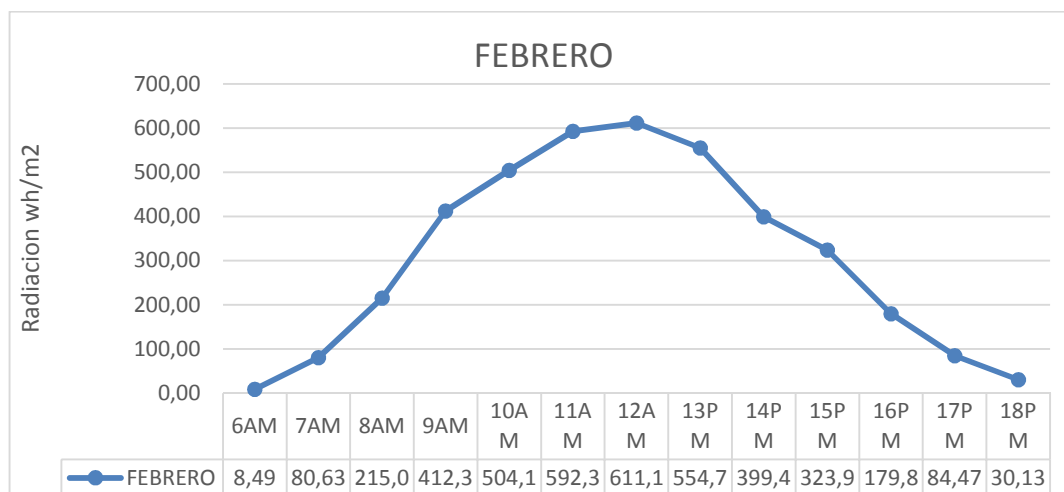


Figura 2.9: Curva de radiación solar de Febrero.

Fuente: Autor.

c.3. MARZO

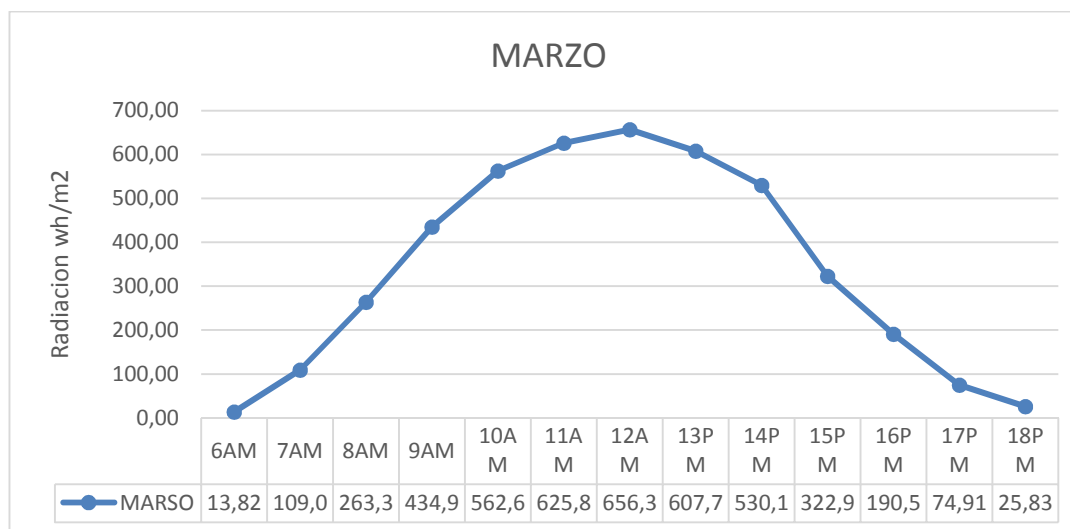


Figura 2.10: Curva de radiación solar de Marzo.

Fuente: Autor.

c.4. ABRIL

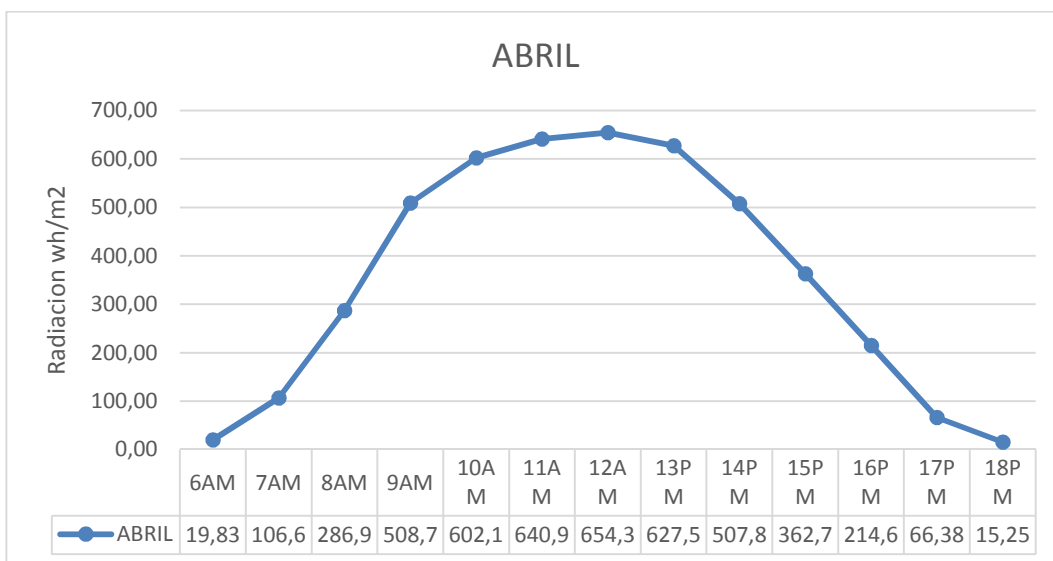


Figura 2.11: Curva de radiación solar de Abril.

Fuente: Autor.

c.5. MAYO

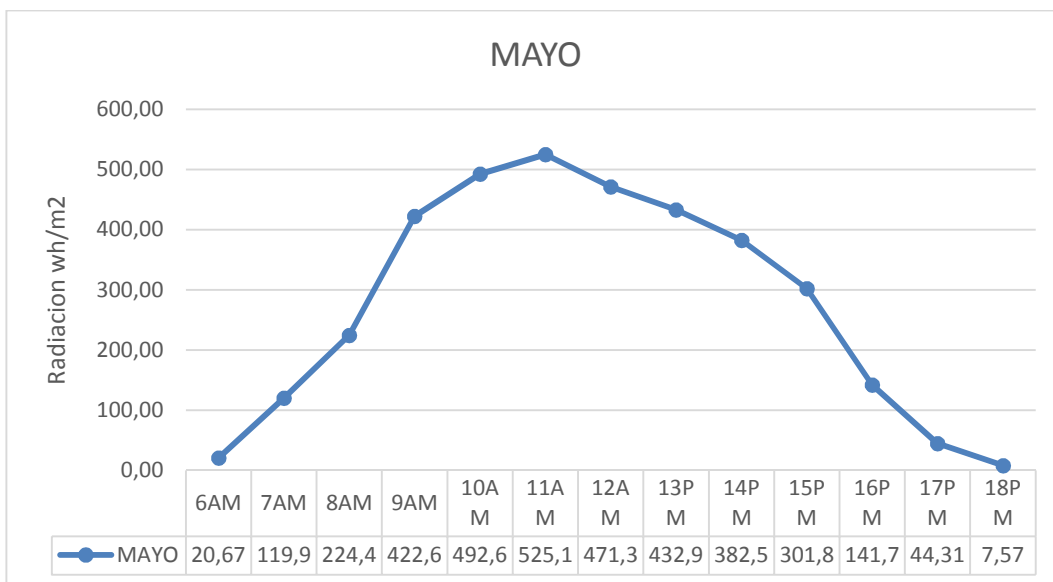


Figura 2.12: Curva de radiación solar de Mayo.

Fuente: Autor.

c.6. JUNIO

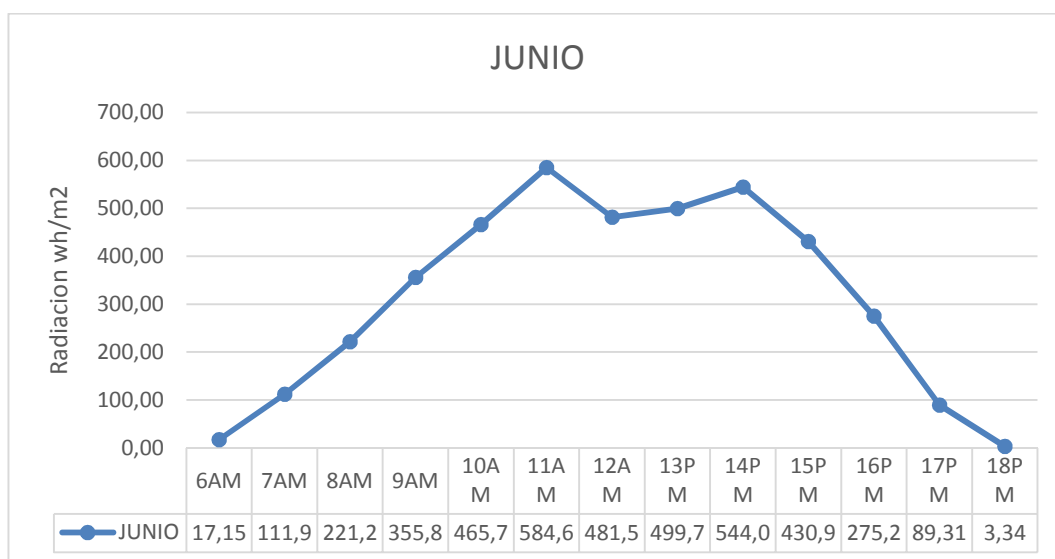


Figura 2.13: Curva de radiación solar de Junio.

Fuente: Autor.

c.7. JULIO

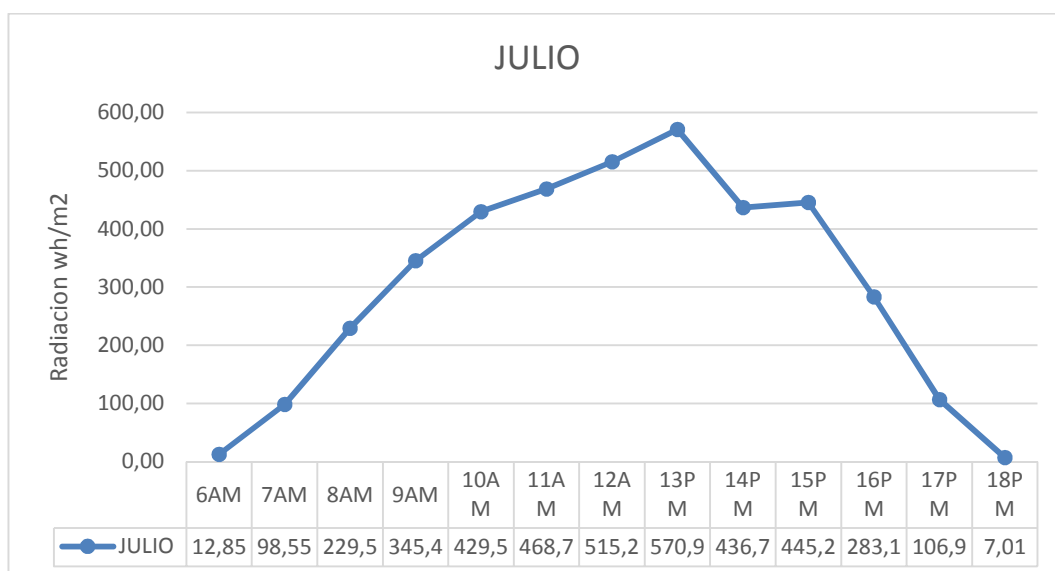


Figura 2.14: Curva de radiación solar de Julio.

Fuente: Autor.

c.8. AGOSTO

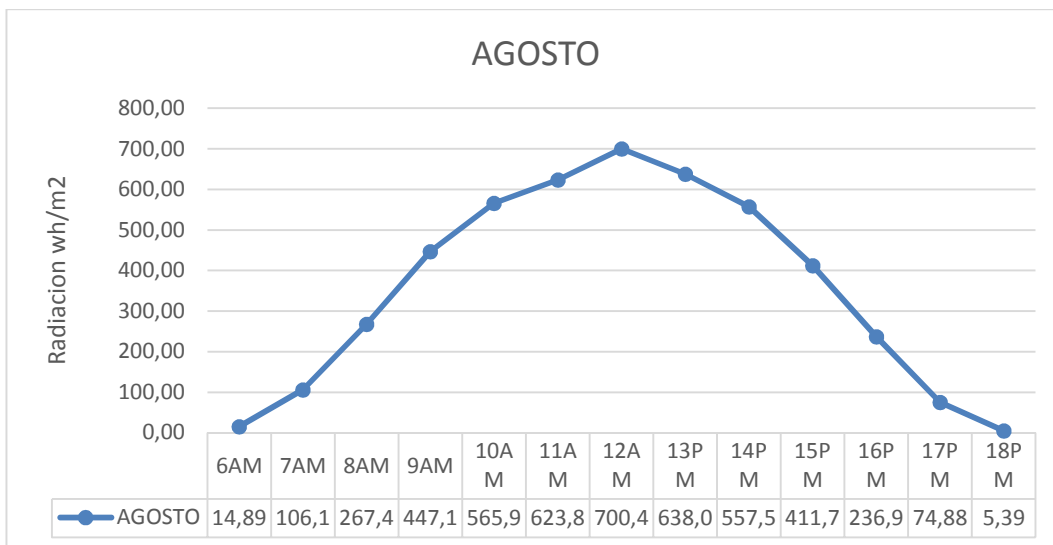


Figura 2.15: Curva de radiación solar de Agosto.

Fuente: Autor.

c.9. SEPTIEMBRE

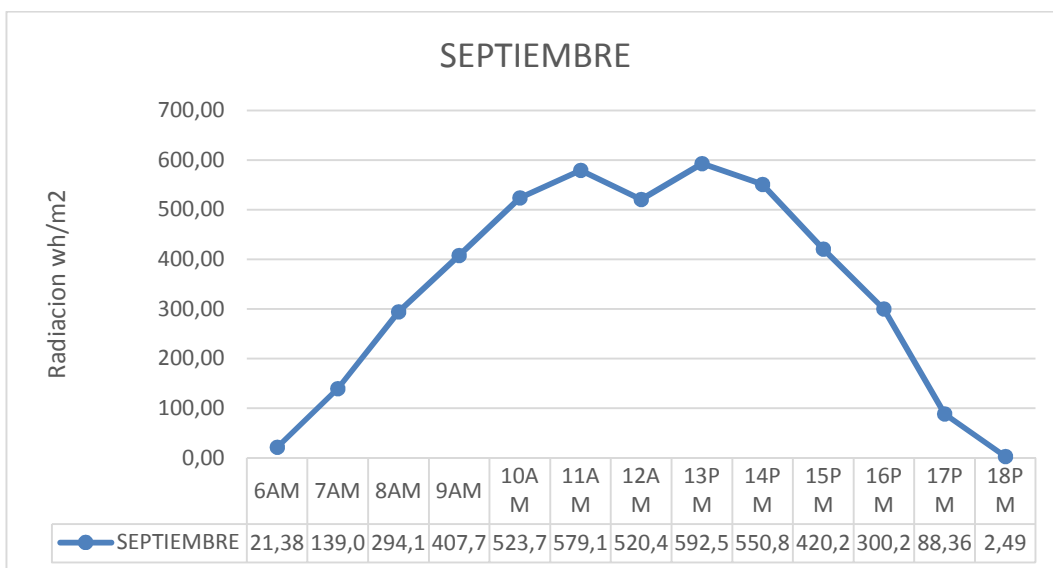


Figura 2.16: Curva de radiación solar de Septiembre.

Fuente: Autor.

c.10. OCTUBRE

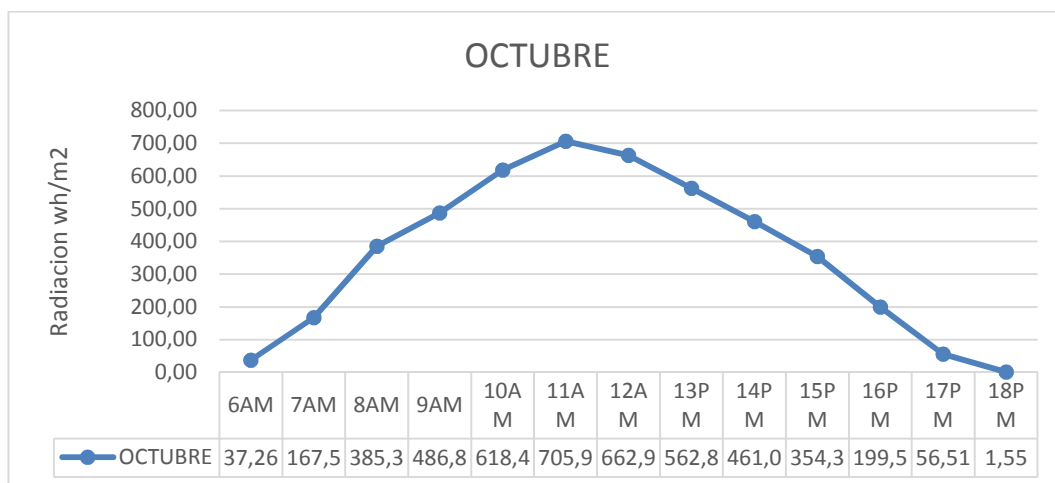


Figura 2.17: Curva de radiación solar de Octubre.

Fuente: Autor.

c.11. NOVIEMBRE

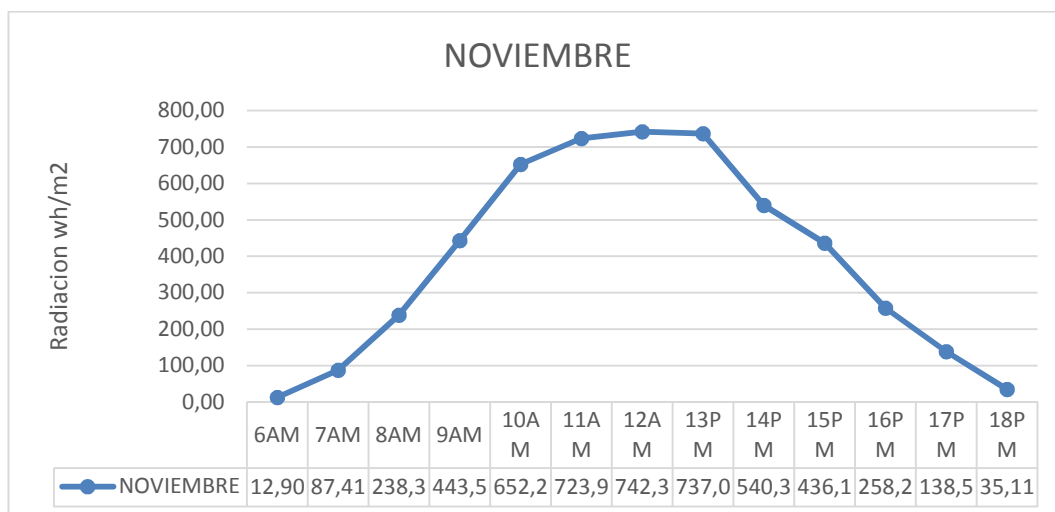


Figura 2.18: Curva de radiación solar de Noviembre.

Fuente: Autor.

c.12. DICIEMBRE

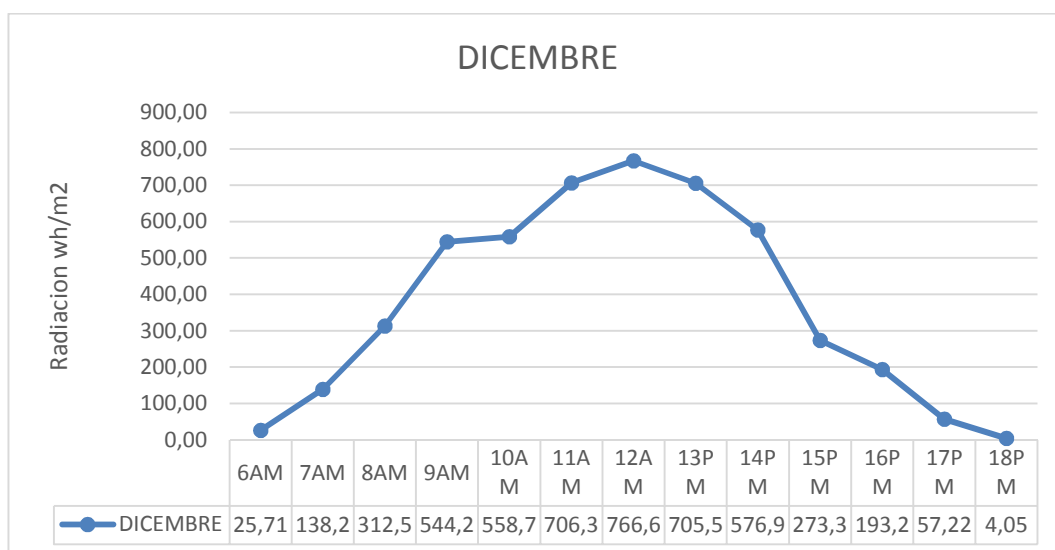


Figura 2.19 Curva de radiación solar de Diciembre.

Fuente: Autor.

d. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LA RADIACIÓN MEDIDA CON LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA Y EL ATLAS SOLAR DEL ECUADOR

El Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica, fue generado por el National Renewable Energy Laboratory - NREL de los Estados Unidos, cuyas acciones están orientadas a la investigación y desarrollo de energías renovables y eficiencia energética como se indica en la figura 2.20 [10].

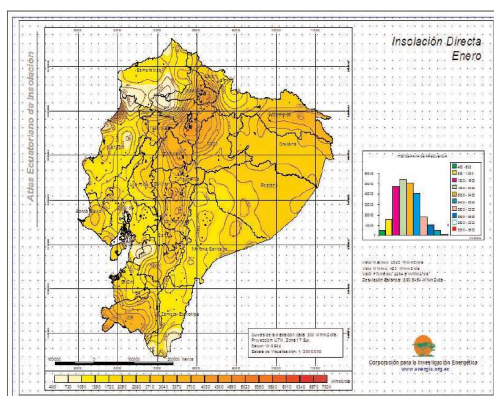


Figura 2.20: Atlas solar del Ecuador.

Fuente: conelec.gov.ec

Dentro de este marco, el NREL desarrolló el modelo CRS (Climatological Solar Radiation Model), que permite conocer la insolación diaria total sobre una superficie horizontal en celdas de aproximadamente 40 km x 40 km alrededor del mundo y cuyos resultados han sido validados a través de la medición de datos efectuados por estaciones, estableciéndose que el error de los datos es del 10%.

En la tabla 2.3 se muestra que en los meses de Enero, Febrero, Marzo, Junio, Julio, Agosto, Octubre las medidas están dentro del rango error del 10% que indica el atlas solar del Ecuador. Los meses de Abril y Mayo superan el error del 10 % del atlas solar del Ecuador.

Tabla 2.3. Comparación de las medidas de radiación de la estación meteorológica con respecto al atlas solar del Ecuador.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICEMBRE	Promedio
Estación Meteorológica	4,75	4	4,42	4,61	3,59	4,08	3,95	4,65	4,44	4,7	5,05	3,59	4,31
Atlas Solar del Ecuador	4,47	4,38	4,21	4,01	4,07	4,09	4,32	4,53	4,44	4,51	4,44	4,37	4,32
Porcentaje de error del Atlas respecto a las medidas de la estación meteorológica	5,89%	9,50%	4,75%	13,02%	13,37%	0,25%	9,37%	2,58%	0,00%	4,04%	12,08%	21,73%	8,05%

Fuente: Autor.

e. RESUMEN DE LOS DATOS

Una vez concluida la adquisición de datos de un año con la estación meteorológica y revisando la tabla 2.3. Se valida que el atlas solar del Ecuador si puede ser utilizado como referencia para planificar un sistema de generación fotovoltaico.

Se debe tomar en cuenta que la toma de medidas en el sitio es mucho más adecuada que el atlas solar, pero el atlas solar es una buena herramienta para

individuos que no disponen del medio económico para realizar un estudio minucioso de radiación.

2.2. CELDAS FOTOVOLTAICAS

2.2.1. FUNCIONAMIENTO DE LA CELDA FOTOVOLTAICA

La conversión directa de luz en electricidad a nivel atómico se llama generación fotovoltaica. Algunos materiales presentan una propiedad conocida como efecto fotoeléctrico, que hace que absorban fotones de luz y emitan electrones [11].

Cuando se captura a estos electrones libres emitidos, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como energía para alimentar circuitos. Las celdas fotovoltaicas, llamadas también celdas solares, están compuestas de la misma clase de materiales semiconductores que se usan en la industria microelectrónica, como por ejemplo el silicio como se indica en la figura 2.21.

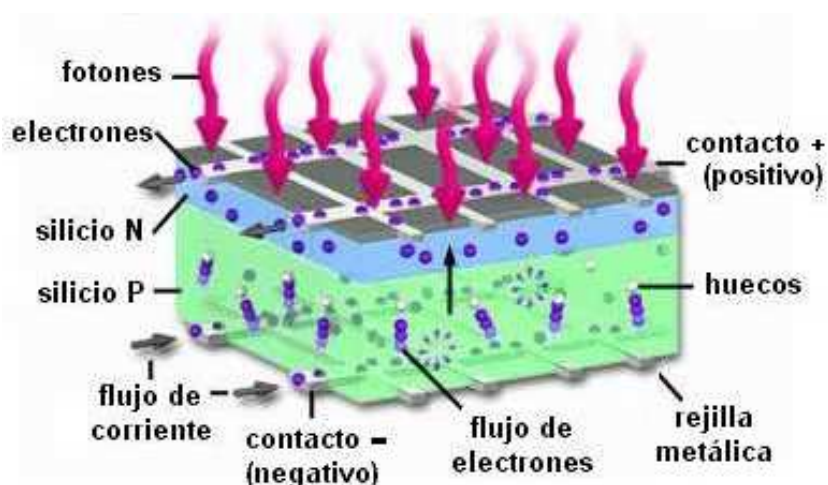


Figura 2.21: Flujo de Electrones y Corriente en una Celda Solar.

Fuente: ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica.

Una delgada lámina semiconductor, especialmente tratada, forma un campo eléctrico, positivo en un lado y negativo en el otro. Cuando incide

energía luminosa sobre ella, los electrones son golpeados y extraídos de los átomos del material semiconductor. Como se han dispuesto conductores eléctricos en forma de una rejilla que cubre ambas caras del semiconductor, los electrones circulan para formar una corriente eléctrica que aporta energía.

Cuando la luz solar incide en una celda solar esta puede ser reflejada, absorbida o pasar limpiamente a través de esta. No obstante, solo aquella luz absorbida es la que genera electricidad. La energía de la luz es transferida a electrones en los átomos de la celda fotovoltaica. Con su nueva energía, estos escapan de sus posiciones normales en los átomos del material semiconductor fotovoltaico y se convierten en parte del flujo eléctrico.

2.2.2. LA JUNTURA P-N

El dopaje de semiconductores consiste en introducir de forma controlada impurezas en el cristal. Considerando el empleo de átomos de fósforo (símbolo P en la tabla periódica). Los átomos de fósforo tienen cinco electrones de valencia (uno más que el silicio).

Al impurificar un cristal de Silicio con átomos de Fósforo, el quinto electrón no queda bien integrado en la red y, por tanto, la rotura de este enlace se produce con una aportación energética menor que el ancho de la banda prohibida del semiconductor intrínseco [2].

Este quinto electrón queda libre en la banda de conducción, pero la carga positiva asociada (ion P⁺) permanece ligada a la red cristalina sin poder contribuir a la conducción eléctrica. En estas condiciones la densidad de electrones es superior a la de huecos, y a este semiconductor se le clasifica como tipo n como se indica en la figura 2.22.

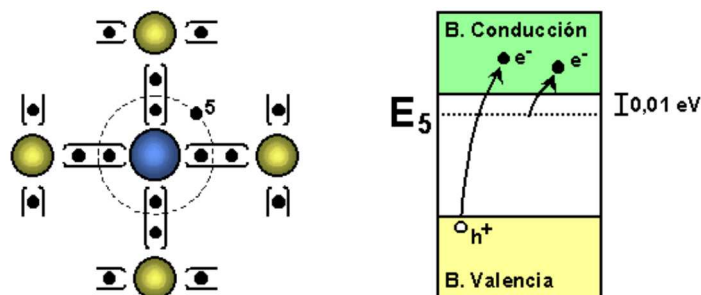


Figura 2.22: Semiconductor tipo n.

Fuente: ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica.

Dada su mayor concentración el portador mayoritario en un semiconductor tipo n es el electrón. Las impurezas que, como el fósforo, aportan electrones adicionales son denominadas donadoras.

El caso de un átomo de boro (símbolo B en la tabla periódica). Los átomos de boro tienen tres electrones de valencia (uno menos que el silicio). Al impurificar un cristal de Silicio con átomos de Boro, quedará una vacante en los enlaces en los que participe (hueco). Nuevamente, la rotura de este enlace se produce con una aportación energética menor que el ancho de la banda prohibida del semiconductor intrínseco. El hueco queda libre para contribuir a la corriente eléctrica pero la carga negativa (ion B⁻) permanece ligada a la red cristalina. En este caso, la densidad de huecos es superior a la de electrones y a este semiconductor se le clasifica como tipo p tal como se indica en la figura 2.23.

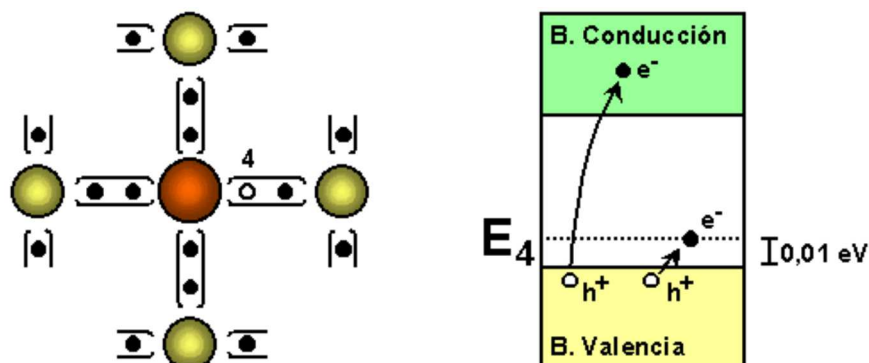


Figura 2.23: Semiconductor tipo p.

Fuente: ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica

Ahora el portador mayoritario es el hueco. Supongamos ahora la existencia de dos semiconductores, uno tipo p y otro tipo n como se indica en la figura 2.23 al unirlos físicamente se produce un desequilibrio dada la diferente concentración de electrones y huecos en cada cristal. Para alcanzar el equilibrio se produce la difusión de portadores mayoritarios, de forma que aparece un movimiento de huecos desde el cristal p al cristal n, quedando aquel cargado negativamente.

Simultáneamente existe un movimiento de electrones desde el cristal n a cristal p, quedando aquel cargado positivamente. Si los huecos y electrones no fuesen partículas cargadas, este proceso de difusión continuaría hasta alcanzar una concentración uniforme en todo el volumen. Pero la carga de los portadores de los iones que permanecen ligados a la red impide que el proceso de difusión se desarrolle totalmente.

Los iones cargados son el origen de un campo eléctrico orientado desde el semiconductor n (cargado positivamente) hacia el semiconductor p (cargado negativamente). Este campo arrastra a los electrones del cristal p hacia el n, y expulsa a los huecos desde el cristal n hacia el p.

La dirección de este proceso de arrastre es precisamente la contraria al proceso de difusión. El equilibrio se alcanza cuando los movimientos de difusión y de arrastre se compensan.

En el equilibrio los portadores minoritarios (huecos en el cristal n y electrones en el cristal p) que atraviesan la unión se recombinan, de forma que los electrones que provienen del cristal n forman enlaces con los huecos del cristal p y viceversa. Esta recombinación se produce en la zona cercana a la unión, denominada zona de carga de espacio. Esta región queda despoblada de portadores y habitada sólo por iones cargados ligados a la red que generan un campo eléctrico de arrastre en la unión. Este campo eléctrico supone la existencia de una barrera de potencial que recibe el nombre de potencial termodinámico y que impide el paso de los portadores mayoritarios

de uno a otro cristal, así, una vez alcanzado el equilibrio en una unión p-n, la corriente eléctrica es nuevamente nula.

Para conseguir la circulación de corriente a través de esta unión p-n es necesario romper el equilibrio alcanzado y reducir el valor del potencial termodinámico.

La solución consiste en polarizar la unión p-n, si aplicamos una diferencia de potencial entre los extremos del cristal de forma que el lado p adquiera una tensión positiva respecto al lado n, la unión p-n está polarizado directamente.

En estas condiciones se reduce la barrera de potencial y, en consecuencia el valor del campo eléctrico de la zona de unión. Por ello, la corriente de arrastre disminuye y no puede compensar la corriente de difusión. El equilibrio ya no existe y aparece un flujo neto de corriente.

Los huecos del lado p pueden ahora atravesar la zona de carga de espacio y son inyectados en la zona n, donde son portadores minoritarios. Aquí, aparecerá un exceso de huecos respecto del equilibrio y por tanto se originará un proceso de difusión y recombinación.

Lo mismo puede decirse de los electrones de la zona n. Así, aparecen dos corrientes en sentidos contrarios pero, dado que se trata de partículas de diferente signo, las dos corrientes no se anulan entre sí y dan origen a una corriente total aprovechable.

El criterio convencional en electricidad toma como sentido de la corriente el debido a las cargas positivas, y por tanto la corriente entra en la unión por la zona p y sale por la zona n.

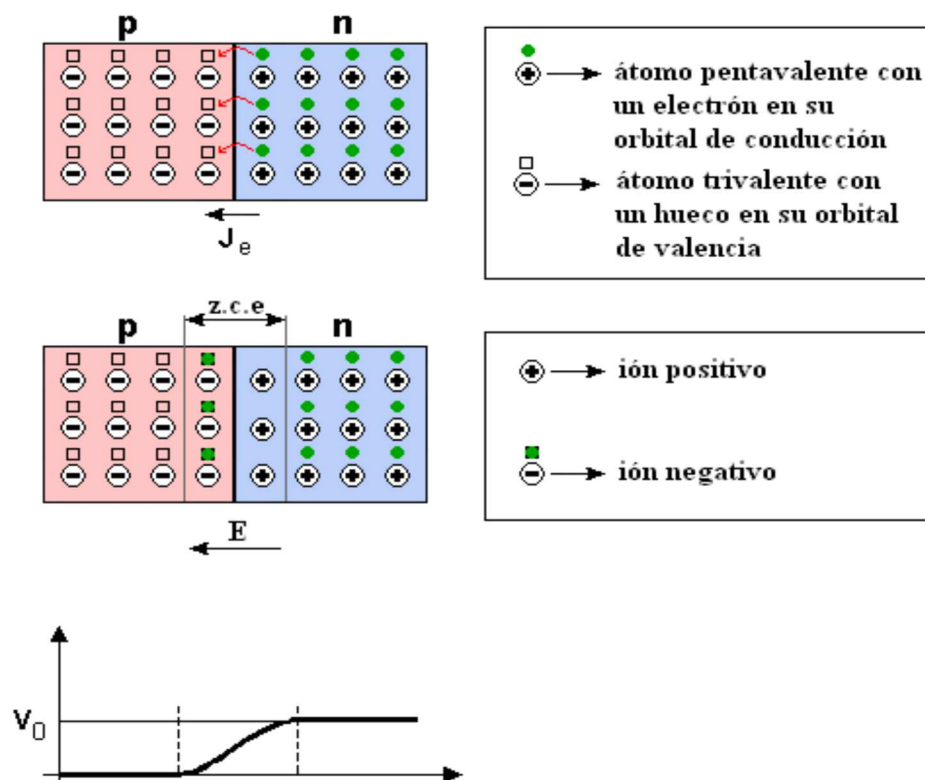


Figura 2.24: Unión p-n.

Fuente: ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica.

Si la diferencia de potencial aplicada consigue que la zona p esté a menor tensión que la zona n, la unión queda polarizada en inversa. En estas condiciones la barrera de potencial en la unión queda reforzada y el paso de portadores de una a otra zona queda aún más debilitado. Así, la corriente que atraviesa la unión en polarización inversa es de muy bajo valor.

El dispositivo electrónico basado en una unión p-n se denomina diodo. La zona p del diodo es el ánodo y la zona n es el cátodo. La característica tensión-corriente de este dispositivo queda recogida en la ecuación de Shockley (Ecuación 2.13) y representada en la Figura 2.23.

$$I_D = I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{V}{m \cdot V_T}\right) \right] \quad \text{Ec 2.13}$$

Dónde:

I_D : Corriente del diodo Ecuación de Shockley.

I_0 : Corriente de saturación en oscuridad del diodo.

V : La tensión aplicada al diodo (considerada positiva cuando el valor en el ánodo es superior al del cátodo).

m : Factor de idealidad del diodo (Este factor puede tomar valores entre 1 y 2,

V_T : 28,5mV (Para una temperatura ambiente de 300 °K).

La polarización del diodo es directa, la corriente que circula por él crece de forma exponencial, pero permanece cercana a cero (I_0) cuando la polarización inversa.

2.2.3. TIPOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS

a. CÉLULAS MONOCRISTALINAS

Son células formadas por un sólo tipo de cristal. Son costosas y difíciles de conseguir. Además de eso, consiguen rendimientos muy elevados, los más grandes, superiores al 30%.

Para la fabricación de células de silicio monocristalinas se emplea un material semiconductor puro: de una fundición de silicio se extraen las barras monocristalinas cilíndricas, que después se cortan en finas láminas u obleas para conseguir células individuales, cortando los extremos redondeados para aprovechar más la superficie. Son de un color azul o negro uniforme como se indica en la figura 2.25 [12].

Este proceso de creación garantiza una eficiencia relativamente alta de la célula pero no se indica nada sobre la eficiencia de un módulo. El material monocristalino procedía principalmente en sus inicios de la producción de chips.



Figura 2.25: Célula Monocristalina.

Fuente: <http://placas-solares.net/>.

b. CÉLULAS POLICRISTALINAS

Están construidas básicamente con silicio, mezclado con arsenio y galio, son un agregado de materiales como se indica en la Figura 2.26 [13] son más fáciles de conseguir y estas células obtienen rendimientos (alrededor del 15%). Su vida útil es más corta respecto a las otras células son perfectas para lugares en los que por las condiciones ambientales sean difíciles, y en el caso de daño de la celda su sustitución no implica un alto costo económico.

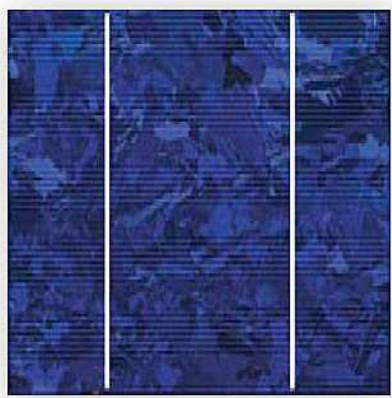


Figura 2.26: Célula Policristalina.

Fuente: <http://placas-solares.net/>.

c. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS DE CAPA FINA

Uno de los descubrimientos científicos de semiconductor de capa fina tiene un gran potencial en la industria de la energía fotovoltaica. La “capa fina”, término que proviene del método utilizado para el depósito de la película, no de la delgadez de la película: En las células de capa fina se depositan en sucesivas capas de átomos muy delgadas, moléculas o iones. Las células de capa fina tienen muchas ventajas sobre sus contrapartes “de película gruesa”.

Por ejemplo, usan mucho menos material -la zona activa de la célula suele ser sólo de 1 a 10 micrómetros de espesor, mientras que las películas gruesas generalmente son de 100 a 300 micrómetros de espesor. Además, células de capa fina por lo general pueden ser fabricados en un proceso de gran superficie, que puede ser un proceso automatizado y de producción continua. Por último, pueden ser depositados en materiales de sustrato flexible.

d. CÉLULAS AMORFAS

Estas células fotovoltaicas son las más baratas, menos duraderas y con rendimientos muy bajos alrededor de un 6% que tienden a 0 con el envejecimiento. Se utilizan en calculadoras y aparatos parecidos, ya que la energía que proporcionan es muy baja.

Se construyen a base de evaporar encima de un cristal, en una cámara de efluvios, el material semiconductor o foto-reactivo y colocar un par de electrodos en cada una de las unidades correspondientes para transmitir la energía al circuito interno del aparato.

2.2.4. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS.

La representación típica de la característica de salida de un dispositivo fotovoltaico (celda, módulo, sistema) se denomina curva de corriente vs tensión (curva I-V). La corriente de salida se mantiene prácticamente constante dentro del rango de tensión de operación y, por lo tanto el

dispositivo se puede considerar como una fuente de corriente constante como se indica en la figura 2.27 [14].

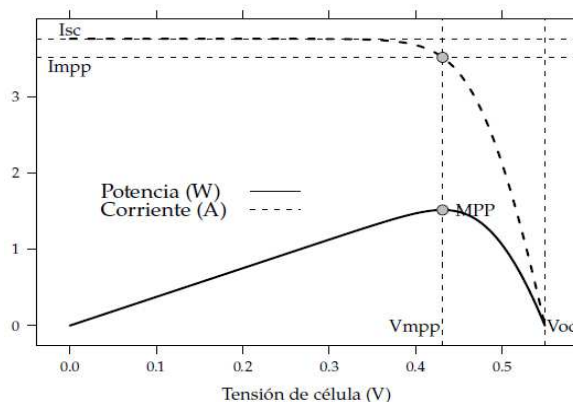


Figura 2.27: Curvas corriente-tensión (línea discontinua) y potencia-tensión (línea continua) de una célula solar.

Fuente: ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica.

Los parámetros de operación (I , V), están determinados por la radiación solar incidente, por la temperatura ambiente, y por las características de la carga conectadas al mismo. La siguiente ecuación representa todos los pares de valores (I - V : corriente - voltaje) en que puede trabajar una célula fotovoltaica.

$$I_{CS} = I_{SC} \left(1 - e^{\frac{-e(V_{OC}-V)}{mKT_c}} \right) \quad \text{Ec 2.14}$$

Donde:

I_{CS} : Corriente de la celda solar.

I_{SC} : es la corriente de cortocircuito.

V_{OC} : es la tensión de circuito abierto.

V : es la tensión de operación del panel.

e : es la carga del electrón.

m : es un parámetro constructivo de la célula, normalmente = 1.

K : es la constante de Boltzman.

T_c : Temperatura en $^{\circ}\text{K}$.

2.2.5. FACTOR DE FORMA Y EFICIENCIA

El área encerrada por el rectángulo definido por el producto de $I_{mpp} \cdot V_{mpp}$ como se indica en la Figura 2.27 es inferior a la representada por el producto $I_{sc} \cdot V_{oc}$. La relación entre las dos superficies se cuantifica con el factor de forma como se indica en la ecuación 2.15 [2].

$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad \text{Ec 2.15}$$

Donde:

FF : Factor de forma.

I_{mpp} : Corriente de una célula en el punto de máxima potencia.

V_{mpp} : Tensión de una célula en el punto de máxima potencia.

I_{sc} : Corriente de cortocircuito de una célula.

V_{oc} : Tensión de circuito abierto de una célula.

El factor de forma es tanto más cercano a la unidad cuánto más acentuado sea el codo localizado en el punto de máxima potencia. Su valor, normalmente comprendido entre 0,7 y 0,8, varía poco de unas células a otras. Conociendo los valores de I_{sc} y V_{oc} es posible calcular la potencia en el punto de máxima potencia, como se expresa en la ecuación 2.16.

$$P_{mpp} = FF \cdot I_{sc} \cdot V_{oc} \quad \text{Ec 2.16}$$

Por otra parte, la calidad de una célula se puede cuantificar con la eficiencia de conversión según la ecuación 2.17

$$\eta = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{P_L} \quad \text{Ec 2.17}$$

Dónde:

η : Eficiencia de una célula solar.

P_L : Potencia luminosa que incide en la célula.

I_{mpp} : Corriente de una célula en el punto de máxima potencia.

V_{mpp} : Tensión de una célula en el punto de máxima potencia.

Como es evidente de la ecuación 2.16 este valor de eficiencia se corresponde al caso en el que el acoplamiento entre la carga y la célula permite a ésta trabajar en el punto de máxima potencia.

2.2.6. CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA CELDA SOLAR

La celda solar real puede ser representada por el siguiente circuito eléctrico equivalente, como se indica en la figura 2.28.

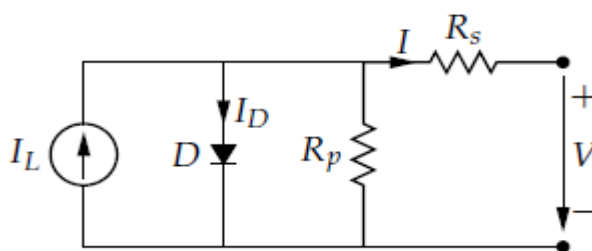


Figura 2.28: Circuito eléctrico equivalente de la celda solar.

Fuente: ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica.

Resolviendo el circuito para la corriente de la celda solar obtenemos la ecuación 2.18:

$$I_{CS} = I_L - I_D - \frac{(V - IR_s)}{R_p} \quad \text{Ec 2.18}$$

Donde:

I_{CS} = Corriente de la célula solar .

R_s = Resistencia en serie y representa las pérdidas de los contactos superior e inferior entre la celda y los terminales de corriente. Esta resistencia debe ser lo menor posible.

R_p = Resistencia en paralelo y representa los defectos estructurales al interior de la celda que producen pérdidas. Esta resistencia debe ser lo más grande posible.

I_L = Corriente generada por los fotones en la celda solar en Amperios [A] (fotocorriente).

I_D = Corriente del diodo que depende de las características y calidad de la celda y de la radiación solar.

V = Voltaje externo de la celda solar.

2.1. PANEL FOTOVOLTAICO

El funcionamiento de los paneles se basa en el efecto fotovoltaico. Este efecto se produce cuando sobre materiales semiconductores convenientemente tratados incide la radiación solar produciéndose electricidad.

2.1.1. CLASIFICACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.

a. MONOCRISTALINOS

Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza como se indica en la figura 2.29 . En laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles siendo en los comercializados del 16% [15].



Figura 2.29: Panel solar Monocristalino.

Fuente: sitiosolar.com

b. POLICRISTALINOS

Los materiales son semejantes a los del tipo anterior aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles policristalinos como se indica en la figura 2.30 se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado.

Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%) siendo su precio también más bajo por las características físicas del silicio cristalizado, los paneles fabricados siguiendo esta tecnología presentan un grosor considerable [15].



Figura 2. 30: Panel solar policristalino.

Fuente: sitiosolar.com

c. CAPA FINA

La tecnología del panel solar de silicio está muy establecida y es bastante estándar, la mayor parte de la investigación tecnológica se centra en la capa fina o película delgada. La mayoría de la película fina o delgada consiste en una sustancia absorbente solar rociada sobre una capa, o aplicada con gas a una capa, o, más recientemente, de una tinta solar impresa sobre una capa,

las tecnologías de la película fina se diferencian sobre todo en el material que utilizan. La película fina utiliza típicamente el 1%, o menos, del silicio normal, es más barata, y es también a veces flexible, pero es menos eficiente.

La película fina se imprime a menudo sobre una lámina, haciéndola flexible. Una película delgada se puede rociar sobre una capa para hacer película fina del silicio amorfo. Es más barata, pero menos eficiente, que el silicio normal, y absorbe solamente el espectro visible de la luz. El silicio nanocristalino, también llamado microcristalino, es una clase de silicio amorfo pero contiene cristales pequeños. Es más fácil de hacer que el silicio normal, absorbe un espectro más amplio de la luz que el amorfo, y es flexible [16].

d. AMORFOS

Basados también en el silicio, pero a diferencia de los dos anteriores, este material no sigue aquí estructura cristalina alguna. Paneles de este tipo son habitualmente empleados para pequeños dispositivos electrónicos (Calculadoras, relojes) y en pequeños paneles portátiles. Su rendimiento máximo alcanzado en laboratorio ha sido del 13% siendo el de los módulos comerciales del 8% [15].

2.1.2. DESEMPEÑO DEL PANEL

La energía eléctrica total de salida de un módulo fotovoltaico es igual al producto del voltaje operativo de salida por la corriente operativa. Los módulos fotovoltaicos pueden producir corriente en un amplio rango de voltajes, al contrario de fuentes de voltaje como las baterías que producen la corriente a un voltaje relativamente constante.

Las características de salida de cualquier módulo dado están representadas por una curva de respuesta, llamada curva I-V, que muestra la relación entre las salidas de corriente y voltaje.

La figura 2.31 muestra una curva I-V típica. El voltaje (V) se representa a lo largo del eje horizontal. La corriente (I) se representa a lo largo del eje vertical. La mayoría de las curvas I-V están dadas para las condiciones de

prueba normalizada (STC o Standard Test Conditions) de 1000 W/m^2 de radiación (muchas veces referidos como un sol pico) y $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ($77 \text{ }^\circ\text{F}$) de temperatura en la celda. Debe notarse que STC representa las condiciones óptimas como un medio consistente de medición [17].

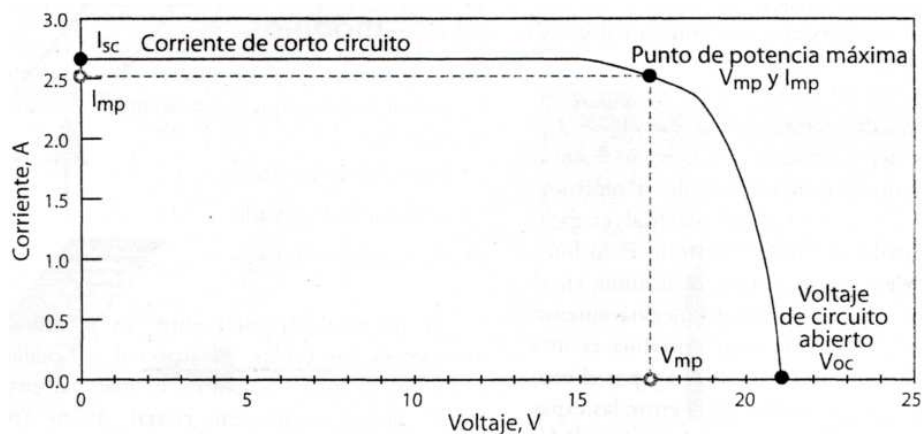


Figura 2.31: Curva del Módulo (Marca x) (12Vcd Nominal).

Fuente: Manual de Diseño de Instalación Fotovoltaica.

Esas condiciones se dan rara vez en el ambiente exterior. Las curvas I-V contienen tres puntos significativos:

- Punto de máxima potencia (representando ambos el V_{mp} e I_{mp}),
- Voltaje de circuito abierto (V_{oc})
- Corriente de corto circuito (I_{sc})

2.1.3. TEMPERATURA DEL PANEL

Según aumenta la temperatura de la celda por encima de las temperaturas de operación estándar de 25°C , el módulo opera en forma menos eficiente y el voltaje disminuye. Como se ilustra en la figura 2.32, al subir la temperatura de la celda por encima de 25°C (temperatura de la celda, no temperatura del aire ambiente), la forma de la curva I-V se mantiene igual, pero se desplaza hacia la izquierda a mayores temperaturas de la celda indicando un menor voltaje de salida. El calor, en este caso, debe ser pensado como la resistencia

eléctrica al flujo de los electrones. La corriente de salida efectiva debe también decrecer significativamente si el punto de máxima potencia de un módulo o arreglo cae por debajo del voltaje operativo de la carga.

El Flujo de aire alrededor de todo el módulo es crítico para eliminar el calor acumulado que causa las altas temperaturas de la celda. Un esquema de montaje que suministre un flujo de aire adecuado, como un montaje en marcos o en un poste independiente, puede mantener las celdas con bajas temperaturas.

Algunos módulos se han diseñados especialmente para compensar las altas temperaturas con mejores coeficientes de temperatura. Otros usan un mayor número de celdas en serie para compensar el menor voltaje causado por las altas temperaturas.

La potencia nominal del módulo se basa en las condiciones normalizadas de prueba para la cual la temperatura de la celda es 25°C. Esta es una temperatura irreal para las celdas en la mayoría de los sistemas ya que las celdas FV están directamente al sol, son oscuras y frecuentemente están montadas sobre un tejado caliente.

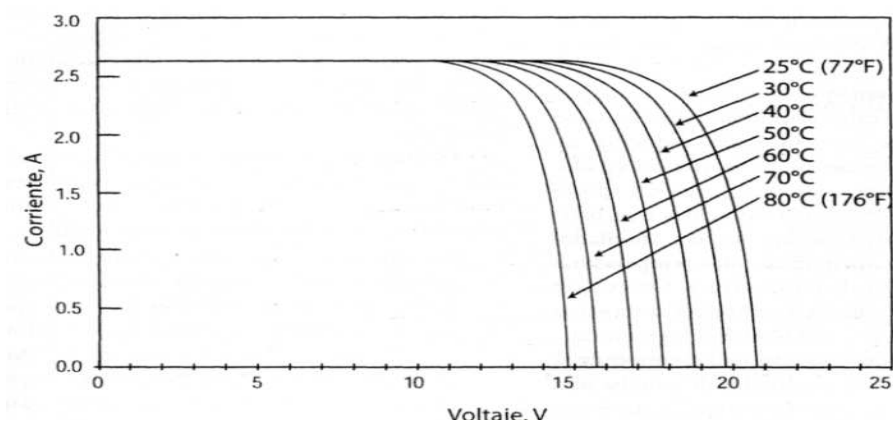


Figura 2.32: Efecto de la Temperatura de la celda en el funcionamiento del módulo (12VCD)

Fuente: Manual de Diseño de Instalación Fotovoltaica

2.1.4. SOMBREADO EN EL PANEL

Aún un sombreado parcial de los módulos fotovoltaicos puede resultar en una reducción notable de la salida. Algunos módulos son más afectados por el sombreado que otros. La figura 2.32 y la tabla 2.4 muestran el efecto extremo del sombreado sobre una celda de un módulo de celdas monocristalino. En la figura 2.33 una celda completamente sombreada reduce esta salida del módulo tanto como 75%. Algunos módulos son menos afectados por el sombreado.

Localizar los elementos que producen sombra en el sitio es muy importante en la evaluación del sitio. El comportamiento de un sistema completo se puede ver reducido y la inversión del cliente socavada por una desestimación de los efectos del sombreado, aun cuando se trate de un sombreado parcial.

Tabla 2.4. Efecto del sombreado sobre la potencia del módulo.

Porcentaje de sombreado de una celda	Porcentaje de pérdida de potencia en el
0%	0%
25%	25 %
50%	50%
75%	66%
100 %	75%
3 celdas sombreadas	93 %

Fuente: Manual de Diseño de Instalación Fotovoltaica.

Algunos fabricantes usan diodos de derivación o de bypass dentro del módulo para reducir el efecto del sombreado al permitir a la corriente evitar la celda sombreada. Los diodos de derivación son dispositivos semiconductores que evitan que la corriente circule por las áreas sombreadas, aún con diodos, los módulos pueden ser severamente impactados por la sombra.

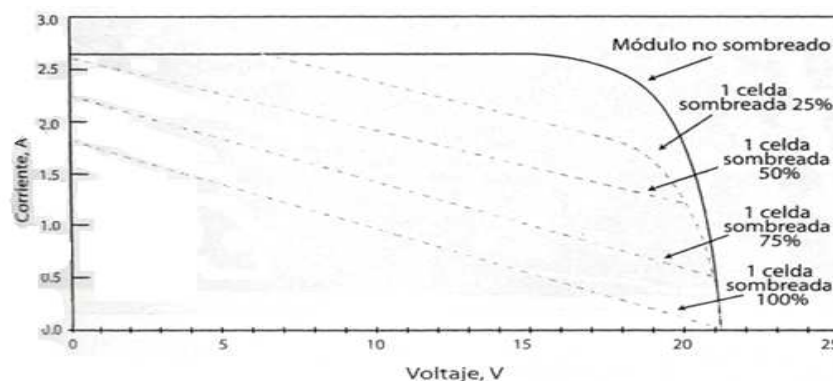


Figura 2.33: Efecto del Sombreado en el Funcionamiento de un MóduloX (12VCD nominal).

Fuente: Manual de Diseño de Instalación Fotovoltaica.

2.4. CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Las instalaciones fotovoltaicas se pueden dividir en dos tipos, según el objetivo que a estas se les designe. El primer tipo corresponde a las instalaciones aisladas de la red eléctrica, las cuales cumplen la función de satisfacer total o parcialmente los requerimientos de energía eléctrica de viviendas o localidades que no cuentan con la prestación de servicio eléctrico de alguna compañía [18].

El segundo tipo corresponde a las instalaciones conectadas a la red eléctrica y tienen por objetivo reducir el consumo de energía eléctrica convencional (de la red), optando por satisfacer la demanda por medio del sistema fotovoltaico y si es posible, entregar a la red eléctrica parte de la energía generada y que no es ocupada en el lugar de la instalación.

2.4.1. INSTALACIONES AISLADAS DE LA RED ELÉCTRICA

Son utilizadas en sectores alejados, que no tienen acceso a la red eléctrica, generalmente sectores rurales, iluminación de áreas aisladas, antenas de comunicaciones, balizas o boyas de señalización, bombeo de agua, etc. Estos sistema van acompañados de inversores de corriente, para pasar de corriente

continua a corriente alterna, reguladores de voltaje y bancos de baterías que permiten almacenar la energía que no se está utilizando.

Esto puede ser apreciado en la figura 2.34. Las instalaciones aisladas de la red dan lugar a dos tipos de suministros según sea el tipo de distribución:

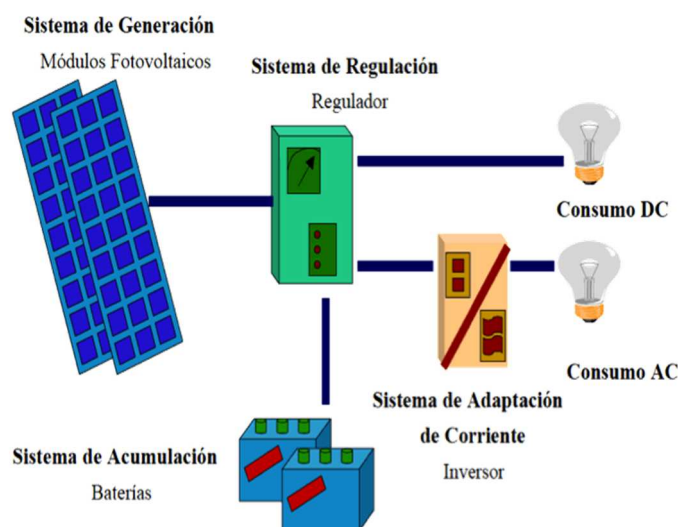


Figura 2.34: Instalación Fotovoltaica Aislada de la Red Eléctrica.

Fuente: sfe-solar.com

a. EL SISTEMA CENTRALIZADO

Consiste en un único sistema que cubre las necesidades del conjunto de usuarios. De esta forma se disminuyen los costos del sistema, sin afectar la calidad del suministro.

b. EL SISTEMA DESCENTRALIZADO

Al contrario del sistema centralizado, en este caso se instala individualmente el sistema completo en la vivienda o lugar a energizar. Los costos en este tipo de instalaciones son más altos.

2.4.2. INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA

Este tipo de instalaciones se encuentran permanentemente conectados a la red eléctrica, de tal forma que en periodos de irradiación solar, sea el sistema fotovoltaico quien entregue energía, mientras que en periodos de radiación limitada o nula, sea la red eléctrica quien entregue la electricidad necesaria para satisfacer la demanda.

En el caso de que la energía generada por el sistema sea superior a la demanda local, la red eléctrica aceptará todo excedente de energía que no sea utilizado. Los equipos que forman parte de estas instalaciones son: panel fotovoltaico, inversor de corriente para pasar de CC a CA y un contador que permita contabilizar la energía producida por el sistema.

Para poner en funcionamiento una instalación fotovoltaica de este tipo es necesario contar con un punto de acceso a la red eléctrica, que permitirá entregar la energía generada, este punto de acceso es asignado por la compañía eléctrica del sector donde se realice la instalación.

Si bien es cierto, estas instalaciones en estricto rigor están permanentemente conectadas a la red eléctrica, por lo cual no necesitan de sistemas de conversión y almacenamiento como en el caso de las aisladas, también sería posible utilizarlas como los sistemas aislados, esto en el caso de que sea una instalación pequeña que cubra parcialmente la demanda local y que desee cubrir la energía faltante con la red eléctrica.

Para esto, además es necesario utilizar un conmutador que permita realizar el cambio entre la energía entregada por el sistema fotovoltaico a la energía de la red. La figura 2.35 muestra un esquema de instalación conectada a la red.

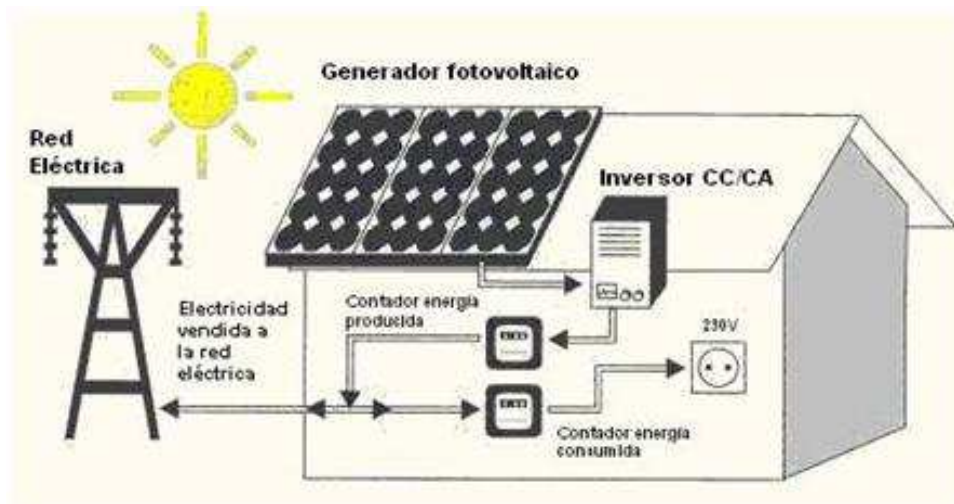


Figura 2.35: Esquema de instalación conectada a la red.

Fuente: obremo.es

2.4.3. INSTALACIONES HIBRIDAS

En este tipo de instalaciones se combinan los sistemas fotovoltaicos con una o más fuentes de energía renovable o no renovable, como por ejemplo: sistemas eólicos, mareomotriz, biomasa, geotermia, generadores térmicos, etc. Como se muestra en la figura 2,36.

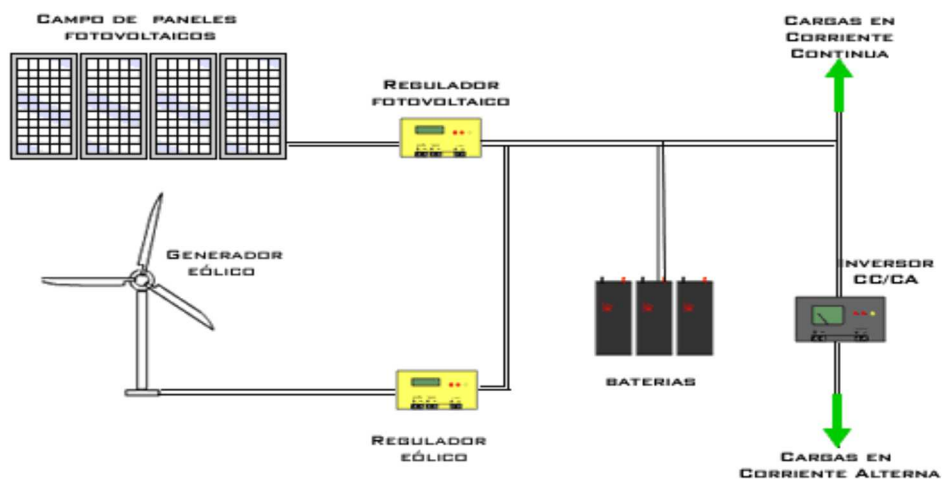


Figura 2.36: Instalación Híbrida Solar-Eólica

Fuente: balner.com

2.5. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

2.5.1. BATERÍAS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Debido a que la radiación solar es un recurso variable, en parte previsible (ciclo día-noche), en parte imprevisible (nubes, tormentas) se necesitan equipos apropiados para almacenar la energía eléctrica cuando existe radiación y para utilizarla cuando se requiera. El almacenamiento de la energía eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos se hace a través de las baterías. Estas baterías son construidas especialmente para sistemas fotovoltaicos [19]. Las baterías son un componente muy importante de todo el sistema pues realizan tres funciones esenciales para el buen funcionamiento de la instalación:

- Almacenan energía eléctrica en periodos de abundante radiación solar y/o bajo consumo de energía eléctrica. Durante el día los módulos solares producen la energía con la cual se realiza la carga de las baterías.
- Proveen la energía eléctrica necesaria en periodos de baja o nula radiación solar. Normalmente en aplicaciones de electrificación rural, la energía eléctrica se utiliza intensamente durante la noche para el funcionamiento tanto de lámparas o bombillas así como un televisor o radio, precisamente cuando la radiación solar es nula. Estos aparatos pueden funcionar correctamente gracias a la energía eléctrica que la batería ha almacenado durante el día.
- Proveen un suministro de energía eléctrica estable y adecuado para la utilización de aparatos eléctricos. La batería provee energía eléctrica a un voltaje relativamente constante y permite, además, operar aparatos eléctricos que requieran de una corriente mayor que la que pueden producir los paneles (aún en los momentos de mayor radiación solar). Por ejemplo, durante el encendido de un televisor o durante el arranque de una bomba o motor eléctrico.

La figura 2.37 muestra una batería típica para aplicaciones fotovoltaicas. En su apariencia externa este tipo de baterías no difiere mucho de las utilizadas en automóviles. Sin embargo, internamente las baterías para aplicaciones fotovoltaicas están construidas especialmente para trabajar con ciclos de carga/descarga lentos.



Figura 2.37: Batería Típica para Aplicaciones Fotovoltaicas.

Fuente: sfe-solar.com

Las baterías para sistemas fotovoltaicos generalmente son de ciclo profundo, lo cual significa que pueden descargar una cantidad significativa de la energía cargada antes de que requieran recargarse. Están construidas especialmente para proveer durante muchas horas corrientes eléctricas moderadas. Así una batería fotovoltaica de ciclo profundo puede abastecer 2 amperios durante 100 horas aproximadamente.

La capacidad de las baterías fotovoltaicas en Ah (Amperios -Hora) se especifica frecuentemente a una tasa de descarga de 100 horas. La capacidad de la batería para un sistema fotovoltaico determinado se establece dependiendo de cuanta energía se consume diariamente, de la cantidad de días nublados que hay en la zona y de las características propias de la batería por utilizar. Además, se recomienda usar, cuando sea posible, una sola batería con la capacidad necesaria. El arreglo de dos o más baterías en paralelo presenta dificultades de desbalance en los procesos de carga/descarga. Estos problemas ocasionan algunas veces la inversión de

polaridad de las placas y, por consiguiente, la pérdida de capacidad de todo el conjunto de baterías.

2.5.2. BATERÍAS

a. BATERÍA SOLAR

Los electrodos de una batería solar tienen una aleación de antimonio, la que permite adherir una mayor cantidad de material activo. El envejecimiento de una batería se produce por la pérdida de éste cuando la batería es descargada. Celdas con mayor cantidad de material activo tienen larga duración y profundidad de descarga. El incremento del material activo aumenta el costo y el peso de la batería. Una batería solar de 6 V, con volumen muy similar a la de 12 V en un automotor, pesa más de 30 Kg. La presencia del antimonio incrementa las pérdidas por autodescarga. Si una batería solar permanece en almacenamiento, debe ser cargada con frecuencia. La presencia del antimonio incrementa la gasificación, la corriente de carga en un sistema FV debe tener un régimen variable.

b. PROFUNDIDAD DE DESCARGA

La batería solar permite una PD (Profundidad de Descarga) máxima del 80%, cientos de veces, a niveles de corriente moderados. Es por ello que a estas baterías se las denomina de ciclo profundo (BCP).

Se considera que una BCP ha completado todos los ciclos de carga y descarga cuando, al ser cargada nuevamente, la máxima energía que puede almacenar se reduce al 80% de su valor inicial [20].

El número de ciclos de carga/descarga depende de la PD. Cuando ésta disminuye, el número de ciclos aumenta. Para una dada PD, la batería más robusta proporciona el mayor número de ciclos. La Tabla 2.4 muestra estas características para dos baterías solares de Pb-ácido con electrolito líquido. El número de Ah y el peso de cada modelo (en Kg), forman parte de la Tabla

2.4 para ilustrar las diferencias. Ambos modelos son ilustrados en las Figuras 2.38 y 2.39 respectivamente.

Tabla 2.4 PD (Profundidad de descarga) y Número de ciclos para dos Baterías Solares

Batería 1 217Ah; 30 Kgs		Batería 2 350Ah; 65 Kgs	
% PD	No de ciclos	% PD	No de ciclos
80	543	80	693
50	757	50	1.068
30	1.100	30	2.050
20	1.800	20	3.050



Figura 2.38: Batería de 6V-
217Ah



Figura 2.39: Batería de 6V-
350Ah

Fuente sfe-solar.com

c. AUTODESCARGA

Es la pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto se, conoce que el agregado de antimonio incrementa la autodescarga de las baterías solares. Cuando la temperatura ambiente es de 50°C la batería se descargará totalmente en un mes (25%/semana). Cuando la temperatura ambiente es cercana a los 25°C la autodescarga se reduce a un 6%/semana (4 meses para una descarga total). Estas cifras muestran que si una batería de este tipo permanece en depósito por largo tiempo, deberá ser recargada

con frecuencia. Las baterías de automotor con aleación de calcio (baterías de mantenimiento nulo) tardan un año en perder el 50% de su carga, a 25°C.

d. MODELOS DE BATERÍAS SOLARES

Las versiones con mayor aceptación son las de 6 y 12V nominales. Baterías de 6V, con una capacidad de unos 200Ah, son utilizadas en sistemas de mediana capacidad de reserva, donde pasan a formar parte de un banco de baterías con conexión serie o serie-paralelo, a fin de satisfacer los valores de voltaje y corriente del sistema. Esta versión ofrece el mejor compromiso entre peso (facilidad de manejo) y número de Ah de reserva. Como los sistemas FV (fotovoltaico) de bajo consumo son sistemas de 12V nominales, los requerimientos de reserva pueden ser satisfechos con la versión de 12V, la que tiene una capacidad de 100Ah. Baterías de más de 250Ah resultan convenientes cuando se trabaja con sistemas de alto consumo. Se fabrican asimismo baterías de ciclo profundo con capacidad de reserva mucho más grandes. Un modelo de 24 V, diseñado para ser usado en un sistema comunal (varias casas conectadas a un sistema (FV) tiene una capacidad de 1.493Ah y pesa 1.200 Kg.

e. EFICIENCIA

La doble conversión de energía que toma lugar en una batería resulta en una eficiencia total que está dada por la ecuación 2.19:

$$\eta_b = \eta_c \times \eta_d \quad \text{Ec 2.19}$$

Donde

η_b : Eficiencia total

η_c : Valor de la eficiencia de carga

η_d : Valor de la eficiencia de descarga

Los valores de carga y descarga varían con la temperatura del electrolito y el estado de carga de la batería, ya que la resistencia interna de la misma genera estas pérdidas. Las pérdidas durante el proceso de carga fuerzan un incremento en la capacidad de generación del sistema, a fin de restablecer el balance energético del mismo. El valor de η_d está implícitamente considerado al determinar el valor en Ah.

f. TIPOS DE BATERÍAS

f.a. BATERÍAS DE IÓN LITIO Y LITIO-POLÍMERO

La batería de iones de litio, también denominada batería Li-Ion, es un dispositivo diseñado para almacenamiento de energía eléctrica que emplea como electrolito, una sal de litio que procura los iones necesarios para la reacción electroquímica reversible que tiene lugar entre el cátodo y el ánodo.

Las propiedades de las baterías de Li-ion, como la ligereza de sus componentes, su elevada capacidad energética y resistencia a la descarga, la ausencia de efecto memoria o su capacidad para operar con un elevado número de ciclos de regeneración, han permitido el diseño de acumuladores livianos, de pequeño tamaño y variadas formas, con un alto rendimiento, especialmente adaptados para las aplicaciones de la industria electrónica de gran consumo.

Sin embargo, su rápida degradación y sensibilidad a las elevadas temperaturas, que pueden resultar en su destrucción por inflamación o incluso explosión, requieren en su configuración como producto de consumo, la inclusión de dispositivos adicionales de seguridad, resultando en un coste superior que ha limitado la extensión de su uso a otras aplicaciones [21].

Ventajas

Esta tecnología se ha situado como la más interesante en su clase en usos para ordenadores portátiles, teléfonos móviles y otros aparatos eléctricos y

electrónicos. Los teléfonos móviles, las agendas electrónicas, e incluso los nuevos reproductores MP3 vienen con baterías basadas en esta tecnología, gracias a sus varias ventajas:

- **Una elevada densidad de energía:** Acumulan mucha mayor carga por unidad de peso y volumen.
- **Poco peso:** A igualdad de carga almacenada, son menos pesadas y ocupan menos volumen que las de tipo Ni-MH y mucho menos que las de Ni-Cd y Plomo.
- **Gran capacidad de descarga.** Algunas baterías de Li-Ion -las llamadas "Lipo" Litio-ion Polímero (ion de litio en polímero) - que hay en el mercado, se pueden descargar totalmente en menos de dos minutos.
- **Poco espesor:** Se presentan en placas rectangulares, con menos de 5 mm de espesor. Esto las hace especialmente interesantes para integrarlas en dispositivos portátiles que deben tener poco espesor.
- **Alto voltaje por célula:** Cada batería proporciona 3,7 voltios, lo mismo que tres baterías de Ni-MH o Ni-Cd (1,2 V cada una).
- **Descarga lineal:** Durante toda la descarga, el voltaje de la batería varía poco, lo que evita la necesidad de circuitos reguladores. Esto es una ventaja, ya que hace muy fácil saber la carga que almacena la batería.
- **Facilidad para saber la carga que almacenan.** Basta con medir, en reposo, el voltaje de la batería. La energía almacenada es una función del voltaje medido.
- **Muy baja tasa de autodescarga:** Cuando se guarda en una batería, ésta se descarga progresivamente aunque no se use. En el caso de las baterías de Ni-MH, esta "autodescarga" puede suponer más de un 20% mensual.

En el caso de Li-Ion es de menos un 6% en el mismo periodo. Muchas de ellas, tras seis meses en reposo, pueden retener un 80% de su carga.

Desventajas

A pesar de todas sus ventajas, esta tecnología no es el sistema perfecto para el almacenaje de energía, pues tiene varios defectos, como:

- **Duración media:** depende de la cantidad de carga que almacenen, independientemente de su uso. Tienen una vida útil de aproximadamente 3 años o más si se almacenan con un 40% de su carga máxima (en realidad, cualquier batería, independientemente de su tecnología, si se almacena sin carga se deteriora. Basta con recordar el proceso de sulfatación que ocurría en las antiguas baterías de zinc-carbón cuando se almacenaban al descargarse completamente).
- **Soportan un número limitado de cargas:** entre 300 y 1000, menos que una batería de níquel cadmio e igual que las de Ni-MH, por lo que han empezado a ser consideradas en la categoría de consumibles.
- **Son costosas:** su fabricación es más costosa que las de Ni-Cd e igual que las de Ni-MH, si bien actualmente el precio baja rápidamente debido a su gran penetración en el mercado, con el consiguiente abaratamiento. Se utilizan en todos los teléfonos móviles y ordenadores portátiles del mundo y continúa extendiéndose su uso a todo tipo de herramientas portátiles de baja potencia.
- **Pueden sobrecalentarse hasta el punto de explotar:** están fabricadas con materiales inflamables que las hace propensas a detonaciones o incendios, por lo que es necesario dotarlas de circuitos electrónicos que controlen en todo momento su temperatura.

- **Peor capacidad de trabajo en frío:** ofrecen un rendimiento inferior a las baterías de Ni-Cd o Ni-MH a bajas temperaturas, reduciendo su duración hasta en un 25%.

f.b. BATERÍAS DE PLOMO-ÁCIDO

Las baterías de plomo son un tipo de batería muy común. Suelen dar 6V, 12V u otro múltiplo, pero la tensión que suministra cada celda es de 2 V. Tienen una gran capacidad de corriente que las hacen ideales para los motores de arranque.

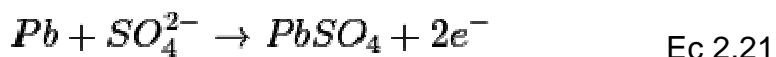
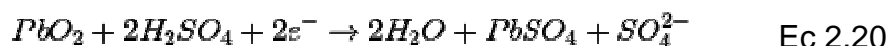
Su forma más conocida es la batería de automóvil. Están formadas por un depósito de ácido sulfúrico y dentro de él una serie de placas de plomo dispuestas alternadamente. Para evitar la combadura (la deformidad) de las placas positivas, se dispone una negativa adicional, de forma que siempre haya una placa negativa exterior. Generalmente, en su fabricación, las placas positivas están recubiertas o impregnadas de dióxido de plomo (PbO_2), y las negativas están formadas por plomo esponjoso. Este estado inicial corresponde a la batería cargada, así que el electrolito agregado inicialmente debe corresponder a la batería con carga completa (densidad 1.280 g/ml). Según el número de placas, la corriente (intensidad) suministrada será mayor o menor. Debajo de las placas se deja un espacio para que se depositen eventuales desprendimientos de los materiales que forman las placas, para que no haya contacto eléctrico directo entre placas positivas y negativas, se disponen separadores aislantes que deben ser resistentes al ácido y permitir la libre circulación del electrolito.

El acumulador de plomo está constituido por dos tipos de electrodos de plomo que, cuando el aparato está descargado, se encuentra en forma de sulfato de plomo (PbSO_4) incrustado en una matriz de plomo metálico (Pb); el electrolito es una disolución de ácido sulfúrico. Esta disolución en agua es tal que su densidad es de 1.280 +/- 0.010 g/ml con carga plena, y bajará a 1.100 g/ml cuando la batería esté descargada. Este tipo de acumulador se usa en

muchas aplicaciones, además de los automóviles. Su funcionamiento es el siguiente:

Durante el proceso de carga inicial el sulfato de plomo es reducido a plomo metal en el polo negativo, mientras que en el ánodo se forma óxido de plomo (PbO_2). Por lo tanto se trata de un proceso de dismutación (reacción de reducción-oxidación donde un elemento es al mismo tiempo oxidado y reducido).

El óxido de plomo $PbSO_4$ es reducido a sulfato de plomo PbO_2 . Mientras que el plomo elemental es oxidado para dar igualmente sulfato de plomo PbO_2 . Los electrones intercambiados se aprovechan en forma de corriente eléctrica por un circuito externo. Los procesos elementales que trascurren son los mostrados en la ecuación 2.20 y ecuación 2.21:



En la descarga baja la concentración del ácido sulfúrico porque se crea sulfato de plomo y aumenta la cantidad de agua liberada en la reacción.

No obstante, este proceso no se puede repetir indefinidamente porque, cuando el sulfato de plomo forma cristales muy grandes, ya no responden bien a los procesos indicados, con lo que se pierde la característica esencial de la reversibilidad. Se dice entonces que el acumulador se ha sulfatado y es necesario sustituirlo por otro nuevo. Los cristales grandes también se forman si se deja caer por debajo de 1.8 V la tensión de cada celda.

Muchos acumuladores de este tipo que se venden actualmente utilizan un electrolito en pasta, que no se evapora y hace mucho más segura y cómoda su utilización.

2.5.3. BANCOS DE BATERÍAS

Los sistemas fotovoltaicos dependiendo del caso deben tener una gran capacidad de almacenamiento de energía de acuerdo a lo requerido, conectando varias baterías en bancos entrelazados con conexiones serie, paralelo o combinadas, para proveer mayores niveles de corriente y/o voltaje [22].

a. CONEXIÓN EN SERIE

Esta asociación en serie es la más conocida. En este caso, el borne positivo o negativo de una celda o batería, se conecta al borne opuesto de otra de idénticas características. De esta manera, la asociación resultante tendrá el doble de tensión y la misma capacidad que cada celda o batería en forma individual como se indica en la figura 2.40 [23].

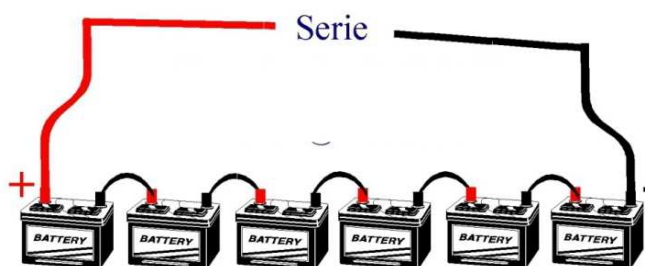


Figura 2.40: Conexión Serie de Baterías.

Fuente: photobucket.com

Y si se agrega una celda o batería más a la serie anterior, la tensión resultante será el triple. Y así sucesivamente. Es importante resaltar que las celdas o baterías que se asociarán en serie deben ser de la misma capacidad y, preferentemente, de la misma marca y modelo. De no ser así, tanto en la descarga como en la posterior carga, habrá un comportamiento disparado y esto afectará tanto el desempeño como la vida del conjunto.

b. CONEXIÓN EN PARALELO

Asociar en paralelo significa vincular eléctricamente bornes de la misma polaridad. La asociación en paralelo se utiliza cuando no es posible obtener una batería de la capacidad deseada. O, a veces, dicha capacidad existe en un determinado modelo o tipo constructivo y resulta más económico utilizar una asociación en paralelo de otros modelos más baratos.

Un caso típico es el de algunas capacidades intermedias (200, 300 o 400Ah en tensiones de 12 o 24V), donde las mismas se pueden obtener asociando en serie y paralelo baterías monoblock de 100Ah, según necesidad, y esto resulta más económico que utilizar celdas de 2V y de la capacidad deseada como se indica en la figura 2.41 [24].

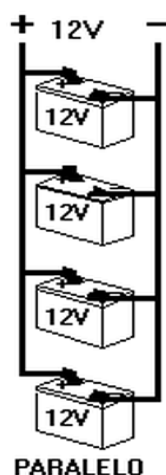


Figura 2.41: Conexión Paralelo de Baterías.

Fuente: tecnicosuport.com

c. CONEXIÓN SERIE PARALELO

En algunos casos se requiere mayor voltaje y también mayor corriente que los brindados por las baterías en forma individual. En estas condiciones se realiza una conexión denominada “serie-paralelo” que consiste en formar

bancos de baterías en paralelo hasta llegar al voltaje deseado y luego conectar estos bancos en serie como se indica en la figura 2.42.

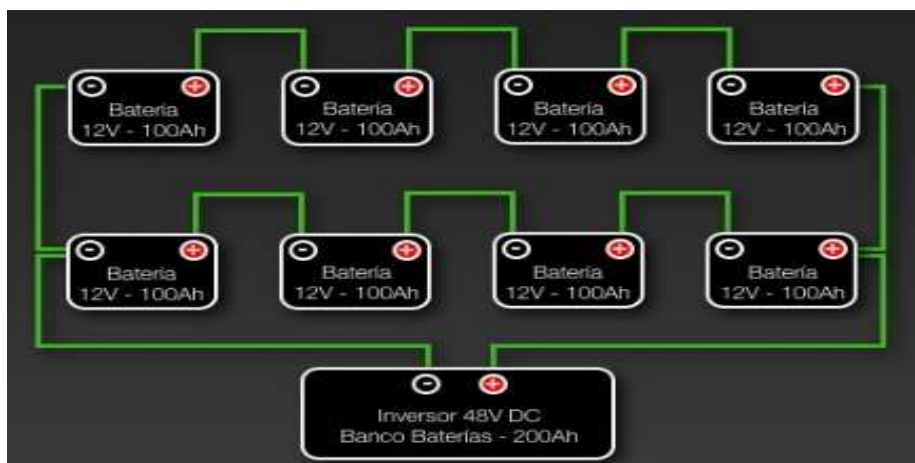


Figura 2.42: Conexión Serie Paralelo de Baterías

Fuente: ayudaelectronica.com

2.6. MANEJO DE CARGA

Durante la noche el voltaje de salida de los paneles FV 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.

2.6.1. TIPOS DE REGULADORES DE CARGA.

a. REGULADOR SHUNT

Los dispositivos de este tipo, colocados en paralelo con el grupo solar y el sistema de baterías, detectan la tensión de los bornes de la batería, y cuando

ese potencial alcanza un valor establecido de antemano, crean una vía de baja resistencia a través del grupo solar, derivando con ello la corriente y apartándola de las baterías [25].

Un diodo en serie, situado entre el regulador en derivación y la batería, impide que la corriente del acumulador retorne a través del regulador o del grupo solar. Como el sistema al que se está dando energía toma corriente de la batería, su tensión en los bornes descenderá hasta que se desconecte el regulador en derivación y se reanude la carga como se indica en la figura 2.43.

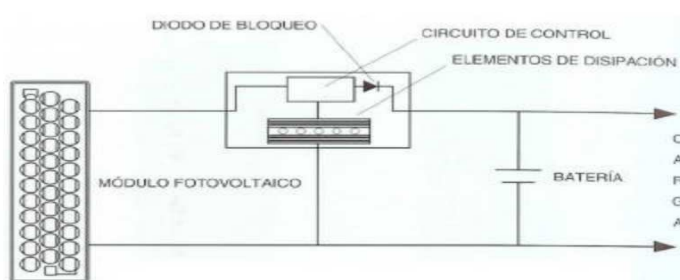


Figura 2.43: Esquema de un Regulador Shunt.

Fuente: gobiernodecanarias.or

Los reguladores del tipo shunt han de disipar toda la corriente de salida del grupo solar cuando el sistema de baterías alcanza el estado de plena carga. Esto resulta una tarea razonable cuando los sistemas eléctricos solares son pequeños, pero con los grandes sistemas se requieren disipadores térmicos de grandes dimensiones o disipadores menores múltiples, lo que conduce a problemas de fiabilidad y de coste elevado. Este tipo de reguladores, está hoy día en desuso, ya que el avance en los microprocesadores y la electrónica en general ha facilitado el diseño de equipos más compactos y con más prestaciones que las que ofrecían aquéllos, con un coste mucho más elevado y la posibilidad de alojarlos en cajas retenidas, cosa que no se podía hacer en el caso de los reguladores shunt, puesto que disipan calor y en consecuencia debe dejarse una salida para su evacuación.

b. REGULADOR SERIE

Se basan en el concepto de regulación en serie, en la que el grupo solar se desconecta del sistema de baterías cuando se logra un estado de plena carga, por lo que es equivalente a un interruptor conectado en serie que proporciona una vía de baja resistencia desde el grupo solar al sistema de baterías durante la carga, y un circuito abierto entre el grupo y la batería cuando ésta se encuentra plenamente cargada.

En el regulador serie que utilice relé electromecánico no se disipa nada de energía en ninguno de los estados, porque cuando está en la posición cerrado no hay caída de tensión en el interruptor y cuando se encuentra en posición abierto no hay paso de corriente. La única potencia consumida es la requerida para el propio funcionamiento de los circuitos de control y, en su caso, la producida por la caída de tensión en el diodo de bloqueo, si se le dota de este elemento al regulador como se indica en la figura 2.44 [26].

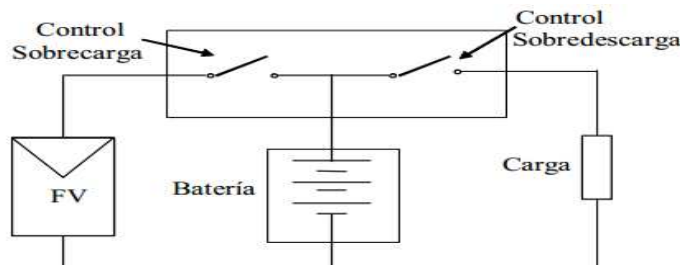


Figura 2.44 Regulador de Carga Serie

Fuente: Sistemas Fotovoltaicos

2.7. INVERSORES

2.7.1. PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LOS INVERSORES

La corriente alterna es más fácil de transportar a grandes distancias y se ha convertido en el estándar eléctrico moderno convencional. Por consiguiente, los aparatos más comunes y las cargas se diseñan para operar

con corriente alterna. Como se sabe los módulos fotovoltaicos generan solo energía en forma de corriente directa. Además, las baterías solo pueden almacenar la energía en forma de corriente directa. Las corrientes alterna y directa son, por naturaleza, básicamente incompatibles. Por lo que se hace necesario un "puente"- un inversor- entre las dos [17].

Históricamente, los inversores han sido un eslabón débil en los sistemas fotovoltaicos. Los primeros inversores eran ineficientes y poco confiables, creando muchos inconvenientes en el desempeño del sistema en general. Las ineficiencias del sistema aparecían por el hecho que la mayoría de los aparatos de corriente alterna usaban una gran cantidad de energía. Mejoras recientes en los inversores y los equipos eléctricos han reducido estos inconvenientes y han convertido a los inversores en un "puente" viable entre la energía de corriente directa y los requisitos de las cargas de corriente alterna.

El propósito fundamental del inversor de un sistema fotovoltaico es cambiar la corriente directa de los módulos FV (cuando está conectada con la red del servicio eléctrico) y las baterías (en los sistemas autónomos o interconectados a la red con respaldo de baterías) a corriente alterna y finalmente para alimentar las cargas de corriente alterna. Los inversores también pueden alimentar a la red con electricidad. Los inversores diseñados para interconectarse con la red de servicio eléctrico son llamados conectados a red, conectados a la línea o inversores conectados al servicio eléctrico. Estos inversores son usados en plantas fotovoltaicas de gran escala en poder de compañías de servicios eléctricos que generan electricidad para la red, así como en los sistemas residenciales que brindan electricidad a la red.

2.7.2. TIPOS DE INVERSORES

Existen tres categorías de inversores: los conectados a red, los conectados a la red con respaldo de baterías y los autónomos. Los dos primeros son inversores sincrónicos o conectados a la red, estos son usados con los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de servicio eléctrico. La tercera

categoría es la de los inversores autónomos o fuera de la red, que están diseñados para sistemas independientes, desconectados de las compañías de suministro de energía eléctrica y son apropiados para instalaciones fotovoltaicas ubicadas en lugares remotos. Algunos inversores pueden tener características de varios de estos tipos.

Otra forma de clasificar a los inversores es por la forma de la onda que producen. Las tres formas de ondas más comunes incluyen las siguientes:

a. INVERSORES DE ONDA CUADRADA

Estas unidades cambian la entrada de corriente directa en una salida de corriente en función de paso o "cuadrada" alterna. Ellas brindan poco control del voltaje de salida, capacidad de sobretensión limitada y una distorsión armónica considerable. Por consiguiente, los inversores de onda cuadrada son apropiados solo para pequeñas cargas de calentamiento por medio de resistencias, algunos aparatos eléctricos pequeños y focos incandescentes. Estos inversores baratos pueden llegar a quemar los motores de ciertos equipos y no se usan en los sistemas residenciales.

b. INVERSORES DE ONDA CUADRADA MODIFICADA

Este tipo de inversores utiliza transistores de efecto de campo (FET) o rectificadores de control de silicio (SCR) para cambiar la entrada de corriente directa en salida de corriente alterna. Estos circuitos complejos pueden manejar grandes sobretensiones y producir salidas con mucha menos distorsión armónica. Este estilo de inversor es más apropiado para operar una amplia variedad de cargas, incluyendo motores, luces y equipos electrónicos estándar como televisores y equipos de música. Sin embargo, ciertos dispositivos electrónicos pueden sacar el ruido del inversor cuando trabajan con un inversor de onda cuadrada modificada. También los relojes y hornos de microondas que trabajan con marcadores de tiempo digitales pueden trabajar más rápido o más lento con los inversores de onda cuadrada modificada. Tampoco se recomienda cargar paquetes de baterías para equipos inalámbricos en este tipo de inversores.

c. INVERSORES DE ONDA SINUSOIDAL

Los inversores de onda sinusoidal se utilizan para operar aparatos electrónicos sensibles que requieren una forma de onda de alta calidad. Ellos son los inversores más comunes en las aplicaciones residenciales y tienen muchas ventajas sobre los de onda cuadrada modificada. Esos inversores están diseñados específicamente para producir salidas con poca distorsión armónica lo que les permite operar aun los más sensibles equipos electrónicos. Tienen una alta capacidad de sobretensión y pueden arrancar muchos tipos de motores fácilmente. Para aplicaciones interconectadas a la red debe usar un inversor de onda sinusoidal.

2.7.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES

Un diseñador de sistemas debe conocer las características óptimas de un inversor antes de seleccionar uno.

a. CARACTERÍSTICAS ESTÁNDAR DE LOS INVERSORES

Hay algunas características comunes a todos los inversores:

- **Alta eficiencia:** La mayor parte de los inversores hoy día convierten 90% o más de la corriente directa de entrada en corriente alterna de salida. Muchos fabricantes de inversores aseguran una alta eficiencia, sin embargo los inversores solo son eficientes cuando se operan con algunos valores de salida o cerca de ellos. Frecuentemente el inversor se usa para alimentar cargas por debajo de su capacidad nominal.

Por lo tanto, a menudo, es acertado escoger una unidad certificada como de alta eficiencia para un intervalo amplio de cargas. La figura 2.45 presenta un ejemplo de curva de eficiencia de un inversor de 4 000 W.

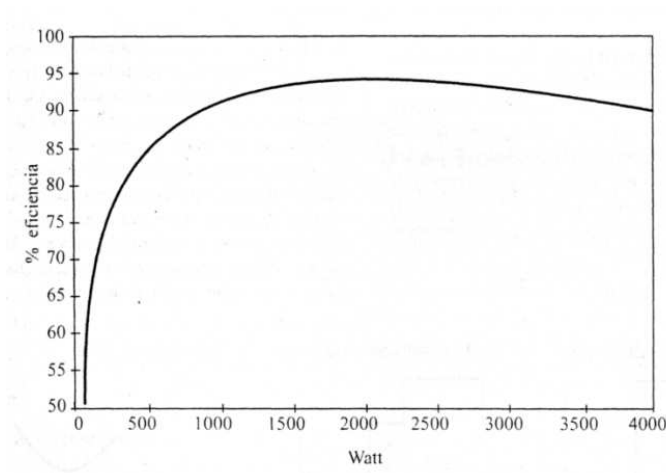


Figura 2.45: Eficiencia de un inversor de 400 watt

Fuente: Manual de Diseño de Instalación Fotovoltaica.

- **Bajas pérdidas de espera o standby:** El inversor debe ser altamente eficiente cuando no haya cargas en operación.
- **Regulación de frecuencia:** El inversor debe mantener 60Hz a la salida (en los Estados Unidos) a pesar de que varíen las condiciones de entrada. 60 Hz es la frecuencia utilizada en el servicio eléctrico CA de la mayor parte de los países de América, mientras que en Europa se usa una frecuencia de 50Hz.
- **Distorsión armónica:** El inversor debe reducir los armónicos de salida con esto se puede minimizar efectos de calentamientos dañinos en los aparatos conectados.
- **Facilidad de reparación y mantenimiento:** El inversor debe contener circuitos modulares que sean fácilmente reemplazables en el campo.
- **Fiabilidad:** El inversor debe brindar la confianza de un bajo mantenimiento a largo plazo.
- **Factor de corrección de potencia:** El inversor debe mantener un balance óptimo entre la fuente de energía y los requerimientos de las cargas.

- **Bajo peso:** El inversor debe ser de fácil mantenimiento e instalación.

b. INVERSORES CONECTADOS A LA RED SIN BATERÍAS

El número de sistemas FV interconectados continúa aumentando marcadamente cada año [17]. Por lo tanto, la cantidad de opciones y modelos es mayor la mayoría de los inversores conectados a la red, no utilizan un banco de baterías sino que por el contrario conectan directamente con la red de servicio público como se indica en la figura 2.46.

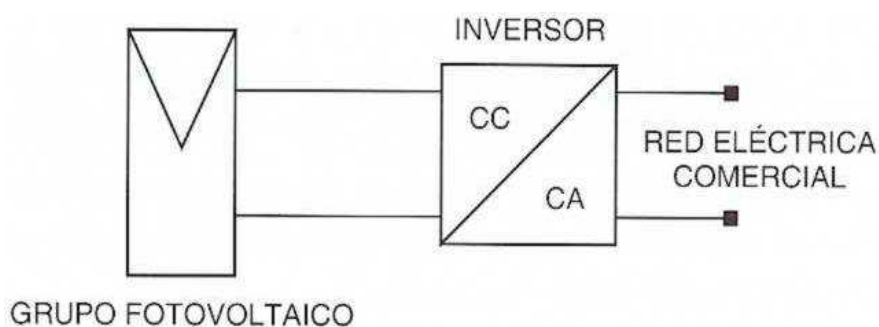


Figura 2. 46 Inversor Conectado a la Red Eléctrica.

Fuente: Manual de Diseño de Instalación Fotovoltaica.

Cuando el sol está brillando, la electricidad proviene del arreglo FV a través del inversor. Si el arreglo FV está produciendo más energía de la que se está utilizando, el excedente se vende a la compañía eléctrica a través del medidor eléctrico. Si se utiliza más energía de la que puede entregar el arreglo FV, la red eléctrica le proporcionara la diferencia. También, en la noche y durante el tiempo nublado, toda la energía es proporcionada por de la red.

c. INVERSORES INTERCONECTADOS CON RESPALDO DE BATERÍAS

Los inversores interconectados con baterías de respaldo son más complejos que los inversores interconectados sin baterías porque necesitan

vender la energía a la red, proveer energía a las cargas de respaldo ya que por ejemplo durante un apagón (el sistema entrara en uso para cargas de luminarias, laboratorios aulas etc.) Además también cumple con la función de cargar las baterías desde la red después de un corte eléctrico. Estos inversores deben tener características similares a las de un inversor interconectado sin baterías cuando brinda energía a la red como a un inversor independiente cuando está alimentando las cargas de respaldo durante un apagón como indica la figura 2.47.

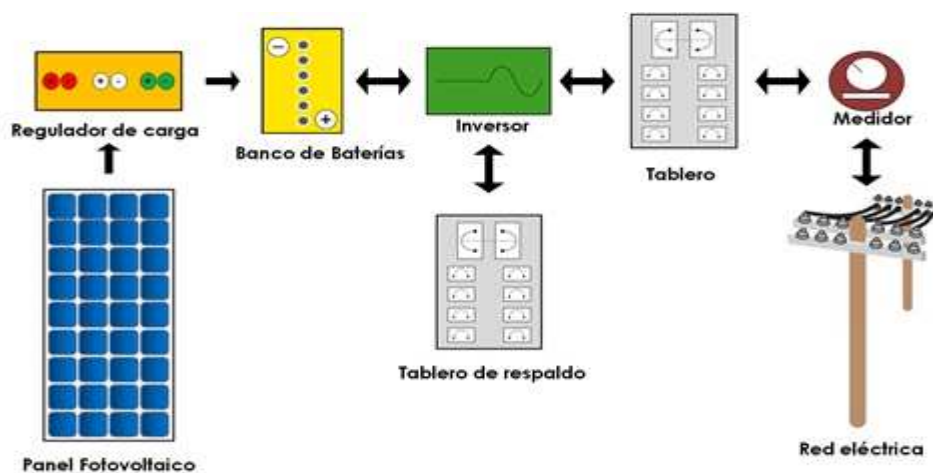


Figura 2. 47 Inversor Interconectado con Respaldo de Baterías.

Fuente: cleanergysolar.com

c.1 CARACTERÍSTICAS IDEALES PARA INVERSORES INTERCONECTADOS CON RESPALDO DE BATERÍAS

- **Capacidad para cargar las baterías:** Este tipo de inversor puede actuar como cargador de baterías para cargar las baterías desde una fuente de energía de CA después de una interrupción. La capacidad del inversor para cargar las baterías permite que la fuente de CA cargue las baterías a través del inversor convirtiendo la CA en CD con un voltaje apropiado. La fuente de la CA podría ser un generador o la red eléctrica.
- **Advertencia o apagado automático cuando el nivel de carga de la batería es bajo:** El inversor debe contener circuitos que protejan las baterías

de sobre-descargas por la demanda de CA. Esto se conoce a menudo como desconexión por bajo voltaje (LVD).

- **Capacidad de suministro de corriente de gran intensidad para las cargas de respaldo (Luminaria, aulas, laboratorios etc):** El inversor debe ser capaz de proporcionar la alta corriente requerida para el arranque de motores o el funcionamiento simultáneo de cargas desde el panel de respaldo cuando la red no esté en funcionamiento.
- **Encendido y apagado automático del generador:** Si un generador se utiliza como una fuente de CA durante cortes de la energía, el inversor se puede programar para encender automáticamente el generador cuando las baterías llegan a un nivel bajo de carga. El inversor apagará el generador una vez que las baterías estén suficientemente cargadas. Esto se hace habitualmente con relés integrados o una salida auxiliar.
- **Centros de energía con desconectores y protección para la sobrecorriente:** Algunos inversores vienen instalados en centros integrados de energía que contienen los interruptores y los dispositivos para la protección de sobrecorriente apropiados.
- **Sellados o ventilados:** Los inversores pueden venir como unidades selladas o ventiladas. Las unidades selladas proporcionan protección contra climas agresivos y condiciones adversas tales como polvo, insectos y humedad.

Las unidades ventiladas proporcionan tener en un clima apropiado el inversor ya que en ambientes muy calurosos el inversor debe tener ventilación.

d. **INVERSORES AUTÓNOMOS**

Al escoger un inversor para un sistema autónomo, se debe tomar mucha importancia a las especificaciones técnicas y así escoger las características deseadas. Un inversor autónomo necesita ser versátil para cuantificar de

manera continua el ritmo de demanda, la entrada del generador, las cargas de baterías y las cargas de sobrecorriente.

d.1. Características ideales para un inversor autónomo

- **Alta capacidad de sobrecarga:** El inversor debe proporcionar una gran intensidad de corriente requerida por los motores para su arranque o accionar cargas simultáneas.
- **Advertencia o apagado automático cuando el nivel de carga de la batería es bajo:** El inversor debe contener circuitos que protejan las baterías de sobre descargas por la demanda de CA. Esto se conoce a menudo como desconexión por bajo voltaje (LVD- Low voltage disconnection),
- **Sellados o ventilados:** Los inversores pueden venir como unidades selladas o ventiladas. Las unidades selladas proporcionan protección contra climas agresivos y condiciones adversas tales como polvo, insectos y humedad. Las unidades ventiladas proporcionan tener en un clima apropiado el inversor ya que en ambientes muy calurosos el inversor debe tener ventilación
- **Capacidad para cargar las baterías:** Muchos sistemas FV tienen una fuente de energía de respaldo en corriente alterna, tal como un generador, para cargar las baterías durante períodos de radiación solar mínima, períodos de alto consumo de energía y la ecualización de las baterías. La capacidad del inversor para cargar las baterías permite que la fuente de CA cargue las baterías a través del inversor convirtiendo la CA en CD con un voltaje apropiado en lugar de usar un componente cargador de baterías separado.
- **Centros de energía con desconectores y protección para la sobrecorriente:** Algunos inversores vienen instalados en centros integrados de energía que contienen los interruptores y los dispositivos apropiados para la protección de sobrecorriente. En sistemas autónomos cierto tipo de cargas

pueden causar problemas en algunos inversores. Las cargas muy pequeñas pueden ser menores que el "punto de encendido" del inversor. Los inversores con (standby) modo de espera o modo de suspensión no se encienden hasta que reciben una cierta potencia. También, ciertas computadoras y dispositivos electrónicos no representan una carga hasta que la línea de demanda está disponible. Es decir el inversor está en espera de una carga, y la carga en espera del inversor.

2.8. EMISIONES DE CO₂

En base a este principio el Gobierno Nacional, en todos sus sectores estratégicos tiene políticas, de reducción de gases de efecto invernadero, para lo cual el Sector Eléctrico se encuentra impulsando el desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos y de energías renovables, los que pueden participar en el Mercado Mundial de Carbono, a fin de promover el desarrollo sostenible y aprovechar posibles ingresos adicionales que permitan complementar su gestión financiera. Bajo esta perspectiva, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable –MEER- conjuntamente con el Ministerio del Ambiente –MAE- buscan la participación de los proyectos en este mercado.

Dentro del marco del acuerdo Interministerial suscrito el 16 de diciembre de 2010, se establece la creación de la COMISIÓN TÉCNICA DE DETERMINACIÓN DE FACTORES DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO -CTFE-, para el Sector Eléctrico Ecuatoriano, la misma que será responsable de desarrollar el cálculo del Factor de Emisión de CO₂. La CTFE presenta en este documento el Factor de Emisión de CO₂ para el Sistema Nacional Interconectado -SNI- al año 2012 en base a los datos de operación de los años 2009, 2010, 2011 y 2012. No se encontró información más reciente del factor de emisión de CO₂ en el sitio web del CENACE.

En el 2016 entrarán a operar ocho grandes proyectos hidroeléctricos que construye el gobierno nacional, en todo el país. Se trata de Coca-Codo-Sinclair, Sopladora, Minas-San Francisco, Delsintanisagua, Manduriacu, Mazar-Dudas, Toachi-Pilatón y Quijos por lo que el factor de emisión de CO₂ se modificara [27].

CAPÍTULO III

DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

3.1. INTRODUCCIÓN

Una vez realizada la investigación teórica (Capítulo 2), se realizará los cálculos adecuados para la instalación fotovoltaica y se realiza un manual de instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red (Anexo M).

3.2. SITUACIÓN Y LOCALIZACIÓN

La edificación está situada en la Provincia de Cotopaxi, Parroquia Belisario Quevedo, las coordenadas geográficas aproximadas del edificio son:

- ✓ Altitud: 2740 msnm.
- ✓ Latitud: 0°59'53" S
- ✓ Longitud: 78° 39' 53" O

Mediante ayuda de Google Earth, se determina por coordenadas ingresadas la localización del proyecto a efectuarse. La Figura 3.1, Figura 3.2 muestra la coordenada 0°59'53" latitud Sur.



Figura 3.1: Localización geográfica del Nuevo Campus de la ESPE - Extensión Latacunga

Fuente: earth.google.es



Fuente: espe.edu.ec

Figura 3.2 Nuevo Campus de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE-Extensión Latacunga.

El área total de terreno es 38 hectáreas, en las faldas del Cerro Putzalahua, a 8 Km del actual Campus ubicado en el Centro Histórico. Se proyecta acoger a 15.000 estudiantes con centros de investigación, laboratorios, talleres con tecnología de vanguardia, infraestructura deportiva entre otros.

Los bloques de aulas estarán compuestos por dos edificios el bloque de aulas (A, B) y el bloque de aulas (C, D) cada bloque de aulas estará emplazado en un área individual de 2800 m² dando un total de 5600 m².

Cada edificio de aulas dispondrá de 10 salones de clases por piso con capacidades de 17, 23 y 35 estudiantes, con un total de 260 personas por planta. La capacidad total de los edificios de aulas es para 2.080 estudiantes. Además, la construcción cuenta con un área de control para voz y datos en cada piso, un sistema de control de incendios y se implementará la circulación vertical mecánica para el uso de personas con discapacidad, mediante dos ascensores.

3.3. DEMANDA DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE - EXTENSIÓN LATACUNGA

El nuevo campus de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE - Extensión Latacunga tendrá las mismas características técnicas de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE – Matriz la misma que tiene una potencia instalada de 1.832,5 (kVA) y una demanda máxima medida de 760,00 (kVA), por datos de las planillas pagadas a la EEQSA en un año de referencia (2011) estos datos fueron referenciados del estudio realizado en la ESPE- Matriz en el año (2012) [28].

Como la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE - Extensión Latacunga tiene una proyección de la suma de toda la potencia de los transformadores de 1.275 (kVA) esta proyección fue consultada en los datos del contratista del proyecto, se estima que la universidad dispondrá de una demanda máxima proyectada utilizada 528,71,68 (kVA) (La demanda máxima proyectada se realiza con ayuda del estudio realizado en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE- Matriz en el año (2012) [28].

La estimación de las demandas máximas proyectadas en cada uno de los edificios de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE - Extensión Latacunga fue concebida con ayuda de las demandas de los edificios de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE- Matriz las cuales fueron consultadas en el estudio realizado en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE – Matriz en el año (2012) como se indica en la Tabla 3.1.

3.4. ROPUESTA

En función del análisis de la tabla 3.1 y () los dos edificios de aulas son los más aptos para incorporar el sistema de generación fotovoltaico ya que por su área, su ubicación, la forma de la terraza son óptimos, por todo lo ya mencionado se decide realizar el diseño para una instalación de 500 kW de generación fotovoltaica dividida en 250 kW instalados en el bloque de aulas A, B y 250 kW instalados en el bloque de aulas C, D. Con una proyección de consumo de energía eléctrica de 512.851,22 kWh para el bloque de aulas A, B y un consumo de energía eléctrica de 341.900,81 kWh para el bloque de aulas C, D y un dando un total de 854,75 kWh anuales como expresa la tabla 3.1

3.5. ÁREA DISPONIBLE PARA LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

En la actualidad la ESPE - Extensión Latacunga tiene construido un solo edificio de aulas dividido en el bloque A y en el bloque B y posteriormente se tiene previsto la construcción de un edificio de iguales características estructurales con bloques de aulas C, D, la terraza de los edificios posee una área de 2800 m² individualmente y en conjunto poseen un área de 5600 m² como se indica en la Figura 3.3. El panel FV se puede dimensionar de muchas formas dependiendo de la disponibilidad de área. Para nuestro sistema fotovoltaico se proyecta usar el área marcada en la Figura 3.3 para la colocación de los paneles fotovoltaicos en los dos edificios.

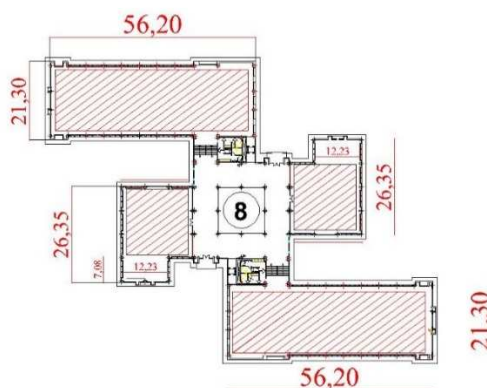


Figura 3.3: Dimensiones del bloque de aulas A, B y C, D.
Fuente: Autor.

3.6. SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para realizar el dimensionado de la instalación fotovoltaica, es necesario saber las características técnicas de los equipos que se proyecta emplear. Por lo anteriormente mencionado se selecciona módulos fotovoltaicos SIMAX 250WP 30 VDC como se expresa en la Tabla 3.2 ()

Tabla 3.2. Características del módulo Fotovoltaico

Potencia Máxima (Pm)	250±3%
Tensión de circuito abierto (Voc)	38,1 V
Tensión punto de máxima potencia (Vmp)	30,7
Corriente punto de máxima potencia (Imp)	8,15
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,8
Dimensiones (L*W*H)	1640*992*50(mm)
Máxima tensión del sistema	1000 V dc
Coeficiente de temperatura de Isc	0,036%/°C
Coeficiente de temperatura de Voc	-0,34%/°C
• Peso	21,5 kg

3.7. CÁLCULO DEL ARREGLO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PARA E BLOQUE DE AULAS AB y CD

Se debe calcular el número de filas en serie para cada arreglo del sistema fotovoltaico como indica la ecuación 3.1 [2] los datos utilizados en las ecuaciones se pueden encontrar en el (ANEXO D).

$$\# \text{ de filas} = \frac{V_{max \text{ in}}}{V_{oc \text{ Modulo}}} \quad \text{Ec 3.1}$$

Donde:

$V_{max \text{ in}}$ = Voltaje máximo de entrada al inversor.

$V_{oc \text{ Modulo}}$ = Voltaje de circuito abierto del panel fotovoltaico.

$$\# \text{ de filas} = \frac{825}{38,1}$$

$$\# \text{ de filas} = 21,6 \rightarrow 20$$

Se calcula también el número de columnas en paralelo con la ecuación 3.2 [2].

$$\# \text{ de columnas} = \frac{P_{inv}}{P_{Modulo} * \# \text{ de filas}} \quad \text{Ec 3.2}$$

Donde:

P_{inv} = corriente máxima de entrada al inversor.

P_{Modulo} = corriente cortocircuito del panel fotovoltaico.

$\# \text{ de filas}$ = Numero de filas

$$\# \text{ de columnas} = \frac{250kW}{250W * 20}$$

$$\# \text{ de columnas} = 50$$

Una vez finalizado el cálculo del número de filas y columnas del arreglo fotovoltaico, se debe verificar que los valores de las mismas no excedan los de entrada del inversor como indica la ecuación 3.12 y ecuación 3.13 respectivamente [2].

3.8. INCLINACIÓN DE LOS PANELES

La inclinación de los paneles es muy importante en un sistema fotovoltaico ya que dicha inclinación debe ser la óptima como expresa la ecuación 2.12 [2], ya que de esta depende que el módulo capte la mayor cantidad de radiación posible.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69|\phi|$$

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69|0^{\circ}59'53'' \text{ S} |$$

$$\beta_{opt} = 4,38 \rightarrow 5^{\circ}$$

La inclinación de 5° es una inclinación muy pequeña, se debe tomar en cuenta que el sistema fotovoltaico va a soportar condiciones externas como humedad y principalmente de lluvia por lo tanto se aumenta el ángulo de inclinación a 10° [29].

3.9. ORIENTACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

Teniendo en cuenta que la trayectoria del Sol durante un día es de Este a Oeste, pero la trayectoria durante un año es de Norte a Sur como indica la Figura 3.4 se requiere que los paneles fijos se coloquen inclinados hacia el Sur como indica la Figura 3.5. El ángulo óptimo del panel debe ser de 10° para garantizar el mejor aprovechamiento de la radiación, en Ecuador la inclinación de los paneles no será mayor a 15° [2].

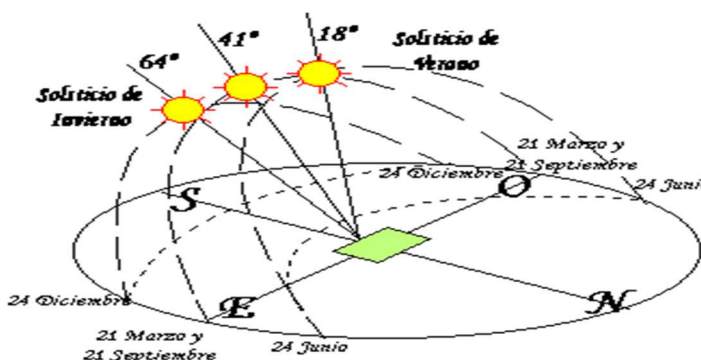


Figura 3.4. Trayectoria del sol.

Fuente: fresno.pntic.mec.es/.

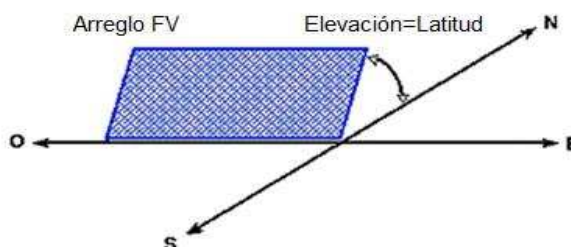


Figura 3.5: Orientación de la estructura fija para maximizar la captación de radiación solar a lo largo del año.

Fuente: <http://solar.nmsu.edu/>.

3.10. DISTANCIA ENTRE PANELES

La distancia entre paneles o arreglo de paneles se establece de tal forma que al medio día, la sombra de la arista superior del panel se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior del panel siguiente, así como se indica en la Figura 3.6 [2].

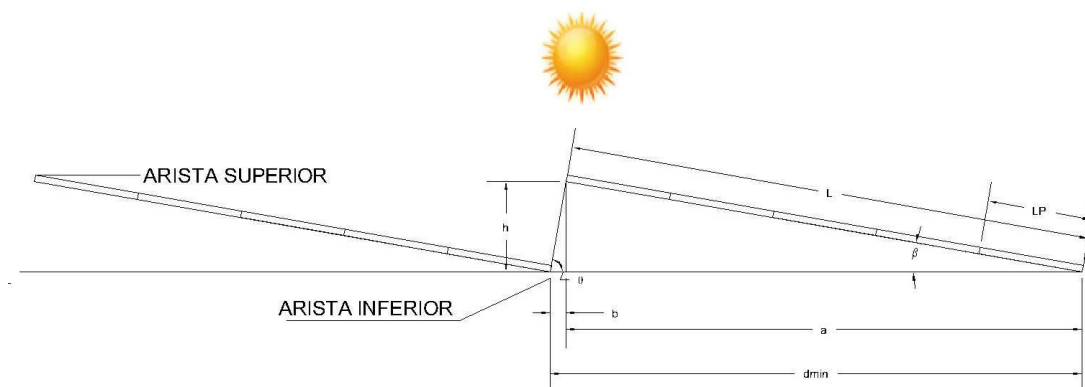


Figura 3.6: Distancia entre Paneles

Fuente: ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica

Dónde:

d_{\min} : Distancia mínima entre aristas inferiores de paneles para evitar sombras, m.

L: Longitud del panel (Distancia de columna de módulos en paralelo), m.

h: Altura solar al medio día, m.

β : Grado de inclinación del panel respecto a la horizontal, °.

θ : Ángulo de la sombra respecto a la horizontal, °.

a: Distancia de la arista inferior de un panel a la arista inferior del otro, m.

b: Distancia de la arista inferior a la arista superior con respecto a la horizontal, m.

Una vez obtenido el grado de inclinación del panel que es 10° y la longitud del arreglo fotovoltaico ($L= 4,96 \text{ m}$), se calcula la altura solar al medio día como expresa la ecuación 3.3.

$$h = \sin \beta * L \quad \text{Ec 3.3}$$

$$h = (\sin 10^\circ)(4,96 \text{ m})$$

$$h = 0,861 \text{ m}$$

Con los mismos datos se calcula la distancia “b” como expresa la ecuación 3.4.

$$b = \cos \beta * L \quad \text{Ec 3.4}$$

$$b = (\cos 10^\circ)(4,96 \text{ m})$$

$$b = 4,885 \text{ m}$$

Considerando el ángulo de inclinación del arreglo fotovoltaico y los ángulos rectos que se forman, se complementan los demás ángulos y se determina que el ángulo θ es de 80° . Enseguida se calcula la distancia “a”, utilizando como dato la altura (h) de la ecuación 3.3 y el ángulo θ como se indica en la ecuación 3.5.

$$a = \frac{h}{\tan \theta} \quad \text{Ec 3.5}$$

$$a = \frac{0,861 \text{ m}}{\tan 80^\circ}$$

$$a = 0,152 \text{ m}$$

Por último se suma la distancia “a” más la distancia “b” para obtener la distancia mínima entre aristas inferiores de paneles o arreglo fotovoltaico, para evitar la sombra sobre otro panel como indica la ecuación 3.6.

$$d_{\text{mín}} = a + b \quad \text{Ec 3.6}$$

$$d_{\min} = 0,152 \text{ m} + 4,885 \text{ m}$$

$$d_{\min} = 5,03 \text{ m}$$

Por lo que la distancia entre las aristas inferiores tiene que ser igual o mayor a 5,03 m como indica la Figura 3.7.

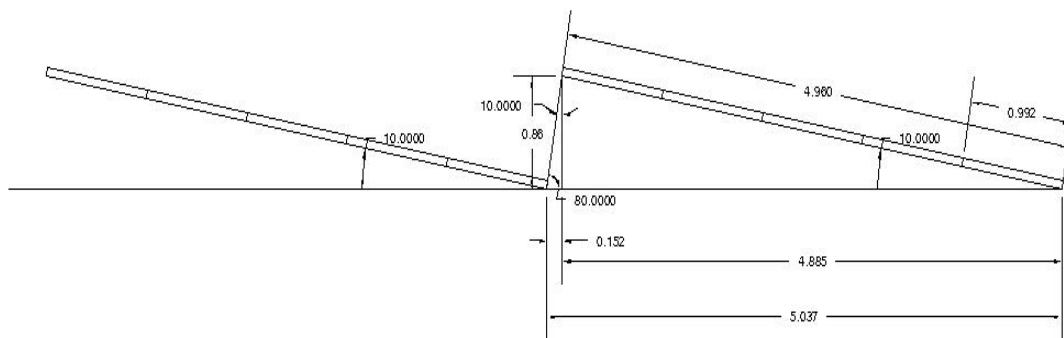


Figura 3.7: Distancia entre aristas inferiores

Fuente: Autor

Si los arreglos fotovoltaicos se pusieran en posición horizontal la distancia que debe de haber entre el final de un panel o arreglo fotovoltaico y el inicio de otro (d) es igual a d_{\min} menos la distancia del módulo (L), por lo que la distancia (d) es igual a 0,07 m como se indica en la Figura 3. 8 y ecuación 3.7

$$d = d_{\min} - L \quad \text{Ec 3.7}$$

$$d = 5,03 \text{ m} - 4,96 \text{ m}$$

$$d = 0,07 \text{ m}$$

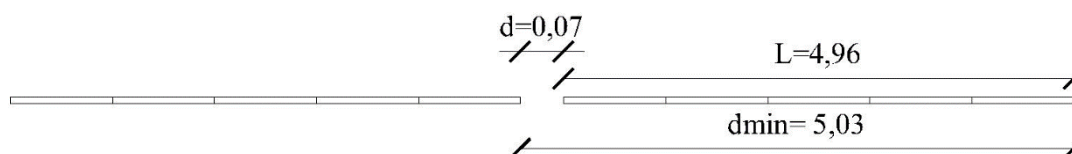


Figura 3. 8: Distancia entre paneles

Fuente: Autor

3.11. ÁREA EFECTIVA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Con las dimensiones de los módulos fotovoltaicos que se expresa en la Tabla 3.2, se proyecta su ubicación como muestra la Figura 3.9 y () de tal manera que no rebase el área disponible, tomando en cuenta como recomendación que el número de paneles que se pueden conectar en serie son 20 por fila y en paralelo 4 por columna del arreglo fotovoltaico.

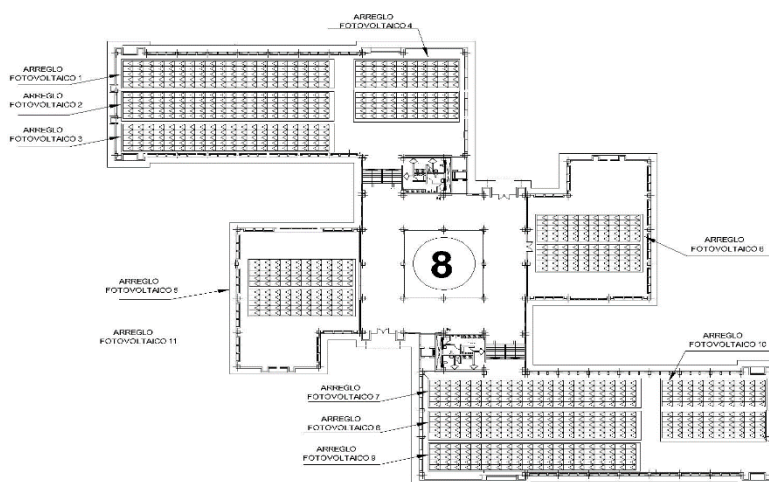


Figura 3.9: Ubicación de los módulos en la terraza del bloque de aulas (A, B) (C,D) de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE - Extensión Latacunga.

Fuente: Autor.

Se instalarán 100 paneles por arreglo fotovoltaico como se indica en la Figura 3.9 y (Anexo K), dando un total de 10 arreglos fotovoltaicos por cada edificio de aulas para conectarlos entre sí y así obtener las condiciones de entrada de cada inversor, además se observa que se tendrían 1000 módulos en el bloque de aulas (A,B) y 1000 módulos en el bloque de aulas (C,D) obteniendo 2000 módulos en total para el sistema fotovoltaico. Para asegurar que el área disponible es adecuada para la instalación de los arreglos fotovoltaicos se hace la siguiente comprobación utilizando la ecuación 3.8 [30] con ayuda de las dimensiones del edificio y las áreas de los módulos.

$$\text{Área del techo de los dos edificios}(A,B)(C,D) = 5600 \text{ m}^2$$

$$\text{Área total del sistema FV} = \text{Área del módulo FV} * \# \text{ total de paneles} \quad \text{Ec 3.8}$$

$$\text{Área total del sistema FV} = 1,62688 \text{ m}^2 * 2000 \text{ módulos}$$

$$\text{Área total del sistema FV} = 3253 \text{ m}^2$$

$$\text{Área del techo de los dos edificios}(A,B)(C,D) > \text{Área total del sistema FV}$$

Si cumple los rangos

3.12. CÁLCULO CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA

Se debe tomar en cuenta que el sistema fotovoltaico está dividido en 10 ramales de iguales características para el bloque de aulas A,B y C,D los cuales entran al inversor para posteriormente bajar el cableado hasta tablero de distribución del sistema fotovoltaico situado en el primer piso, y a continuación conectarlo al transformador que su proyección es situarlo también en el primer piso.

El cableado utilizado en todo el sistema fotovoltaico será de cobre, flexible, con una tensión asignada de CA: 0,6/1kV · CC: 1,8 kV. Los cables indicados para el SFCR son los cables tipo PV ZZ-F (AS) () de la marca TOPSOLAR como se indica en la Figura 3.10 ya que las propiedades que ofrecen los convierten en los ideales para aplicaciones fotovoltaicas.



Figura 3.10: Cables tipo PV ZZ-F (AS)

Fuente: topcable.com

Estos cables soportan temperaturas extremas, humedad, acciones químicas, servicios móviles. Todo ello garantizando las máximas prestaciones de seguridad en caso de incendio. Los cables tipo PV ZZ-F (AS) () para paneles solares son de muy fácil instalación y ofrecen un rendimiento alto y fiabilidad a largo plazo en instalaciones fotovoltaicas, estos cables

unipolares con doble aislamiento tienen capacidad para transportar corriente continua de hasta 1800 V de manera eficiente.

La prestación más demandada para un cable fotovoltaico es la de ofrecer una vida útil de al menos 25 años de perfecta funcionalidad, en cualquier instalación fotovoltaica que esté correctamente diseñada y en adecuadas condiciones de uso y mantenimiento.

Los cables que conexionan cada panel con el siguiente en serie vienen determinados por el fabricante para una sección de 4 mm², donde para ello se utilizarán cables Multicontact MC4.

3.12.1. CRITERIO TÉRMICO PARA SELECCIONAR EL CABLE EN CC

Para el dimensionado del cable en función de la corriente máxima de salida del arreglo fotovoltaico, se va considerar el 125 % de la intensidad máxima de salida del arreglo fotovoltaico que va a transportar la línea de corriente continua, es como indica la ecuación 3.9 [31].

$$I_{max \text{ arreglo fotovoltaico}} = I_{mp(\text{arreglo fotovoltaico})} * 1,25 \quad \text{Ec 3.9}$$

$$I_{max \text{ arreglo fotovoltaico}} = 40,75A * 1,25$$

$$I_{max \text{ arreglo fotovoltaico}} = 50,93 A$$

Donde:

$I_{max \text{ arreglo fotovoltaico}}$ = Corriente máxima que va a transportar la línea.

$I_{mp(\text{arreglo fotovoltaico})}$ = Corriente máxima de todo el arreglo fotovoltaico.

1,25 = Factor de seguridad .

El cable que se proyecta utilizar soporta en condiciones extremas 55 A, por lo tanto la corriente máxima está dentro de los rangos que soporta el cable por esto y por todas las prestaciones ya mencionadas el cable tipo PV ZZ-F (AS) 4 mm² es perfecto para la instalación fotovoltaica.

3.12.2. CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN PARA SELECCIONAR EL CABLE EN CC

Para el cálculo del porcentaje de caída de tensión, se va a considerar el voltaje máximo del arreglo fotovoltaico y la caída de tensión como se indica en la ecuación 3.11 [31]. Aplicando esta ecuación, se obtendrá el porcentaje de caída de tensión que produce el conexionado del arreglo fotovoltaico hasta el inversor.

Antes de calcular la caída de voltaje se debe tomar en cuenta la resistividad del cable, la longitud del mismo, la corriente máxima que puede entregar el arreglo fotovoltaico y la sección del cable como se indica en la ecuación 3.10:

$$\Delta V = \frac{2 * \rho * L * I_{max \text{ arreglo fotovoltaico}}}{S} \quad \text{Ec 3.10}$$

$$\Delta V = \frac{2 \left(0,0176 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right) (20 \text{ m}) (50,93 \text{ A})}{4 \text{ mm}^2}$$

$$\Delta V = 8,96 \text{ V}$$

Donde:

ρ = Resistividad del cobre en $(\Omega \cdot \text{mm}^2)/\text{m}$.

L = Longitud en (m) del arreglo fotovoltaico al Inversor.

$I_{max \text{ arreglo fotovoltaico}}$ = Corriente máxima del arreglo fotovoltaico en amperios.(A)

S = sección en mm^2 .

Una vez se calculó la caída de tensión se procede a calcular la caída de tensión en porcentaje como expresa la ecuación 3.11.

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V_{mp \text{ Arreglo}}} \quad \text{Ec 3.11}$$

$$\% \Delta V = \frac{8,96 \text{ V}}{614 \text{ V}}$$

$$\% \Delta V = 1,5\%$$

Donde:

$\% \Delta V$ = Caída de tensión en porcentaje

ΔV = Caída de tensión (V)

$V_{mp\ Arreglo}$ = Voltaje máximo del arreglo fotovoltaico (V)

El cable que se proyecta utilizar desde el arreglo fotovoltaico al inversor, es PV ZZ-F 4 mm² (AS) de la marca TOPSOLAR (ANEXO F) y cumple con las condiciones de caída de tensión necesarias para su futura instalación.

3.12.3. RESUME DE LA CAÍDA DE VOLTAJE EN CORRIENTE CONTINUA EN EL BLOQUE DE AULAS (A,B) Y (C,D)

A continuación se presenta un resumen de la caída de voltaje en corriente continua de los bloques de aulas (A,B)(C,D) como se expresa Tabla 3.3 y Tabla 3.4.

Tabla 3.3 Resumen de la caída de voltaje ($\% \Delta v$) en corriente continua del bloque de aulas (A,B).

Arreglo Fotovoltaico	(ρ) Resistividad del cobre en ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	(L) Longitud en (m)	(I) Corriente máxima que va a transportar la línea en (A)	Sección en mm^2	Voltaje máximo del arreglo fotovoltaico en (V)	(ΔV) caída de voltaje	($\% \Delta V$) caída de voltaje en porcentaje
1	0,0176	20,00	50,93	4	614,00	8,96	1,5%
2	0,0176	15,00	50,93	4	614,00	6,72	1,1%
3	0,0176	14,00	50,93	4	614,00	6,27	1,0%
4	0,0176	14,00	50,93	4	614,00	6,27	1,0%
5	0,0176	15,00	50,93	4	614,00	6,72	1,1%
6	0,0176	15,00	50,93	4	614,00	6,72	1,1%
7	0,0176	20,00	50,93	4	614,00	8,96	1,5%
8	0,0176	15,00	50,93	4	614,00	6,72	1,1%
9	0,0176	14,00	50,93	4	675,54	6,27	0,9%
10	0,0176	14,00	50,93	4	675,54	6,27	0,9%

Fuente: Autor

Tabla 3.4 Resumen de la caída de voltaje ($\% \Delta v$) en corriente continua del bloque de aulas (A,B).

Arreglo Fotovoltaico	(ρ)Resistividad del cobre en ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	(L) Longitud en (m)	(I)Corriente máxima que va a transportar la línea en (A)	Sección en mm^2	Voltaje máximo del arreglo fotovoltaico en (V)	(ΔV) caída de voltaje	($\% \Delta V$) caída de voltaje en porcentaje
1	0,0176	20,00	50,93	4	614,00	8,96	1,5%
2	0,0176	15,00	50,93	4	614,00	6,72	1,1%
3	0,0176	14,00	50,93	4	614,00	6,27	1,0%
4	0,0176	14,00	50,93	4	614,00	6,27	1,0%
5	0,0176	15,00	50,93	4	614,00	6,72	1,1%
6	0,0176	15,00	50,93	4	614,00	6,72	1,1%
7	0,0176	20,00	50,93	4	614,00	8,96	1,5%
8	0,0176	15,00	50,93	4	614,00	6,72	1,1%
9	0,0176	14,00	50,93	4	675,54	6,27	0,9%
10	0,0176	14,00	50,93	4	675,54	6,27	0,9%

Fuente: Autor

3.13. SELECCIÓN DEL INVERSOR

La mejor opción para uso en plantas solares de medianas y grandes dimensiones son los inversores centrales ABB que hacen gala de un alto rendimiento.

Con un control optimizado y preciso del sistema y un algoritmo de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT), que se asegura que los módulos solares entreguen la máxima cantidad de energía a la red eléctrica.

Sus principales características son la Alta eficiencia, un diseño modular y compacto, amplia protección de los lados de CC y CA, y compensación del factor de potencia. Otra ventaja de los inversores ABB es su instalación rápida y sencilla

Tabla 3.5 Características del Inversor

Datos técnicos	PVS800-57-0315kw-B
Valores de entrada	
Potencia nominal de CC	250kW
Rango de tensión MPP	450 V – 825 V
Tensión máx. de CC	1000 V
Corriente continua máx.	600 A
No. de entradas de CC	10
Parámetros de salida	
Potencia nominal de CA	250 kW
Tensión nominal de CA	300 V
Corriente nominal de CA	485 A
Frecuencia de red de CA 50 Hz	•
Frecuencia de red de CA 60 Hz	•
Rendimiento máximo	98%
Coeficiente de distorsión máx.	< 3 %

Fuente: Autor

Una vez seleccionado el inversor para el sistema fotovoltaico se debe verificar si cumple los rangos de entrada al mismo como se expresa en la ecuación 3.12 y ecuación 3.13.

$$\# \text{ de filas} * V_{mp}(\text{Modulo}) \leq \text{tencion nominal de entrada al inversor} \quad \text{Ec 3.12}$$

$$20 * 30,7V \leq 450V \text{ a } 825 V$$

$$614 \leq 450V \text{ a } 825 V$$

Si Cumple Los Rangos

$$\# \text{ columnas de todos los arreglos fotovoltaicos} * I_{mp}(\text{Modulo}) \leq$$

$$\text{Corriente nominal de entrada al inversor}$$

Ec 3.13

$$50 * 8,15 \leq 600$$

$$407,5 \leq 600$$

Si Cumple Los Rangos

3.14. NUMERO DE INVERSORES

Se proyecta que para cada bloque de aulas se instalara 250 kW de generación fotovoltaica, se necesita 1000 paneles de la marca SIMAX 250WP 30 VDC, para el bloque de aulas (A,B) y 1000 paneles para el bloque de aulas (C,D) , dando un total de 2000 paneles para un sistema fotovoltaico de 500 kW como indica la ecuación 3.14 [2].

$$\# \text{ de inversores} = \frac{\# \text{modulos del sistema FV}}{\# \text{modulos del arreglo}} \quad \text{Ec 3.14}$$

$$\# \text{ de inversores} = \frac{2000}{1000}$$

$$\# \text{ de inversores} = 2$$

3.14.1 CÁLCULOS DE CABLEADOS DE CORRIENTE ALTERNA

Desde los inversores, que se proyecta situar en el cuarto de control del cuarto piso del bloque de aulas (A,B)(C,D) saldrán líneas trifásicas hasta el tablero de distribución del sistema fotovoltaico situado en el primer piso para posteriormente conectarlo con el transformador y como paso siguiente conectarlo con el tablero de distribución de baja tensión,

a. CRITERIO TÉRMICO PARA SELECCIONAR EL CABLE EN CA

Para la selección del cableado por criterio térmico se proyecta situar los inversores en el cuarto de control del cuarto piso, de donde saldrá un sistema trifásico de 300 V con neutro hasta el tablero de distribución del sistema fotovoltaico que se proyecta estará en primer piso del bloque de aulas. El tipo de cable que se proyecta utiliza será, PV ZZ-F (AS) () de la marca TOPSOLAR instalados vía canaleta.

El valor de cálculo de la intensidad máxima en régimen permanente para un sistema trifásico se obtiene con la ecuación 3.15.

$$I_{max} = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \phi} \quad \text{Ec 3.15}$$

$$I_{max} = \frac{250000 \text{ W}}{\sqrt{3} (300\text{V})(0,85)}$$

$$I_{max} = 566,02 \text{ A}$$

Donde

I_{max} =Intensidad máxima (A)

P =Potencia en watos (W)

V =Tensión en voltios (300 V)

$\cos \phi$ =Factor de potencia

El cable que se proyecta utilizar desde el arreglo fotovoltaico al inversor es de tipo, POWERFLEX RV-K () 240 mm² de la marca TOPSOLAR cumple con el criterio de calentamiento ya que soporta una corriente de 607A

b. CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN PARA SELECCIONAR EL CABLE EN CA

Para el cálculo de la caída de tensión en CA se va a considerar la corriente máxima como indica la ecuación 3.15 [31], la longitud del cuarto de control a el tablero de distribución del sistema fotovoltaico y una variación de voltaje que viene dada por el fabricante del cable (ANEXO F) como indica la ecuación 3.16

$$\Delta V = \Delta V_{por \text{ tabla del fabricante}} * I_{max} * L \quad \text{Ec 3.16}$$

$$\Delta V = \left(0,178 \frac{\text{V}}{\text{A.Km}} \right) * 566,02 * \left(18 \text{ m} * \frac{1 \text{ Km}}{1000 \text{ m}} \right)$$

$$\Delta V = 1,81\text{V}$$

Donde:

ΔV = Caída de tensión (V)

$\Delta V_{por\ tabla\ del\ fabricante}$ = Caída de tensión por tablas del fabricante (V/A.Km)

I_{max} =Intensidad máxima (A)

L = Longitud en (m) del inversor al tablero de distribución del sistema fotovoltaico

Una vez realizado el cálculo de caída de tensión (ΔV) se procede a calcular el porcentaje de caída de tensión ($\% \Delta V$) como expresa la ecuación 3.17.

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V_{salida\ del\ inversor}} \quad \text{Ec 3.17}$$

$$\% \Delta V = \frac{1,81V}{300V}$$

$$\% \Delta V = 0,6\%$$

Donde:

$\% \Delta V$ = Porcentaje de caída de tensión

ΔV = Caída de tensión en voltios (V)

V = voltaje de salida del inversor (V)

El cable de tipo, POWERFLEX RV-K () 240 mm² de la marca TOPSOLAR cumple con el criterio de caída de voltaje al no superar el 3%.

c. RESUME DE LA CAÍDA DE VOLTAJE EN CORRIENTE ALTERNA EN EL BLOQUE DE AULAS (A,B) Y (C,D)

A continuación se presenta un resumen de la caída de voltaje en corriente alterna de los bloques de aulas (A,B)(C,D) como se expresa Tabla 3.6 y Tabla 3.7 respectivamente.

Tabla 3.6 Resumen de la caída de Voltaje ($\% \Delta V$) en corriente alterna del bloque de aulas (A,B).

Arreglo Fotovoltaico	Sección en mm ²	ΔV Caída de tensión por tablas del fabricante (V/A.Km)	(L) Longitud en (km)	(I)Corriente máxima que va a transportar la línea en (A)	Voltaje de salida del inversor (V)	(ΔV) Caída de voltaje	($\% \Delta V$) Caída de voltaje en porcentaje
1	240	0,178	0,018	566,02	300,00	1,81	0,60%

Fuente: Autor.

Tabla 3. 7 Resumen de la caída de Voltaje ($\% \Delta V$) en corriente alterna del bloque de aulas (C,D)

Arreglo Fotovoltaico	Sección en mm ²	ΔV Caída de tensión por tablas del fabricante (V/A.Km)	(L) Longitud en (km)	(I)Corriente máxima que va a transportar la línea en (A)	Voltaje de salida del inversor (V)	(ΔV) Caída de voltaje	($\% \Delta V$) Caída de voltaje en porcentaje
1	240	0,178	0,018	566,02	300,00	1,81	0,60%

Fuente: Autor.

3.15. SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

Como el voltaje que sale de los inversores del sistema fotovoltaico trabaja a un voltaje línea –línea de 300 V no se puede conectar directamente al tablero de distribución del edificio, ya que los bloques de aulas trabajan a un voltaje línea –línea de 220 V, es necesaria la selección de un transformador para el bloque de aulas (A, B,) y para el bloque de aulas (C, D,).

3.15.1. SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PARA EL BLOQUE DE AULAS (A,B,)

Como primer paso para poder calcular la potencia del transformador se debe conocer la corriente máxima que consumirá la carga del bloque de aulas A, B como expresa la ecuación 3.18.

$$I_{\max Carga} = \frac{D_{\max(En Potencia)}}{\sqrt{3}V_{LL}} \quad \text{Ec. 3.18}$$

$$I_{\max Carga} = \frac{225kVA}{\sqrt{3}(220V)}$$

$$I_{\max Carga} = 590,47 \text{ A}$$

Donde:

$I_{\max Carga}$ = Corriente máxima que consumirá la carga.

$D_{\max(En Potencia)}$ = Demanda máxima que consumirá la carga del bloque de aulas A, B.

V_{LL} = Voltaje línea a línea.

Una vez calculada la corriente máxima que consumirá la carga se procede a calcular la potencia del transformador como expresa la ecuación 3.19

$$S = \sqrt{3} * (V_{LL}) * (I_{\max Carga} + (I_{\max Carga} * 0,30)) \quad \text{Ec. 3.19}$$

$$S = \sqrt{3} * (220V) * (590,47 + (590,47 * 0,30))$$

$$S = 292,49 \text{ kVA} \rightarrow 300\text{kVA} \rightarrow 255\text{kW}$$

Como la potencia que suministra en sistema fotovoltaico es de 250 kw es necesario aumentar la potencia del transformador en un 33% es decir 399 kVA → 400kVA

Donde:

S= Potencia del transformador (kVA)

V_{LL} = Voltaje del sistema línea a línea

$I_{\max Carga}$ = Corriente máxima que consumirá la carga.

3.15.2. SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PARA EL BLOQUE DE AULAS (C,D,)

Como primer paso para poder calcular la potencia del transformador se debe conocer la corriente máxima que consumirá la carga del bloque de aulas C, D como expresa la ecuación 3.2.

$$I_{\max Carga} = \frac{D_{\max(En Potncia)}}{\sqrt{3}V_{LL}} \quad \text{Ec. 3.20}$$

$$I_{\max Carga} = \frac{150kVA}{\sqrt{3}(220V)}$$

$$I_{\max Carga} = 393,64 A$$

Donde:

$I_{\max Carga}$ = Corriente máxima que consumirá la carga.

$D_{\max(En Potncia)}$ = Demanda máxima que consumirá la carga del bloque de aulas C, D.

V_{LL} = Voltaje línea a línea.

Una vez calculada la corriente máxima que consumirá la carga se procede a calcular la potencia del transformador como expresa la ecuación 3.21

$$S = \sqrt{3} * (V_{LL}) * (I_{\max Carga} + (I_{\max Carga} * 0,30)) \quad \text{Ec. 3.21}$$

$$S = \sqrt{3} * (220V) * (393,64 + (393,64 * 0,30))$$

$$S = 194,99 kVA \rightarrow 250kVA$$

Como la potencia que suministra en sistema fotovoltaico es de 250 kw es necesario aumentar la potencia del transformador en un 60% es decir 400 kVA

Donde:

S= Potencia del transformador (kVA)

V_{LL} = Voltaje del sistema línea a línea

$I_{\max Carga}$ = Corriente máxima que consumirá la carga.

3.16. DIAGRAMA DE CONEXIÓN DE LOS MÓDULOS FV

La conexión de los módulos del panel a utilizar se hace de la siguiente manera, se tiene un arreglo de 100 módulos los cuales están divididos en 5 filas de 20 módulos fotovoltaicos conectados en serie y a la vez en paralelo por lo que el arreglo fotovoltaico se encuentra en conexión mixta como se muestra en la Figura 3.11 y (Anexo K).

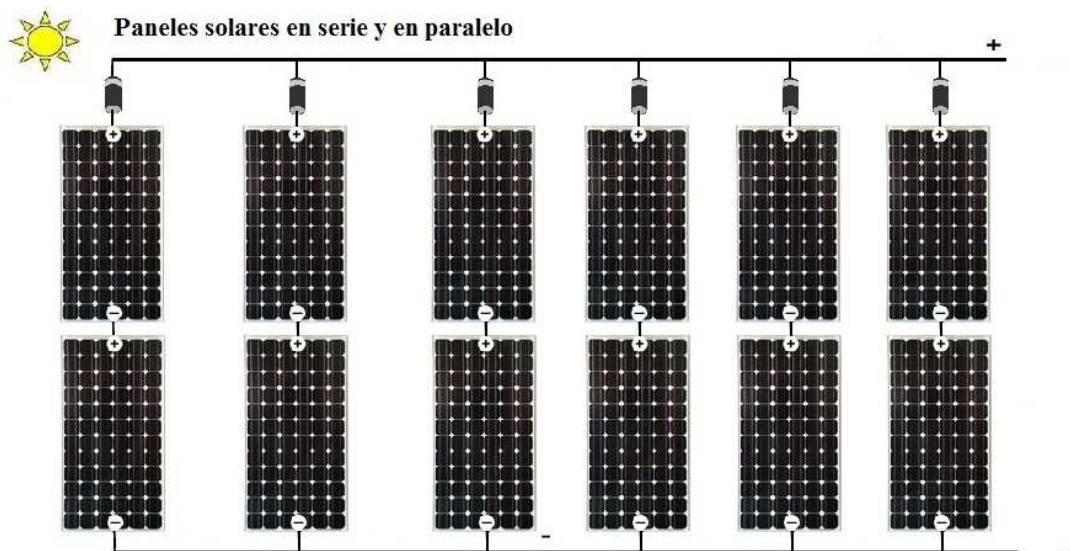


Figura 3.11: Conexión del panel FV

Fuente: Autor

3.17. CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA ANUALMENTE

La energía producida por el sistema fotovoltaico en un período anual puede ser estimada, de forma aproximada, con la ecuación 3.22 [2].

Como se expresa en la ecuación 3.22 la potencia fotovoltaica instalada en los dos edificios de aulas (A,B)(C,D) es de 500 kW, con una G_{efa} que es el resultado del estudio de radiación que se realizó en la universidad, el PR o rendimiento del sistema es producto del análisis de distintos sistemas fotovoltaicos [2].

El uso del cálculo de la energía anual es muy importante, ya que una vez calculada la energía producida se puede multiplicar por un valor monetario y con esto saber qué porcentaje de ahorro o venta se ha logrado anualmente.

$$E_{ac} = P^* \cdot \frac{G_{efa}}{G_{stc}} \cdot (PR) \cdot (1 - FS) \quad \text{Ec 3.22}$$

$$E_{ac} = (500kw) \cdot \frac{1615,84 \frac{kwh}{m^2}}{1 \frac{kW}{m^2}} \cdot (0.74) \cdot (1 - 0.04)$$

$$E_{ac} = 573.947,83 \text{ kwh Anual}$$

Donde:

E_{ac} = Es la energía producida anual (kWh).

P^* = Potencia nominal del generador FV (W).

G_{efa} = Irradiación efectiva anual incidente en el plano del generador (kWh/m²).

G_{stc} = Irradiación en condiciones estándar de medida (1 kW/ m² constante).

PR = rendimiento del sistema o performance ratio.

FS = factor de sombras.

En el presente proyecto el sistema fotovoltaico está dividido en dos sistemas fotovoltaicos de 250 kW para el bloque de aulas A, B, y 250 kW para el bloque de aulas C, D, individualmente producirán una energía anual de 286.973,91 kWh y en total 573.947,83 kWh Anual.

Como en el Ecuador el precio del kWh sin preferencias tiene un precio de 10 ctv, se obtiene que anualmente se desplazaría un pago de la factura de un total de 45.915,83 (USD) y un promedio mensual de 3.826,31 (USD), este dinero disminuirá 4,81 % de la proyección del pago de la factura eléctrica consumida por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE - Extensión Latacunga como expresa la ecuación 3.23.

$$Prom_{mensual}(USD) = (E_{ac} * PRECIO_{kWh})/12 \quad \text{Ec 3.23}$$

$$Prom_{mensual}(USD) = (57.394,78 * 0,10 \text{ ctvs})/12$$

$$Prom_{mensual}(USD) = 4.782,90(USD)$$

Donde

$Prom_{mensual}(USD)$ = promedio mensual en dólares americanos (USD).

E_{ac} = Es la energía producida anual.

$PRECIO_{kWh}$ = Precio por el kWh (en Ecuador 10 ctvs de dólar).

3.18. AHORRO DE TONELADAS DE CO₂ EMITIDAS A LA ATMOSFERA

El sistema solar fotovoltaico ayuda a no contaminar el medio ambiente, con beneficios comunitarios universales, para el bienestar de los seres vivos. La implantación del sistema fotovoltaico renovable de energía repercute en la disminución de las emisiones de CO₂. Y por tanto la reducción de la contaminación atmosférica, del efecto invernadero y del cambio climático que de él se deriva. La instalación fotovoltaica conectada a la red no contamina ni química, ni electromagnética, ni acústicamente, siendo altamente recomendable para la conservación del medio ambiente, para esto se realiza el cálculo de toneladas de CO₂ que no serán emitidas al medio ambiente como lo indica la Ecuación 3.24

$$\text{Ahorro de Ton CO}_2 = EF_{grid,OM} * E_{ac} \quad \text{Ec 3.24}$$

$$\text{Ahorro de Ton CO}_2 = 0,5689 \text{ tCO}_2 * 573.947,83 \text{ kwh Anual}$$

$$\text{Ahorro de Ton CO}_2 = 338,05 \text{ (tCO}_2/\text{Año)}$$

Donde

Ahorro de Ton CO₂.

$EF_{grid,OM}$ = Factor de emisión CO₂.

E_{ac} = Es la energía producida anual (kWh).

3.19. FILOSOFÍA DE CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El sistema fotovoltaico está sujeto a diversos escenarios de operación, en los cuales la demanda de energía de la universidad disminuye y aumenta, el estudio de estos escenarios de operación permite conocer si el sistema es

deficitario o excedentario, a continuación se muestran los diversos escenarios de operación.

3.18.1 OPERACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE LUNES A VIERNES CUANDO LA UNIVERSIDAD ESTÁ EN CLASES NORMALES

El sistema fotovoltaico según el diseño planteado estará conectado en paralelo con la red y se proyecta que desplazará un 43 % y 64 % de energía en los bloques de aulas (A,B) (C,D) respectivamente como expresa la tabla 3.1 lo que permitirá a reducir el pago del consumo de electricidad, se debe tomar en cuenta que no todo el año la universidad está en funcionamiento, son 240 días al año, los fines de semana suman 104 días, días festivos suman 21, se estima que la universidad estará e al 100% de actividad en los bloques de aulas (A,B) , (C,D) en los días de lunes a viernes en clases normales.

Con la ayuda de la Tabla 3.8, Figura 3.12 y Figura 3.13 se observa que el sistema fotovoltaico es deficitario por lo tanto no existe excedente para la posible instalación del banco de baterías.

Tabla 3.8 Resumen de la energía consumida y generada por el sistema fotovoltaico de lunes a viernes (6am-6pm)

	ENERGIA CONSUMIDA DIARIA KWh 6am-6pm	NUMERO DE DÍAS DE LUNES A VIERNES	CONSUMO TOTAL (KWh)	GENERACIÓN FV DIARIA 6am-6pm	NUMERO DE DÍAS DE LUNES A VIERNES	GENERACIÓN TOTAL	PORCENTAJE DESPLAZADO 6am-6pm
Centro de transformación N.º 6 (Bloque de aulas A,B)	1.848,11	240	443.546,40	786,23	240	188.695,20	43%
Centro de transformación N.º 3 (Bloque de aulas C,D)	1.232,08	240	295.699,20	786,23	240	188.695,20	64%

Fuente: Autor

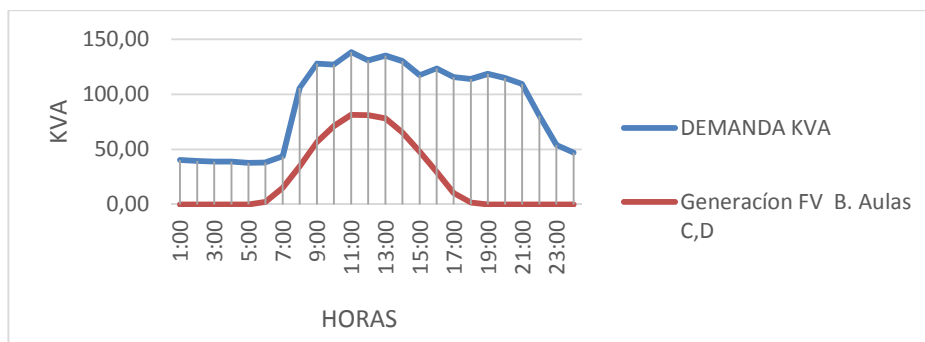


Figura 3.12 Demanda del edificio de aulas (C, D) VS la generación fotovoltaica

Fuente: Autor

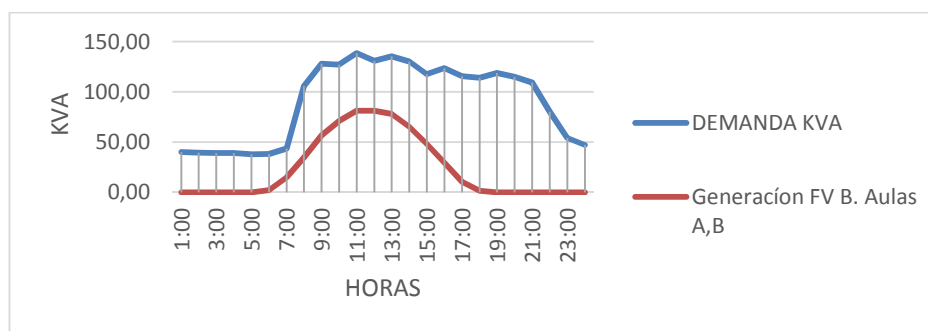


Figura 3.13 Demanda del edificio de aulas (A, B) VS la generación fotovoltaica

Fuente: Autor

3.18.2 OPERACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE SÁBADOS Y DOMINGOS CUANDO LA UNIVERSIDAD ESTÁ EN CLASES NORMALES

Como ya se mencionó con anterioridad el sistema fotovoltaico está conectado en paralelo con la red de bajo voltaje de la universidad, las actividades normales que se realizan en la universidad son de lunes a viernes, los fines de semana por la ausencia de estudiantes, personal administrativo etc.

La demanda de energía se reduce drásticamente y se estima que se reducirá en un 50 % de la demanda de un día típico en la universidad, dicha estimación fue realizada con la ayuda de la curva de carga realizada en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE – Matriz (2009) [32], a este 50%

se le debe sumar un 20 % mas ya que la cantidad de estudiantes que tiene la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE - Matriz es mucho mayor a la proyectada para en nuevo campus de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE – Extensión Latacunga, por esto se concluye que la demanda de energía se reducirá en un 70%.

Con la ayuda de la tabla 3.9 se puede concluir que existe excedente los fines de semana este excedente es de un total de 24.106,89 kwh para el bloque de aulas A, B, y 43.327,02 Kwh para el bloque de aulas C, D, dando un total de 67.433,91 kWh anuales los cuales podrían ser almacenados en un banco de baterías, ya que si no se utiliza esta energía los paneles fotovoltaicos podrían dañarse, el uso de esta energía almacenada puede utilizarse el mismo fin de semana a las horas que no exista radiación solar para la generación fotovoltaica, se recomienda que la energía almacenada en el banco de baterías se utilizada en la carga de iluminación del bloque de aulas.

Para esto también es necesaria la colocación de un controlador de carga que evitara que la batería se sobrecargue por el sistema fotovoltaico ya que un controlador de carga fotovoltaico observa constantemente el voltaje de la batería, cuando las baterías están completamente cargadas el controlador disminuirá o detendrá la cantidad de corriente que circule desde el arreglo fotovoltaico a la batería.

Como expresa la tabla 3.1 se proyecta una demanda máxima de 225 kVA para el bloque de aulas A, B, y 150 kVA para el bloque de aulas C,D, con este consumo de potencia y durante un periodo estimado de 3 horas se calcula que el consumo de energía en el bloque de aulas A,B, es de 573.750 kWh y para el bloque de aulas C,D, 382.500kWh con estos datos se podrá dimensionar el banco de baterías que necesita cada bloque como expresa la ecuación 3.25

$$Prom. Diario Ah = \frac{\frac{Energia consumida AC}{\eta_{inversor}} + Energia consumida DC}{V_{CC sistema}} \quad Ec 3.25$$

$$Prom. Diario Ah = \frac{\frac{(573.750,00 \frac{kWh}{dia})}{0,98} + 0}{614}$$

$$Prom. Diario Ah = 953Ah$$

Donde:

Prom. Diario Ah = Promedio diario en (Ah).

Energía consumida AC = Energía consumida en corriente alterna.

$\eta_{inversor}$ = Rendimiento del inversor.

Energía consumida CC = Energía consumida en corriente continua.

$V_{CC sistema}$ = Voltaje del sistema fotovoltaico en corriente continúa.

Una vez calculado el promedio diario de amperios hora se procede a calcular el número de baterías en paralelo como expresa la ecuación 3.26

$$Bat_{paralelo} = \frac{\frac{Prom. Diario Ah * Dias_{Autonomia}}{Lim_{Descarga}}}{Capacidad Ah_{Bateria}} \quad Ec 3.26$$

$$Bat_{paralelo} = \frac{\frac{953 Ah * 1 dia}{0,8}}{198Ah}$$

$$Bat_{paralelo} = 6$$

Donde:

$Bat_{paralelo}$ = Baterías en paralelo

Prom. Diario Ah = Promedio diario en (Ah)

$Dias_{Autonomia}$ = Dias de autonomía

$Lim_{Descarga}$ = Limite de descarga de las baterías

$Capacidad Ah_{Bateria}$ = Capacidad en Ah de las baterías (ANEXO L)

Posteriormente del cálculo del número de baterías en paralelo calculamos el número de baterías en serie como expresa la ecuación 3.27

$$Bat_{Serie} = \frac{V_{CC\ Sistema}}{V_{Baterias}} \quad \text{Ec 3.27}$$

$$Bat_{Serie} = \frac{614V}{12V}$$

$$Bat_{Serie} = 51$$

Donde:

Bat_{Serie} = Baterías en serie

$V_{CC\ sistema}$ = Voltaje del sistema fotovoltaico en corriente continúa

$V_{Baterias}$ = Voltaje de las baterías (ANEXO L)

Como expresa la ecuación 3.26 se necesita 6 baterías en paralelo y 51 baterías en serie.

Tabla 3.9 Resumen de la energía consumida y generada por el sistema fotovoltaico en fines de semana (6am-6pm)

	ENERGIA CONSUMIDA FINES DE SEMANA KWh 6am-6pm	NUMERO DE DÍAS SÁBADO Y DOMINGO	CONSUMO TOTAL (KWh)	GENERACIÓN FV DIARIA (KWh) 6am-6pm	NUMERO DE DÍAS SÁBADO Y DOMINGO	GENERACIÓN TOTAL (KWh)	Porcentaje Desplazado	Excedente (KWh)
Centro de transformación N.º 6 (Bloque de aulas A,B)	554,43	104	57.661,03	786,23	104	81.767,92	70,52%	24.106,89
Centro de transformación N.º 3 (Bloque de aulas C,D)	369,62	104	38.440,90	786,23	104	81.767,92	47,01%	43.327,02

Fuente: Autor

3.18.3 OPERACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO EN DÍAS FESTIVOS

Como ya es conocido en los días festivos la demanda de energía de la universidad disminuirá por la ausencia del alumnado personal administrativo y se replicara lo que sucede en los fines de semana.

El total de días festivos en el Ecuador es de 21 días al año según el ministerio de turismo [33] con la ayuda de la tabla 3.10 se verifica si el sistema

fotovoltaico es excedentario, como en los días feriados se replica lo que sucede en los fines de semana la demanda de energía disminuirá en un 70%.

Tabla 3.10 Resumen de la energía consumida y generada por el sistema fotovoltaico en días festivos (6am-6pm).

	ENERGÍA CONSUMIDA EN DÍAS FERIADOS KWh 6am-6pm	NUMERO DE DÍAS FERIADOS	TOTAL (KWh)	GENERACIÓN FV DIARIA (KWh) 6am-6pm	NUMERO DE DÍAS FERIADOS	TOTAL (KWh)	Porcentaje Desplazado	Excedente (KWh)
Centro de transformación N.º 6 (Bloque de aulas A,B)	554,43	21	11.643,09	786,23	21	16.510,83	70,52%	4.867,74
Centro de transformación N.º 3(Bloque de aulas C,D)	369,62	21	7.762,10	786,23	21	16.510,83	47,01%	8.748,73

Fuente: Autor.

Como se puede observar en la tabla 3.10 el bloque de aulas (A, B) tiene un excedente anual de 4.867,74 kWh y el bloque de aulas (C, D) tiene un excedente de 8.748,73kWh.

Estos excedentes de energía se podrían almacenar en un banco de baterías, si no se utiliza el excedente, los paneles fotovoltaicos podrían sufrir daños este excedente debería ser utilizado el mismo día en las horas que no exista radiación solar para la generación fotovoltaica, de preferencia se podría utilizar la energía almacenada en la carga de iluminación del bloque de aulas.

De igual manera es necesaria la colocación de un controlador de carga que evitara que la batería se sobrecargue por el sistema fotovoltaico.

3.18.4 OPERACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO ANTE LA AUSENCIA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA

Se proyecta que el sistema fotovoltaico siempre debe estar conectado en paralelo con la red de bajo voltaje de la universidad como indica la Figura 3.14 () para que exista una señal de voltaje de referencia (Magnitud y Frecuencia) entre la red de distribución y el inversor del sistema fotovoltaico,

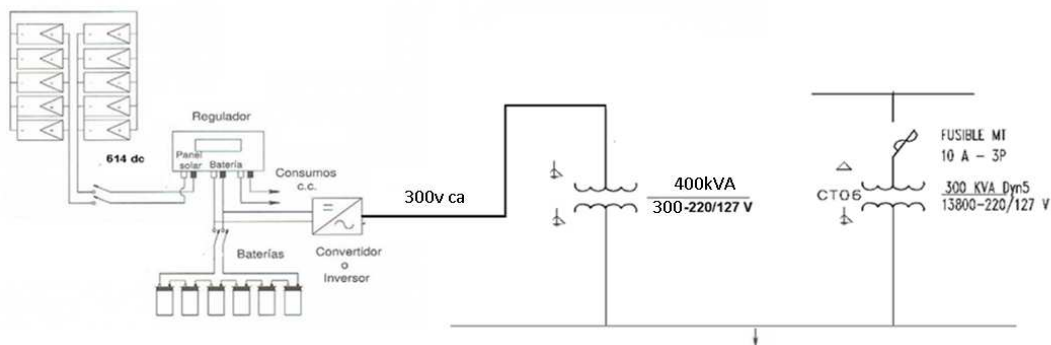


Figura 3. 14 Conexión en paralelo de la red de distribución y el sistema fotovoltaico

Fuente: Autor

En el momento que no exista la señal de voltaje de referencia (Magnitud y Frecuencia) que emite la red, el sistema fotovoltaico utilizara a las baterías para inyectar voltaje al inversor y este transformara el voltaje de las baterías en voltaje CA para alimentar a la carga como expresa la Figura 3. 15 . El controlador de carga evitara que la batería se sobrecargue por el sistema fotovoltaico ya que un controlador de carga observa constantemente el voltaje de la batería, cuando las baterías están completamente cargadas el controlador disminuirá o detendrá la cantidad de corriente que circule desde el arreglo fotovoltaico a la batería.

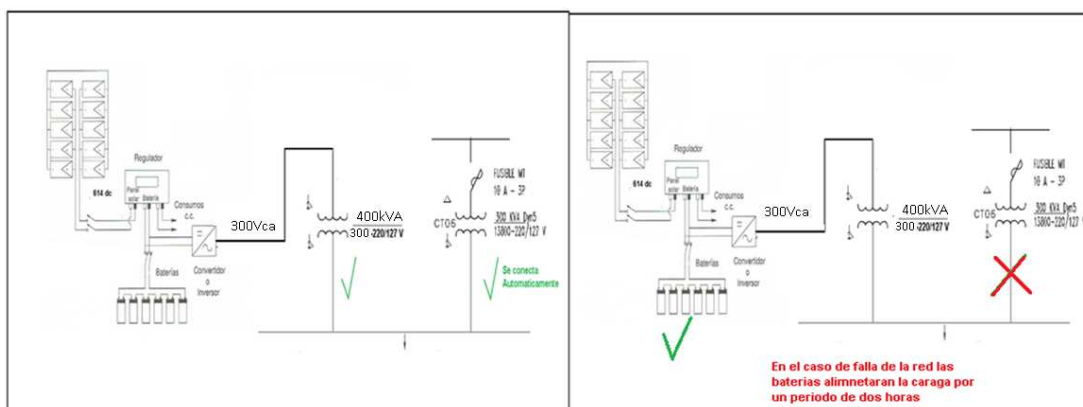


Figura 3. 15 conexión y desconexión del sistema fotovoltaico

Fuente: Autor

Como el nuevo campus de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE–Latacunga está alimentada desde la subestación Salcedo Uno (Norte-Oriente) es importante conocer los índices de calidad de servicio FMIK=

0,2886 (Frecuencia Media de -Interrupción por kVA nominal Instalado) y TTIK = 0,1402 (Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado). Esto datos fueron consultados a ELEPCO S.A. y se encuentran dentro de los límites admisibles de los índices de calidad de servicio también se debe mencionar que en el periodo de Junio 2013 – Mayo 2014 existió 4 interrupciones en la red con una duración de 1.85 horas ().

Por el hecho que en el periodo ya mencionado solo existen 4 interrupciones con una duración de 1,85 horas la baterías serán las que alimenten a la carga por el tiempo que duren las fallas ya que las interrupciones son cortas y el sistema fotovoltaico se conectara automáticamente después de las interrupciones.

3.19. UBICACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El sistema fotovoltaico está dividido en cuatro elementos principales que son: los paneles fotovoltaicos, el inversor, las baterías, y el transformador.

Los paneles fotovoltaicos se ubicaran en la parte superior de los edificios, seguidamente el inversor se ubicara en el cuarto de control del cuarto piso ya que sus dimensiones son anchura 1.8 metros altura 2.13 metros y profundidad 0.64 metros.

La baterías necesitaran que se construya una obra civil en la parte superior del edificio que pueda albergar el conjunto de 306 baterías el conjunto de baterías tendrá las siguientes dimensiones altura 1,86 metros, anchura 6,25 metros profundidad 2,92 metros como expresa el (Anexo L), el transformador se lo ubicara junto al otro transformador del edificio

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico del proyecto fotovoltaico constituye una técnica a través de la cual se determinan los beneficios o pérdidas en los que se puede incurrir al pretender realizar una inversión u otro movimiento en donde uno de sus objetivos es obtener resultados que apoyen la toma de decisiones para los escenarios que se presenten.

Como herramienta de análisis se utiliza la (Tasa Interna de Retorno) TIR y el (Valor Actual Neto VAN) las que son usadas para evaluar proyectos de forma financiera.

El sistema fotovoltaico desplazará un porcentaje del pago de la factura mensual el cual está estimado en [34] 3826 USD / mes con un precio de 10 ctvs el kWh como se indica en la ecuación 3.19.

Para conocer el valor de la inversión se elaboró, un listado con los precios de cada uno de los elementos y materiales utilizados en la construcción del sistema fotovoltaico como se indica en la Tabla 4.1

Tabla 4.1. Precios de los elementos del sistema fotovoltaico de 500 kW

Elemento	Unidades	Precio	Total
Paneles solares	2000	450	900.000
Inversores	2	47500	95.000
Soportes para los paneles, cable eléctrico,	2000	100	200.000
Transformador bloque de aulas A, B.	1	7.500	7.500
Transformador bloque de aulas C, D.	1	6.710	6.710
Baterías	612	550	336.600
Otros		50.000	50.000
		IVA (12%)	191.497,20
			1.787.307,20

Fuente: Autor

3.13. VALOR ACTUAL NETO

Es el valor presente neto de los flujos de caja proyectados para todos los años durante el período de evaluación del proyecto, son las ganancias que puede reportar el proyecto, con un valor positivo si el saldo entre beneficios y gastos va a ser favorable para el proyecto y con un valor negativo en el caso contrario.

$$VAN = -K_0 + \sum_{i=1}^n \frac{fc_i}{(1+D)^i} \quad \text{Ec 4.1}$$

Donde

D = Tasa de descuento real utilizada (10%) [36], [37].

$-K_0$ = Inversión o capital (especificada en el total de la tabla 4.1).

fc_i = Flujo de caja del año (57.394,78 USD anuales con un precio de 10ctvs el kW).

i = número de periodos del proyecto (se toma 15 años como numero de periodos ya que el rendimiento del panel es óptimo durante el tiempo ya mencionado)

La tasa de descuento a utilizar fue consultada en entidades como CFN (Corporación Financiera nacional), Banco ProCredit estas instituciones apoyan al uso de erigía renovable y la tasa varia del 9% al 10 % (Datos referenciados el 18 de Agosto del 2013) como se muestra en Tabla 4.2.

Tabla 4.2. Montos y tasas de descuento del Banco ProCredit y CFN.

Banco ProCredit		CFN	
MONTO (USD)	TASA	MONTO (USD)	TASA
8333.33 HASTA 100.000,00	22.6%	PYME (hasta USD 200.000)	9,75% hasta 11,5%.
100.000,00 HASTA 1.000.000,00	11.07%	SECTOR EMPRESARIAL (hasta USD 1 millón)	9,0% hasta 10%.
La tabla 4.2 continua			

1.000.000,00 A MAS	8.62%	SECTOR CORPORATIVO (monto mayor a USD 1 millón)	8,25% hasta 9,08%
200.000 A 1.000000 (EcoCredit)	9.62%		
MAYOR A 1.000000 (EcoCredit)	8.82%		

Fuente: Autor.

Para calcular el VAN de una manera fácil se utilizó una hoja de cálculo como se lo muestra en la

Tabla 4.3.

3.14. FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL

Este factor se utiliza para encontrar el valor de una serie uniforme de pagos iguales que inician en el periodo 1 y que se extienden hasta (n) periodos, a partir de un valor presente y dado una tasa de interés como se expresa en la ecuación 4.3

$$FRC = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad \text{Ec 4.3}$$

Donde:

FRC = Factor de recuperación de capital.

i = Tasa de interés [36], [37].

n = Número de periodos del proyecto.

3.15. TASA INTERNA DE RETORNO

Se define como aquella tasa de descuento que reduce a cero el Valor Presente Neto. La TIR representa el porcentaje máximo de ganancia

que se aspira obtener, si se ejecuta el proyecto en las mejores condiciones. Analíticamente la TIR se determina como:

$$0 = -k_0 + \sum_{i=1}^n \frac{fc_i}{(1 + TIR)^i}$$

Ec 4.2

Donde:

$-K_0$ = Inversión o capital (especificada en el total de la Tabla 4.1).

fc_i = Flujo de caja del año (57.394,78 USD anuales con un precio de 10ctvs el kW).

Para el cálculo de la TIR se emplea el valor total de la inversión y los flujos netos de efectivo y se lo obtiene por medio de EXCEL como se indica en la Tabla 4.3 con la función TIR. Una vez analizado económicamente el diseño fotovoltaico propuesto se concluye que en la actualidad el proyecto no es viable, esto se debe a una serie de barreras como: alto costo de los equipos, impuestos, bajo costo del kWh, no existen tasas de interés preferencial. Por lo anteriormente expuesto existe la necesidad de analizar escenarios para determinar bajo qué condiciones sería factible la implementación del proyecto.

3.16. ESCENARIOS

4.4.1. ESCENARIO 1

Como se indica en la tabla 4.3 el primer escenario que se plantea no es económicamente viable por diversos motivos como: el alto costo de los equipos del sistema, con una inversión de 1.787.307,20 USD incluido impuestos, tasa de interés del 10 %, el costo del kWh que en este escenario es de 10 ctv, la TIR y el VAN resultan negativos con un valor de -8% y $-1.350.757,92$ USD respectivamente, con un factor de recuperación de capital de 13%

Tabla 4.3. Proyección de la TIR y el VAN para un horizonte de evaluación de 15 años con un costo de 10 ctv el kWh.

Inversión (USD)	-1.787.307,20
Interés (%)	10%
Año1	\$ 57.394,78
Año 2	\$ 57.394,78
Año 3	\$ 57.394,78
Año 4	\$ 57.394,78
Año 5	\$ 57.394,78
Año 6	\$ 57.394,78
Año 7	\$ 57.394,78
Año 8	\$ 57.394,78
Año 9	\$ 57.394,78
Año 10	\$ 57.394,78
Año11	\$ 57.394,78
Año 12	\$ 57.394,78
Año 13	\$ 57.394,78
Año 14	\$ 57.394,78
Año 15	\$ 57.394,78
VAN(USD)	-1.350.757,92
TIR (%)	-8%
FRC	13%

Fuente: Autor.

4.4.2. ESCENARIO 2

En el escenario 2 se plantea disponer de un precio preferencial por el uso de energía renovable de 40 ctvs el kWh [38] .(La Regulación No. CONELEC – 004/11 es para generadores que inyecten energía a la red y su base es de 1 MW) con una tasa de interés para financiar el proyecto del 10%. El ingreso anual calculado con la tarifa preferencial es de 229.579,13 USD, con una inversión 1.787.307,20 USD.

El escenario 2 mejora los problemas de inviabilidad económica del sistema fotovoltaico, en el supuesto que exista un subsidio de 40 ctv el kWh por el uso de energía solar fotovoltaica. Sin embargo el resto de inconvenientes se

mantienen como: la presencia de impuestos, costo elevado de la tecnología, y tasa de interés elevada.

Los resultados de la TIR y el VAN resultan negativos, siendo el VAN de -41.110,082 USD y la TIR de un 10 % con un Factor de Recuperación del 13 % como se indica en la Tabla 4.4

Tabla 4.4. Proyección de la TIR y el VAN para 15 años con un costo de 40 ctv el kWh

Inversión (USD)	-1.787.307,20
Interés (%)	10%
Año1	\$ 229.579,13
Año 2	\$ 229.579,13
Año 3	\$ 229.579,13
Año 4	\$ 229.579,13
Año 5	\$ 229.579,13
Año 6	\$ 229.579,13
Año 7	\$ 229.579,13
Año 8	\$ 229.579,13
Año 9	\$ 229.579,13
Año 10	\$ 229.579,13
Año11	\$ 229.579,13
Año 12	\$ 229.579,13
Año 13	\$ 229.579,13
Año 14	\$ 229.579,13
Año 15	\$ 229.579,13
VAN(USD)	-41.110,08
TIR (%)	10%
FRC	13%

Fuente: Autor

Según la REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11 y el artículo 63 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas [38].

Que, la seguridad energética para el abastecimiento de la electricidad debe considerar la diversificación y participación de las energías renovables no

convencionales, a efectos de disminuir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles;

Que, es de fundamental importancia la aplicación de mecanismos que promuevan y garanticen el desarrollo sustentable de las tecnologías renovables no convencionales, considerando que los mayores costos iniciales de inversión, se compensan con los bajos costos variables de producción, lo cual a mediano plazo, incidirá en una reducción de los costos de generación y el consiguiente beneficio a los usuarios finales;

Los generadores menores a 1 MW que se acojan a los precios preferentes de esta regulación no firmarán un contrato, sino que deberán obtener el registro, de conformidad con la regulación respectiva, adicionalmente a los requisitos establecidos en ésta se deberá verificar que la potencia del Proyecto haga un uso óptimo del recurso. En dicho registro deberán constar los precios preferentes y el plazo de conformidad con los numerales 6.1 y 6.2 DE LA (REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11) de la presente Regulación.

En caso estos generadores deban entregar su energía a una empresa distribuidora, ésta se liquidará a los precios de la regulación y serán facturados a la respectiva empresa distribuidora.

Los procesos de supervisión, revocatoria del registro y su actualización serán los establecidos en la Regulación relacionada con los registros de los generadores menores a 1 MW. Para la operación de estas centrales deberán observar lo establecido en el artículo 29 del Reglamento de Despacho y Operación en lo referente al envío de la información requerida por el Centro Nacional de Control de Energía.

El sistema de medición comercial que se exija a estos generadores será el establecido en la Regulación del sistema de medición comercial para cargas menores a 650 kW.

Tabla 4.5. Precios Preferentes Energía Renovables en (USD/kWh) [38]

CENTRALES	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
SOLAR TERMOELÉCTRICA	31.02	34.12
CORRIENTES MARINAS	44.77	49.25
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

Fuente: conelec.gob.ec

Siendo la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE - Extensión Latacunga una universidad en la cual la investigación ha estado vigente en el área de las energías renovables y RESPETANDO LA REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11 se plantea este escenario.

En la elaboración del presente proyecto el CONELEC EMITIÓ LA REGULACIÓN No. CONELEC – 001/13 la cual estipula que durante la vigencia de la Regulación No. CONELEC 004/11 < Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales >, existió una masiva participación de generadores fotovoltaicos y por lo tanto en este nuevo periodo se tiene como política la priorización de las otras tecnologías renovables

4.4.3. ESCENARIO 3

El escenario 3 consiste en que el estado exonere de impuestos a los elementos del sistema fotovoltaico, acogiendo lo que dice el Código de

Producción Comercio e Inversiones - Impuesto a la Renta [39] con esto la inversión disminuirá significativamente de 1.787.307,20 a 1.304.900,00 USD eliminando impuestos como el IVA como se indica en la Tabla 4.6.

Para que el proyecto sea viable se propone un pago de 30 ctvs el KWh, [40] la tasa de interés del 10 % con estos cambios se obtiene un ingreso anual de 172.184,35 USD, se lograría que la TIR como el VAN resulten favorables siendo el VAN de 4.747,84 USD y la TIR de un 10 % con un Factor de Recuperación del 13 % como se indica en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6. Proyección de la TIR y el VAN para 15 años con un costo de 30 ctv el kWh y exonerado de impuestos.

Inversión (USD)	-1.304.900,00
Interés (%)	10%
Año1	\$ 172.184,35
Año 2	\$ 172.184,35
Año 3	\$ 172.184,35
Año 4	\$ 172.184,35
Año 5	\$ 172.184,35
Año 6	\$ 172.184,35
Año 7	\$ 172.184,35
Año 8	\$ 172.184,35
Año 9	\$ 172.184,35
Año 10	\$ 172.184,35
Año11	\$ 172.184,35
Año 12	\$ 172.184,35
Año 13	\$ 172.184,35
Año 14	\$ 172.184,35
Año 15	\$ 172.184,35
VAN(USD)	4.747,84
TIR (%)	10%
FRC	13%

Fuente: Autor.

Un problema vigente en cualquier sistema fotovoltaico que se construya en Ecuador es el alto costo de los equipos, por eso en este escenario se propone compromisos públicos y privados concertados y el apoyo de políticas como:

- 1) Aumentar la inversión pública en innovación a través de investigación y desarrollo de tecnologías de fuentes de energía renovable y proyectos de demostración. [41]
- 2) Eliminar las barreras a la adopción de estas tecnologías.(Impuestos)
- 3) Crear incentivos transparentes, predecibles y adaptativos.
- 4) Facilitar la integración de la energía renovable no convencional producida a los sistemas de transmisión eléctricos.
- 5) Eliminar gradualmente los subsidios a combustibles fósiles, incluir un impuesto (o precio) a las emisiones de GEI (Gas de efecto invernadero).

Otro elemento clave es crear un enfoque comprensivo para toda la población que comunique los beneficios ambientales, económicos y de seguridad energética de la inversión en energías limpias y renovables. Sería recomendable trabajar en conjunto con el sector privado para identificar las tecnologías prioritarias y viables e implementar políticas que aceleren el desarrollo de las tecnologías de energía renovable. Se requiere identificar en qué paso de la cadena de desarrollo tecnológico se encuentra cada una de las tecnologías (International Energy Agency (IEA), 2011a). [41]

Según la madurez de la tecnología y su potencial, se debe enfocar el tipo de intervención y apoyo que necesite. La tecnología fotovoltaica requerirá políticas e incentivos para apoyar su difusión y consolidación comercial en el mercado.

A nivel mundial, los países desarrollados y economías emergentes, han intensificado sus esfuerzos para desarrollar las fuentes renovables (International Energy Agency (IEA), 2011a). Sin embargo, los países en desarrollo, entre ellos Ecuador, pueden beneficiarse aprovechando las tecnologías, las reducciones en costos alcanzadas y la experiencia adquirida en el desarrollo de tecnologías.

El reto es no ser únicamente importadores y dependientes de los avances internacionales, sino identificar aquellas tecnologías que el país podría asimilar y estimular la investigación y desarrollo a nivel nacional. También se

requiere identificar algunos limitantes de la expansión de determinadas tecnologías renovables. Por ejemplo, en el caso de los paneles solares fotovoltaicos, su aplicación también se encuentra limitada por la extensión y calidad del sistema de transmisión eléctrico, e inclusive por la disponibilidad de materiales para la fabricación de paneles.

Tabla 4.7. Precios de los elementos del sistema fotovoltaico de 00 kW con exoneración de impuestos y sin exoneración de impuestos

Elemento	Unidades	Precio sin exoneración de impuestos	Total sin ayuda del estado	Precio con exoneración de impuestos	Total con ayuda del estado
Paneles solares	2000	450	900.000	362	724000
Inversores	2	47500	95.000	42000	84000
Soportes para los paneles, cable eléctrico, material menor	2000	100	200.000	80	160000
Transformador bloque de aulas A, B.	1	7.500	7.500	6000	6000
Transformador bloque de aulas C, D.	1	6.710	6.710	5500	5500
Baterías	612	550	336.600	450	275400
Otros		50.000	50.000	50.000	50.000
		IVA (12%)	191.497,20	IVA	0
		Total	1.787.307,20	Total	1.304.900,00

Fuente: Autor

4.4.4. ESCENARIO 4

El escenario 4 plantea los siguientes supuestos: la exoneración de impuestos acogiendo lo que se establece en el [39]Código de Producción Comercio e Inversiones - Impuesto a la Renta, considerar un precio preferencial por el uso de energía renovable de [40] 25 ctvs el kWh, una tasa de interés preferencial del 7% por el uso de energía renovable Esto conlleva a tener un ingreso anual de 143.486,96 USD, con una inversión 143.486,96 USD, una TIR de 7% y una VAN 1.966,86 USD con un Factor de Recuperación del 11 % como se indica en la

Tabla 4.8

Tabla 4.8. Proyección de la TIR y el VAN para 15 años con un costo de 25ctv el kWh, exonerado de impuestos y una tasa de interés preferencial del 7%

Inversión (USD)	-1.304.900,00
Interés (%)	7%
Año1	\$ 143.486,96
Año 2	\$ 143.486,96
Año 3	\$ 143.486,96
Año 4	\$ 143.486,96
Año 5	\$ 143.486,96
Año 6	\$ 143.486,96
Año 7	\$ 143.486,96
Año 8	\$ 143.486,96
Año 9	\$ 143.486,96
Año 10	\$ 143.486,96
Año11	\$ 143.486,96
Año 12	\$ 143.486,96
Año 13	\$ 143.486,96
Año 14	\$ 143.486,96
Año 15	\$ 143.486,96
VAN(USD)	1.966,86
TIR (%)	7%
FRC	11%

Fuente: Autor.

3.17. ANÁLISIS

En la Tabla 4.9 se muestra el análisis comparativo de los escenarios planteados.

Tabla 4.9. Ventajas y Desventajas de los Escenarios.

	Ventajas	Desventajas
Escenario 1	<ul style="list-style-type: none"> • Maneja costos comerciales, al manejar costos comerciales existentes en el país se tiene una seguridad en el precio para una adecuada proyección económica 	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo del kWh (10 ctvs) <ul style="list-style-type: none"> • Alto costo de los equipos • Impuestos
Escenario 2	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo del kWh (40 ctvs como tasa preferencial por el uso de energía fotovoltaica) 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo de los equipos • Impuestos
Escenario 3	<ul style="list-style-type: none"> • Exoneración de impuestos 	<ul style="list-style-type: none"> • Se necesita preferencia de 32 ctvs el kWh • Las leyes para energía renovable no son claras para generadores menores a 1 MW
La Tabla 4,9 continua		

Escenario 4	<ul style="list-style-type: none"> • Exoneración de impuestos 	<ul style="list-style-type: none"> • Las leyes para energía renovable no son claras para generadores menores a MW • Se necesita preferencia de 32 ctvs el kWh como mínimo para que el proyecto sea viable
--------------------	--	---

Fuente: Autor.

3.18. ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS

Una vez analizado los distintos escenarios como el escenario 2 se presentan ciertos aspectos como el gobierno en el año 2011 a través de la REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11 proporcionó un precio preferencial de 40 ctvs el kWh que según la ley vigente al momento [42] manifiesta que, durante la vigencia de la Regulación No. CONELEC-004/11 «Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales», existió una masiva participación de generadores fotovoltaicos, y por tanto en este nuevo periodo se tiene como política la priorización de las otras tecnologías renovables.

Una vez analizada la REGULACIÓN No. CONELEC – 001/13, se concluye que económicamente ningún escenario es viable ya que para la presente regulación la energía fotovoltaica no es prioridad y las políticas de estado no ayudan al proyecto.

Sin embargo el presente proyecto tiene un carácter de desplazar un porcentaje de consumo de generación eléctrica ya que la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE - Extensión Latacunga es una universidad pionera en el uso de energía renovable, se debería propender buscar la implementación del escenario 4 como indica la figura 4.1 en el cual la ayuda

de las políticas de gobierno deberían contribuir para su futura ejecución. El presente proyecto también proporciona información al lector y plantea que si no se presentan ciertas condiciones ningún escenario es factible implementar.

Otro aspecto que se debe mencionar es que el escenario 1 es el más real de los 4 escenarios ya mencionados, porque el valor de la inversión y el precio del kWh fue consultado en [35] empresas Ecuatorianas que suministran de equipos para generación de energía fotovoltaica.

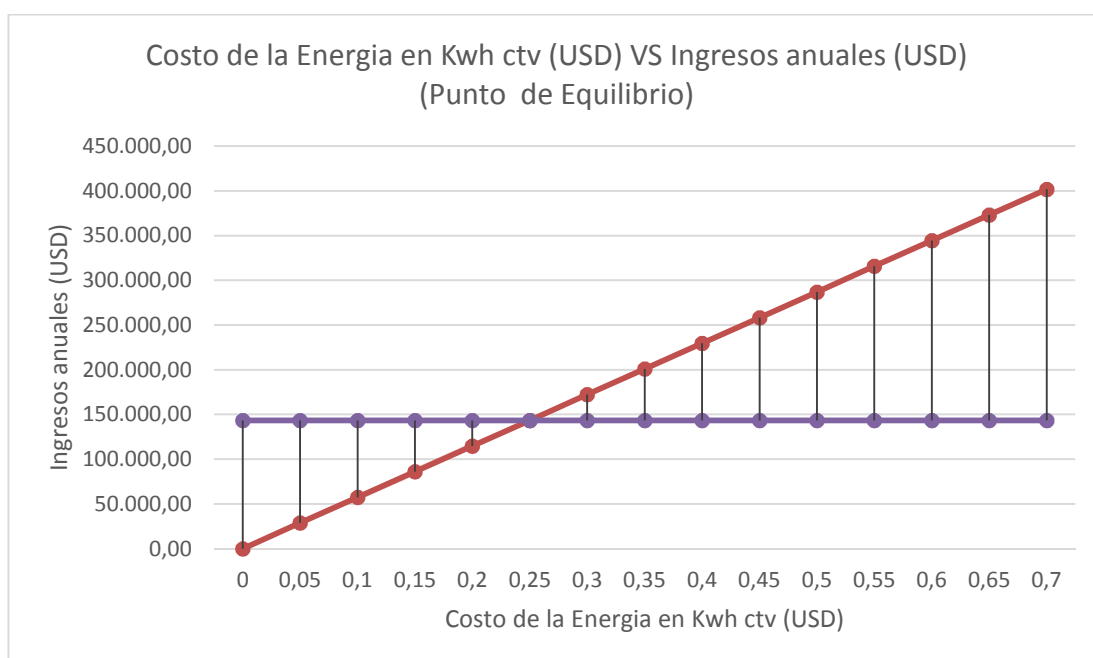


Figura 4.1 Costo de la Energía en KWh ctv (USD) VS Ingresos anuales (USD) (Punto de Equilibrio).

CAPÍTULO V

5.1. PRESENTACIÓN DEL SOFTWARE

En el capítulo 5 se utilizó un software para la simulación del sistema fotovoltaico y compararlo con los cálculos de diseño.

Este software es el PVsyst 6.1.4. es una herramienta que sirve para diseñar, simular, y analizar instalaciones fotovoltaicas. Este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación, gracias a su base de datos meteorológica, que permite su diseño en 3D y que toma en cuenta la proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del sol durante el día.

También permite efectuar el análisis económico usando costes reales de componentes, costes adicionales y las condiciones de inversión, en cualquier moneda.

El software ha sido desarrollado por la Universidad de Ginebra y el demo, está disponible en la página <http://www.pvsyst.com>, es totalmente operativo durante quince días, luego de este tiempo únicamente están disponibles ciertas opciones.

Permite importar fácilmente datos meteorológicos de las bases de datos más usadas como PVGIS y Meteonorm. Esta parte es fundamental para el cálculo de una instalación fotovoltaica, debido a que en muchas ocasiones el programa PVsyst no tendrá datos de la ubicación en que se desea instalar el generador fotovoltaico.

5.2. INTERPRETACIÓN

Una vez simulado el software PVsyst 6.1.4. Se puede concluir que los cálculos de diseño realizados en el capítulo 3 arrojan los mismos valores que lo simulado con el programa PVsyst, la simulación del sistema fotovoltaico se encuentran en el (ANEXO G).

5.3. VENTAJAS DEL SOFTWARE PVSYST 6.1.4

- Una de las principales ventajas del software PVsyst 6.1.4 es que por el periodo de 15 días el software permite utilizar todas sus herramientas.
- La plataforma de utilización del programa lo hace muy fácil de manejar.
- Permite importar fácilmente datos meteorológicos de las bases de datos más usadas como PVGIS y Meteonorm.
- En su base de datos posee las características técnicas de muchos elementos de instalaciones fotovoltaicas tanto módulos, inversores, etc.
- Se puede crear una base de datos de radiación del sitio que se requiere analizar.
- Pueden crearse elementos propios del sistema fotovoltaico en el caso de no encontrarse en la lista que existe en el programa.
- En lo económico ayuda a verificar la proyección en años del proyecto y su viabilidad económica.

5.4. DESVENTAJAS DEL SOFTWARE PVSYST 6.1.4

- No realiza cálculos de cableado.
- Una vez culminado el periodo de 15 días no se puede utilizar todas las herramientas.
- No existe datos de radiación del país (Ecuador).

5.5. VALIDACIÓN POR SOFTWARE

Con la ayuda de la Tabla 4.10 se comparó los resultados que arrojó el software PVSYST 6.1.4 frente a los datos calculados en el capítulo 3.

Tabla 4.10 Comparación de resultados

	Cálculos realizados	Software PVSYST 6.1.4
Modulo fotovoltaico seleccionado	SM660 250W	SM660 250W
Número de módulos fotovoltaicos	2000	2000
Inclinación del arreglo	10 ⁰	10 ⁰
Área efectiva	3253 m ²	3274 m ²
Inversor seleccionado	PVS800 -57-0250kW-A	PVS800 -57-0250kW-A
Numero de inversores	2	2
Cálculo de la energía generada	459 Mwh	573 MWh
Inversión ESCENARIO 1	1.787.307,20	1.787.307,20
Inversión ESCENARIO 2	1.787.307,20	1.787.307,20
Inversión ESCENARIO 3	1.304.900,00	1.304.900,00
Inversión ESCENARIO 4	1.304.900,00	1.304.900,00

Los resultados que arroja el software PVSYST 6.1.4 no presentan diferencia a los resultados que se obtuvo en el capítulo 3, a excepción del área utilizada y la energía ,

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- El atlas 2008 sirve como referencia para instalaciones fotovoltaicas y tiene un margen de error del 10 %.
- Mediante la estimación realizada los edificios (A,B)(C,D), consumirá una energía anual de 854,75 MWh, estos poseen un área efectiva de 3253 m² en la misma que se puede instalar 500 kW de generación fotovoltaica y produciría una energía anual de 573,95 MWh, la cual desplazara 57.394 USD de la proyección del pago de la factura que consumirá la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE – Extensión Latacunga, para que el sistema fotovoltaico sirva como un sistema de reserva se decide colocar 612 baterías de 250Ah y 12V.
- Obtenida la potencia fotovoltaica instalada de 500 kW se necesita un total de 2000 paneles fotovoltaicos, 2 inversores distribuidos en 1000 paneles por cada inversor de 250 kw de acuerdo al diseño planteado.
- Se realizó un manual que contiene una metodología para el dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas conectadas a a la red.
- En el transcurso del presente proyecto se nota innecesario la elaboración de un manual de impacto ambiental en la zona de Belisario Quevedo, ya que el sistema fotovoltaico no contamina el medio ambiente, en su lugar se realiza el cálculo de cuantas tCO₂ se deja de emitir al ambiente, y como resultado el sistema fotovoltaico de 500 kW instalados deja de emitir 338,05 tCO₂ anual la atmosfera.

- En base al estudio de viabilidad económica se deberían presentar las siguientes condiciones para que el proyecto resulte favorable 25 ctvs el kWh, por el uso de energía renovable Esto conlleva a tener un ingreso anual de 143.486,96 USD, con una inversión 1.304.900,00 USD, una TIR de 7% y una VAN 1.966,86 USD con un Factor de Recuperación del 11 % .

6.2. RECOMENDACIONES

- Seguir con la toma de medidas de radiación en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE - Extensión Latacunga.
- En un futuro se debería realizar el análisis de las protecciones del sistema fotovoltaico.
- Retomar el análisis de la implementación del sistema fotovoltaico como mínimo en 10 años.
- Es recomendable estudiar las regulaciones y precios preferenciales dadas por el CONELEC respecto a energía solar fotovoltaica para su correcta interpretación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] «wikipedia,» [En línea]. Available: <http://es.wikipedia.org/wiki/Sol>.
- [2] O. Perpiñán, ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica, España: Creative Commons, 2002.
- [3] «ambientum,» [En línea]. Available: <http://www.ambientum.com/enciclopedia/energia/4.01.18.06/4.01.18.06.htm>.
- [4] F. KININGER, I. Edición y U. K. –, Photovoltaic Systems Technology, Alemania: Universität Kassel - Rationelle Energiewandlung , 2003.
- [5] «construmatica,» [En línea]. Available: http://www.construmatica.com/construpedia/Radiaci%C3%B3n_Solar.
- [6] «monografias,» [En línea]. Available: <http://www.monografias.com/trabajos72/demanda-electrica-vivienda-energia-solar/demanda-electrica-vivienda-energia-solar.shtml>.
- [7] R. y. V. MESSENGER, Photovoltaic Systems Engineering, vol. 2, 2004.
- [8] [En línea]. Available: http://www.itrainonline.org/itrainonline/mmtk/wireless_es/files/15_es_energia_solar_comunicaciones_dimensionado_v02.pdf.
- [9] [En línea]. Available: <http://www.eiccontrol.com/6450-piranometro-radiacion-solar-p-992.html>.
- [10] [En línea]. Available: http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf.
- [11] [En línea]. Available: <http://celdasfotovoltaicas.blogspot.com/>.
- [12] «celulas solares,» [En línea]. Available: <http://www.placas-solares.net/energia-fotovoltaica/celulas-monocristalinas.php>.
- [13] «Electricidad,» [En línea]. Available: <http://www.electricidad-gratuita.com/energia%20fotovoltaica.html>.
- [14] «Curvas Caracteristicas,» [En línea]. Available: <http://es.scribd.com/doc/32606716/Curso-Breve-Energia-Solar-Fotovoltaica-Solartronic>.
- [15] «Clasificacion de los Paneles Fotovoltaicos,» [En línea]. Available: <http://www.sitiosolar.com/paneles%20fotovoltaicas.htm>.

- [16] [En línea]. Available: <http://que-cosas.blogspot.com/2007/04/tecnologas-de-la-clula-solar.html>.
- [17] H. Pérez, Manual de Diseño de Instalación Fotovoltaica, Canada: Solar Energy International, 2007.
- [18] «Clasificacion de las Instalaciones Fotovoltaicas,» [En línea]. Available: http://www.unglobalcompact.org/system/attachments/8146/original/Proyecto_Simec_Chile.pdf?1287789602.
- [19] «Baterias de Sistemas Fotovoltaicos,» [En línea]. Available: <http://www.energiasrenovables hoy.net/2011/09/baterias-de-sistemas-fotovoltaicos.html>.
- [20] «Profundidad de Descarga,» [En línea]. Available: <http://www.enalmex.com/docpdf/libro/ch06.pdf.pdf>.
- [21] «Baterias Lion Litio,» [En línea]. Available: http://es.wikipedia.org/wiki/Bater%C3%ADa_de_ion_de_litio.
- [22] «Bancos de Baterias,» [En línea]. Available: <http://ayudaelectronica.com/conexion-banco-baterias-plomo-acido/>.
- [23] «Conexion en Serie,» [En línea]. Available: <http://i907.photobucket.com/albums/ac278/verde-pr/Conexionbat.jpg>.
- [24] «Conexion en Paralelo,» [En línea]. Available: <http://www.tecnicsuport.com/enerenov/taulesconsulta/bateries/bancos2.gif>.
- [25] D. G. D. I. Y. ENERGÍA, «GUIA TÉCNICA DE APLICACIÓN PARA INSTALACIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES,» p. 106.
- [26] M. Abella, 2011. [En línea]. Available: http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45337/componente45335.pdf.
- [27] celec, «celec,» 2014. [En línea]. Available: <https://www.celec.gob.ec/hidropaute/index.php/noticias?start=5>.
- [28] J. R. N. MEZA., REDISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE EMERGENCIA DE LA ESPE– SANGOLQUÍ HORIZONTE 15 AÑOS, Latacunga, 2012.
- [29] A. L. Mateos, Metodología de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red, DF. Mexico.

- [30] M. f, Estudio de Factibilidad para la incorporacion de un Sistema Solar Fotovoltaico en el Edificio RTV Ecuador, QUITO, 2011.
- [31] E. Harper, El ABC de las Instalaciones Electricas Industriales, Mexico D.F.: LIMUSA.SA, 2005.
- [32] J. R. JÁCOME ESPINOZA y A. M. ROBAYO MOYA, REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO CAMPUS SANGOLQUÍ, Latacunga , 2009.
- [33] turismo.gob.ec, «turismo,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.turismo.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/01/Feridados-20142.pdf>.
- [34] D. Mesias, *Valor promedio mensual que se va a desplazar obtenido del estudio de la producción de energía del sistema fotovoltaico.*
- [35] «.proviento.,» [En línea]. Available: <http://www.proviento.com.ec/>.
- [36] «bancoprocredit,» [En línea]. Available: <http://www.bancoprocredit.com.ec/transparenciainformacion/Costos/activas.PDF>.
- [37] «cfn,» [En línea]. Available: http://www.cfn.fin.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=1393&Itemid=831.
- [38] «“REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11”.,» CONELEC, 2012.
- [39] «Código de Producción Comercio e Inversiones - Impuesto a la Renta (,» [En línea]. Available: <http://www.sri.gob.ec/web/guest/366> .
- [40] D. Mesias, «Valor obtenido con la ayuda de la hoja de Excel para obtener una Van positiva y una TIR mayor o igual que el 10%,» 2013.
- [41] M. Castro, Hacia una matriz energética diversificada en Ecuador, Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental CEDA.
- [42] CONELEC, «REGULACIÓN No. CONELEC – 001/13,» 2013.

ANEXOS

