



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE TECNOLOGIA DE LA INDUSTRIA
INGENIERIA MECÁNICA**

“Propuesta de Implementación de un Sistema Fotovoltaico para el funcionamiento de las unidades Split del edificio Julio Padilla en la Universidad Nacional de Ingeniería (Recinto Universitario Pedro Arauz Palacios)”.

AUTORES

Br. Pedro Antonio Gutiérrez Hernández
Br. Elyen Eliezer Aragón Chávez

TUTOR

MSc. Lester Artola Chavarria
Ases. Ing. Darwin Figueroa

Managua, 23 de Agosto de 2018.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
Facultad de Tecnología de la Industria

SECRETARÍA DE FACULTAD

F-8: CARTA DE EGRESADO

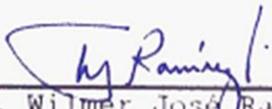
El Suscrito Secretario de la FACULTAD DE TECNOLOGIA DE LA INDUSTRIA hace constar que:

GUTIÉRREZ HERNÁNDEZ PEDRO ANTONIO

Carne: 2010-33470 Turno Diurno Plan de Estudios 972A de conformidad con el Reglamento Académico vigente en la Universidad, es EGRESADO de la Carrera de INGENIERÍA MECÁNICA.

Se extiende la presente CARTA DE EGRESADO, a solicitud del interesado en la ciudad de Managua, a los veinte y tres días del mes de marzo del año dos mil quince.

Atentamente,


Ing. Wilmer José Ramírez Velasco
Secretario de Facultad





UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
Facultad de Tecnología de la Industria

SECRETARÍA DE FACULTAD

F-8: CARTA DE EGRESADO

El Suscrito Secretario de la FACULTAD DE TECNOLOGIA DE LA INDUSTRIA hace constar que:

ARAGÓN CHÁVEZ ELYEN ELIEZER

Carne: 2010-32531 Turno Diurno Plan de Estudios 972A de conformidad con el Reglamento Académico vigente en la Universidad, es EGRESADO de la Carrera de INGENIERÍA MECANICA.

Se extiende la presente CARTA DE EGRESADO, a solicitud del interesado en la ciudad de Managua, a los veinte y siete días del mes de abril del año dos mil quince.

Atentamente,

Ing. Wilmer José Ramírez Velásquez
Secretario de Facultad





UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
Facultad de Tecnología de la Industria

DECANATURA

Managua, 19 de septiembre de 2017

Brs. Pedro Antonio Gutiérrez Hernández
Elyen Eliezer Aragón Chávez

Por este medio hago constar que el protocolo de su trabajo monográfico titulado **"Propuesta de Implementación de un Sistema Fotovoltaico para el funcionamiento de las unidades Split del edificio Julio Padilla en la Universidad Nacional de Ingeniería (Recinto Universitario Pedro Aráuz Palacios)"**, para obtener el título de **Ingeniero Mecánico** y que contará con el MSc. Lester Antonio Artola Chavarría como tutor, ha sido aprobado por esta Decanatura.

Cordialmente,




MSc. Glenda Velásquez Vargas
Decana en funciones

C/c Archivo
DCHiat

Managua, Nicaragua. Apdo. 5595 • Tel: 2249-6437 • 2248-6879 • 2251 8271 • 2251 8276
Telefax: 2240 1653 • 2249 0942



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
RECINTO UNIVERSITARIO PEDRO ARAUZ PALACIOS
FACULTAD DE TECNOLOGIA DE LA INDUSTRIA

Managua 23 de Agosto de 2018

CONSTANCIA

Reciba un cordial saludo de mi parte. El motivo de la presente es para hacer de su conocimiento que he revisado la monografía titulada: ***“Propuesta de Implementación de un Sistema Fotovoltaico para el funcionamiento de las unidades Split del edificio Julio Padilla en la Universidad Nacional de Ingeniería (Recinto Universitario Pedro Arauz Palacios)”*** la cual fue elaborada por los bachilleres:

- **Br. Pedro Antonio Gutiérrez Hernández**
- **Br. Elyen Eliezer Aragón Chávez**

No omito manifestarle que el documento cumple con los requisitos técnicos y académicos establecidos por la facultad y nuestra Alma Mater, por lo cual le solicito la programación de defensa de la monografía antes mencionada.

Agradeciéndole de antemano a la presente, le saludo deseándole éxito en sus funciones.

Atentamente,



MSc. Lester Artola Chavarría
Tutor

Cc. Archivo

DEDICATORIA

Nuestro proyecto lo dedicamos primeramente con todo nuestro afecto y cariño a Dios, por habernos dado la sabiduría y la vida para terminar nuestra tesis y obtener así nuestro título profesional.

A nuestras amadas familias, que, con sus hermosas palabras de aliento, nos impulsaban a ser perseverantes y alcanzar nuestro sueño.

A nuestros compañeros y amigos presentes y pasados, quienes sin esperar nada a cambio compartieron sus conocimientos, alegrías y tristezas, y a todas aquellas personas que durante estos cinco años estuvieron a nuestro lado apoyándonos y lograron que este sueño se hiciera realidad.

AGRADECIMIENTO

Primeramente, agradecemos a la Universidad Nacional de Ingeniería, por habernos aceptado y abierto las puertas de su seno científico para poder estudiar nuestra carrera, así como también a los diferentes docentes que brindaron sus conocimientos y apoyo para seguir adelante día a día.

Agradecemos también a nuestro asesor de tesis, el ing. Darwing Figueroa, por habernos tenido mucha paciencia y guiarnos durante todo el desarrollo de la tesis, así como también haber compartido su capacidad y conocimiento científico con nosotros.

Y para finalizar, también agradecemos a todos los que fueron nuestros compañeros de clase durante los cinco años de duro nuestra carrera, ya que gracias a su amistad y apoyo moral han aportado a las ganas de seguir adelante en nuestra carrera profesional.

RESUMEN

En el presente proyecto se realiza una propuesta de implementación de un sistema fotovoltaico para abastecer el consumo eléctrico del sistema de climatización instalados en el edificio Julio Padilla del Recinto Universitario Pedro Arauz Palacios (UNI-RUPAP)

Con la implementación de este proyecto, se pretende desarrollar un tipo de energía eléctrica que no provenga de fuentes contaminantes como el petróleo; sino de la más abundante fuente de energía renovable que posee el planeta, como es la energía proveniente del Sol, un tipo de energía limpia, eficaz, segura, autónoma y amigable con la naturaleza.

Este estudio comienza con la investigación de la manera en que se realiza la conversión de energía solar en electricidad a partir de las celdas solares. Seguidamente, se analiza el funcionamiento de sistemas fotovoltaicos autónomos, sus principales componentes y las recomendaciones que deben tomarse en cuenta en el dimensionamiento y la selección de los equipos a utilizar. En la segunda parte del trabajo se estima el consumo eléctrico diario debido a las unidades de climatización presentes en el edificio, así como el nivel de radiación solar promedio en la zona de interés; además se recopilan datos sobre los costos de una amplia variedad de equipos para aplicaciones fotovoltaicas, a partir de los cuales se realiza el cálculo del presupuesto inicial necesario para la implementación del proyecto. Finalmente se realizan una serie de recomendaciones sobre la viabilidad del proyecto fotovoltaico.

ÍNDICE GENERAL

INDICE DE FIGURAS	xv
INDICE DE TABLAS.....	xviii
NOMENCLATURA.....	xix
CAPITULO I	1
CONCEPTUALIZACION DEL PROYECTO.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Objetivo general	2
1.3 Objetivos específicos	2
1.4 Antecedentes	3
1.5 Justificación.....	4
1.6 Planteamiento del problema.....	5
CAPITULO II	6
MARCO TEORICO.....	6
2.1 Energía Solar Fotovoltaica	6
2.2 Componentes de una instalación fotovoltaica.	6
2.3 Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas.	7
2.3.1 Instalaciones aisladas a la red o autónomas.	7
2.3.2 Instalaciones conectadas a red.....	8
2.3.3 Instalaciones de sistemas de bombeo	8
2.4 Celda fotovoltaica.....	9
2.4.1 Efecto fotovoltaico.....	9
2.4.2 Tipos de celdas solares	11
2.5 Subsistema de captación	13
2.5.1 Panel o modulo fotovoltaico	13

2.5.1.1 Características físicas del panel fotovoltaico	14
2.5.1.2 Características eléctricas del panel fotovoltaico	15
2.5.1.3 Asociación de módulos fotovoltaicos	17
2.5.1.4 Factores que afectan el rendimiento de un panel fotovoltaico.	19
2.5.1.5 Orientación e inclinación.....	20
2.5.1.6 Emplazamiento de las placas solares.....	21
2.5.1.7 Distancia mínima. Determinación de sombras.....	23
2.6 Subsistema de regulación	24
2.6.1 Regulador de carga tipo paralelo (Shunt)	25
2.6.2 Reguladores de carga tipo serie	25
2.6.3 Reguladores de carga PWM y MPPT	26
2.6.4 Parámetros de funcionamiento del regulador	28
2.7 Subsistema de acumulación	28
2.7.1 Características eléctricas del acumulador.....	29
2.7.2 Tipos de acumuladores.....	30
2.7.3 Ubicación de los acumuladores	31
2.7.4 Conexión de baterías	32
2.8 Subsistema de adaptación de corriente	33
2.8.1 Funciones principales del inversor fotovoltaico	34
2.8.2 Parámetros fundamentales de un inversor fotovoltaico	34
2.9 Líneas eléctricas.	35
2.10 Dispositivos de protección.....	37
2.10.1 Fusibles.....	37
2.10.2 Interruptores.....	39
2.10.3 Contadores	39

2.11 Estructuras de soporte	39
2.11.1 Tipos de soporte para módulos solares	41
2.11.1.1 Soportes con sistemas de seguimiento:	41
2.11.1.2 Sistemas estáticos	42
2.12 Impactos ambientales de los sistemas fotovoltaicos	43
CAPITULO III	45
DATOS DE RADIACION Y SSE (Meteorología de superficie y energía)	45
3.1 Datos de radiación	45
3.2 Curvas de irradiación	45
3.3 SSE (Meteorología de superficie y energía solar)	46
CAPITULO IV	47
CONSUMO ENERGETICO DEL EDIFICIO JULIO PADILLA.....	47
4.1 Descripción de las instalaciones	47
4.2 Consumo del sistema de aire acondicionado	50
4.2.1 Unidades Split	50
4.2.2 Principios de electrotecnia	51
4.2.3 Mediciones eléctricas en panel de alimentación.	54
4.2.4 Calculo de la potencia total	58
CAPITULO V	61
DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO DE GENERACION ELECTRICA PARA EL SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO DEL EDIFICIO.....	61
5.1 Consideraciones previas	61
5.1.1 Método de cálculo	61
5.1.2 Datos necesarios	61
5.2 Posicionamiento y orientación de los paneles fotovoltaicos	63

5.3 Estimación del nivel de radiación solar	63
5.4 Dimensionamiento de los componentes de la instalación fotovoltaica	64
5.4.1 Dimensionado de los módulos fotovoltaicos	64
5.4.2 Determinación del regulador	67
5.4.3 Determinación del inversor	70
5.4.4 Dimensionado del sistema de acumulación	73
5.4.5 Calculo de la sección del cableado	77
5.4.6 Protecciones	88
5.4.7 Topología del sistema	92
5.4.8 Ubicación del sistema fotovoltaico	93
CAPITULO VI.....	94
ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA LA INSTALACION.	94
6.1 Calculo de la velocidad del viento que afecta el panel fotovoltaico	94
6.1.2 Determinación de la velocidad de diseño V_D	94
6.1.3 Determinación de la velocidad regional V_R	95
6.1.4 Determinación del factor de variación con la altura, F_α	96
6.1.5 Determinación del factor correctivo por topografía y rugosidad, F_{TR} ...	96
6.2 Elección del soporte	99
CAPITULO VII:.....	100
MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LA INSTALACIÓN	
FOTOVOLTAICA	100
7.1 Introducción.....	100
7.2 Definición de mantenimiento preventivo.....	100
7.3 Programa de mantenimiento preventivo.....	100
7.3.1 Paneles solares fotovoltaicos.....	101

7.3.1.1 Limpieza periódica.....	101
7.3.1.2 Inspección visual de posibles degradaciones.....	101
7.3.1.3 Control de características eléctricas.....	102
7.3.1.4 Comprobación de la estructura soporte.....	102
7.3.2 Baterías.....	103
7.3.3 Controlador de carga.....	104
7.3.4 Inversores.....	104
7.3.5 Conexión a tierra.....	106
CAPITULO VIII: PRESUPUESTO.....	107
CAPITULO XIX: CONCLUSIONES.....	112
CAPITULO X: RECOMENDACIONES.....	113
CAPITULO XI: BIBLIOGRAFIA.....	114
CAPITULO XII: ANEXOS.....	118

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema de una instalación fotovoltaica autónoma.	7
Figura 2: Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a la red.	8
Figura 3: Sistema de bombeo a través de paneles solares.	9
Figura 4: Efecto fotovoltaico.	10
Figura 5: Modulo de silicio monocristalino.	11
Figura 6: Modulo de silicio policristalino.	12
Figura 7: Modulo de Silicio amorfo.	12
Figura 8: Elementos de un panel fotovoltaico.	14
Figura 9: Característica I-V de una célula fotovoltaica.	17
Figura 10: Ejemplo de dependencia de la tensión de circuito abierto y de la corriente de cortocircuito de una célula solar (célula de GaAs) con la temperatura.	19
Figura 11: Orientación e inclinación del módulo fotovoltaico.	21
Figura 12: Emplazamiento de paneles en el suelo.	21
Figura 13: Emplazamiento de paneles a través de poste vertical.	22
Figura 14: Emplazamiento de paneles sobre pared de edificio.	22
Figura 15: Emplazamiento de paneles sobre el techo.	23
Figura 16: Distancia entre filas de paneles solares.	24
Figura 17: Reguladores en serie y paralelo.	26
Figura 18: Disminución de los ciclos de vida con el aumento de la PD_{max}	30
Figura 19: Conexión de baterías en serie.	32
Figura 20: Conexión de baterías en paralelo.	33

Figura 21: Estructuras de soporte para instalaciones fotovoltaicas.....	40
Figura 22: Efecto del viento sobre los paneles solares.	40
Figura 23: Sistema de seguimiento por un eje.	41
Figura 24: Sistema de seguimiento por dos ejes.....	42
Figura 25: Hincado directo de soportes de módulos fotovoltaicos.....	42
Figura 26: Instalación fotovoltaica situada en tierras yermas de muy bajo valor.	43
Figura 27: Sistema de una instalación fotovoltaica en limpieza por chorro de agua.	44
Figura 28: Curva de irradiación diaria y horas solares pico.	46
Figura 29: Ubicación geográfica del Edificio Julio Padilla.....	47
Figura 30: Diagrama de la Planta baja del edificio Julio Padilla.	48
Figura 31: Diagrama de la Planta alta del Edificio Julio Padilla.	49
Figura 32: Evaporador instalado en la aula 1028 del Edificio Julio Padilla.	50
Figura 33: Triangulo de potencias.	53
Figura 34: Multímetro digital.	55
Figura 35: Pinza amperimetrica marca Truper.	55
Figura 36: Destornilladores para trabajos eléctricos.....	56
Figura 37: Panel de alimentación del edificio Julio Padilla.	56
Figura 38: Línea Neutro del Panel de alimentación.....	57
Figura 39: Panel fotovoltaico policristalino Max Power CS6X-320.	65
Figura 40: Regulador PT-100, Magnum dimensions.	68
Figura 41: Inversor Magnum Energy, MS4024PAE	70
Figura 42: Banco de baterías Enersol T650-12.....	75

Figura 43: Topología del sistema fotovoltaico.	92
Figura 44: Lugar de ubicación de la instalación fotovoltaica.	93
Figura 45: Diagrama de fuerzas sobre la estructura.....	94
Figura 46: Zonificación eólica de Nicaragua para análisis por viento.	95
Figura 47: Rugosidad del terreno.	97
Figura 48: Limpieza de paneles.....	101

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Porcentajes de caídas de tensión (%).	36
Tabla 2: Intensidades nominales normalizadas de los fusibles a baja tensión ...	38
Tabla 3: Intervalos de la corriente convencional de fusión.	38
Tabla 4: Distribución del Aulas del Edificio Julio Padilla.	48
Tabla 5: Datos de placa de evaporador Confortstar	51
Tabla 6: Parámetros eléctricos obtenidos de las mediciones.	57
Tabla 7: Tensión de trabajo recomendadas para el sistema.	62
Tabla 8: Valores de Conductividad del cobre.	77
Tabla 9: Intensidades de corrientes y secciones de cable en tramos DC.	80
Tabla 10: Relación entre conductores de protección y activos.	84
Tabla 11: Secciones de conductores activos y de protección por tramos.	85
Tabla 12: Longitud total del cableado del sistema fotovoltaico autónomo.	85
Tabla 13: Longitud del cableado del sistema fotovoltaico.	87
Tabla 14: Diámetros externos de tubos protectores del cableado.	88
Tabla 15: Velocidades regionales, VR según la importancia de la construcción y la zonificación eólica, m/s.	96
Tabla 16: Rugosidades del terreno a y d.	97
Tabla 17: Factor F_{TR} (Factor de topografía y rugosidad del terreno).	98
Tabla 18: Magnitudes físicas de la estructura.	99
Tabla 19: Presupuesto del proyecto.	110

NOMENCLATURA

UNI: Universidad Nacional de Ingeniería.

UNE: Una Norma Española.

RUPAP: Recinto Universitario Pedro Arauz Palacios.

UNA: Universidad Nacional Agraria.

SIN: Sistema de Interconectado Nacional.

EVA: Etilen-Vinil-Acetato.

PVC: Policloruro de Vinilo.

STC: Standard Test Conditions.

SSE: Meteorología de superficie y energía solar.

REBT: Reglamento electrotécnico de baja tensión.

PVGIS: Sistema de información geográfica fotovoltaica.

HSP: Hora Solar Pico.

DC: Corriente directa.

AC: Corriente alterna.

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

AWG: Calibre de alambre estadounidense.

I_{sc}: Corriente de cortocircuito del módulo.

V_{oc}: Tensión de circuito abierto del módulo.

P_{MP}: Potencia en el punto de máxima potencia de un módulo.

V_{MP}: Voltaje en el punto de máxima potencia de un módulo.

I_{MP}: Corriente en el punto de máxima potencia de un módulo.

V_{sistema}: Tensión de trabajo del sistema.

V: Voltios

F_f: Factor de forma.

η : Eficiencia de un módulo.

E: Nivel de radiación solar en la superficie del módulo.

A_c: Superficie del módulo fotovoltaico.

P_i: Potencia luminosa recibida del sol.

I_{Total ser}: Sumatoria total de corriente de los módulos conectados en serie.

V_{Total ser}: Sumatoria total de voltaje de los módulos conectados en serie.

I_{Total par}: Sumatoria total de corriente de los módulos conectados en paralelo.

V_{Total par}: Sumatoria total de voltaje de los módulos conectados en paralelo.

α : Angulo azimutal de la superficie del módulo.

β : Angulo de inclinación del módulo con respecto a la horizontal.

I_{Total}: Corriente total de los módulos conectados en serie y/o paralelo.

V_{Total}: Voltaje total de los módulos conectados en serie y/o paralelo.

B_{opt}: Angulo de inclinación óptimo de módulo.

Φ : Latitud de lugar donde se instalarán los paneles.

D: Distancia entre aristas de paneles fotovoltaicos.

d₁: Distancia de la arista inferior de un panel a la arista inferior del otro.

d₂: Distancia de la arista inferior del panel a la arista superior del mismo respecto a la horizontal.

h: Altura solar al medio día.

PWM: Modulación por ancho de pulsos.

MPPT: Seguidor del punto de máxima potencia.

C.C: Corriente continua

V_n: Voltaje nominal de un acumulador.

C_n: Capacidad máxima de energía que es posible almacenar en un acumulador.

V_{Total bat ser}: Sumatoria del voltaje de las baterías conectadas en serie.

C_{bat}: Capacidad en amperios hora de la batería seleccionada.

Ah: Amperios hora.

P_{dmax}: Profundidad máxima de descarga de un acumulador.

V_{Total,A}: Voltaje total de acumuladores conectados en serie y/o paralelo.

FTI: Facultad de Tecnología de la Industria.

L1: Conductor de la fase 1

L2: Conductor de la fase 2

L3: Conductor de la fase 3

N: Neutro.

P: Potencia activa.

Q: Potencia reactiva.

S: Potencia aparente.

I: Intensidad de corriente que fluye por el circuito.

Cos φ : Factor de potencia

VAR: Voltamperios Reactivos.

VA: Voltiamperios.

P_{L1}: Potencia activa de la línea 1

P_{L2}: Potencia activa de la línea 2

P_{L3}: Potencia activa de la línea 3

Q_{L1}: Potencia reactiva de la línea 1

Q_{L2}: Potencia reactiva de la línea 2

Q_{L3}: Potencia reactiva de la línea 3

S_{L1}: Potencia aparente de la línea 1

S_{L2}: Potencia aparente de la línea 2

S_{L3}: Potencia aparente de la línea 3

V_{L1}: Voltaje de línea 1.

V_{L2}: Voltaje de línea 2.

V_{L3}: Voltaje de línea 3.

I_{L1}: Intensidad de fase 1.

I_{L2}: Intensidad de fase 2.

I_{L3}: Intensidad de fase 3.

Cos ϕ_{L1} : Factor de potencia de la línea 1.

Cos ϕ_{L2} : Factor de potencia de la línea 2.

P_T: Potencia activa total.

Q_T: Potencia reactiva total.

S_T: Potencia aparente total.

P_{instalada}: Potencia instalada de los aires acondicionados.

A/C: Aires acondicionados.

N_{mod}: Número total de módulos fotovoltaicos en la instalación.

E_{requerida}: Consumo diario de los aires acondicionados.

P_{max mod}: Potencia máxima del módulo dada por el fabricante.

$N_{\text{mod serie}}$: Numero de módulos en serie del generador.

$N_{\text{mod paralelo}}$: Numero de módulos en paralelo del generador.

$P_{\text{campo fv}}$: Potencia pico necesaria en el campo fotovoltaico.

$I_{\text{entr reg}}$: Corriente máxima de entrada del regulador.

$I_{\text{sal reg}}$: Corriente máxima de salida del regulador.

P_{AC} : Potencia instalada de los aires acondicionados.

η_{inv} : Rendimiento del inversor.

N_{reg} : Numero de reguladores de la instalación fotovoltaica

$I_{\text{entr reg}}$: Corriente máxima de entrada que deben soportar todos los reguladores.

$I_{\text{sal reg}}$: Corriente máxima de salida que deben soportar todos los reguladores.

$I_{\text{admisible reg}}$: Corriente admisible máxima del regulador seleccionado.

$N_{\text{mod por reg}}$: Numero de módulos conectados a cada regulador.

P_{inv} : Potencia total del banco de inversores de la instalación.

N_{inv} : Número total de inversores en la instalación.

$P_{\text{admisible inv}}$: Potencia admisible del inversor dada por el fabricante.

$P_{\text{unit inv}}$: Potencia que debe resistir cada inversor.

$I_{\text{entr inv}}$: Corriente máxima de entrada que debe resistir cada inversor.

$E_{\text{entregada}}$: Energía diaria entregada por el conjunto generador.

N : Número de días de autonomía.

C_{acum} : Capacidad del acumulador de toda la instalación.

P_{d} : Profundidad máxima de descarga del sistema acumulador.

$C_{\text{acum arreg}}$: Capacidad del acumulador por cada arreglo fotovoltaico.

N_{arreglo} : Numero de arreglos fotovoltaicos de toda la instalación.

N_{arreglo por inv}: Numero de arreglos fotovoltaicos conectados a cada inversor.

ΔV : Caída de tensión de los cables conductores.

I_{corregida}: Corriente que circula por cable conductor tomando en cuenta un factor de seguridad por la temperatura del conductor.

N_{Total bat}: Número total de baterías en la instalación.

CAPITULO I

CONCEPTUALIZACION DEL PROYECTO

1.1 Introducción

El uso de energía renovable en la actualidad ha reducido las emisiones de gases de efecto invernadero que son los principales causantes de los cambios climáticos. Estos gases son producidos por energía fósiles como el carbón, el gas, el petróleo o la energía nuclear.

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable que genera energía eléctrica a través de los rayos luminosos provenientes del sol, gracias al efecto fotovoltaico que altera el campo eléctrico existente entre dos capas de semiconductores, produciendo corriente continua. Esta generación de energía ocurre dentro de los paneles solares fotovoltaico cuyos tamaños, forma y potencia son diversos.

Este tipo de energía se usa principalmente para producir electricidad a gran escala a través de redes de distribución, aunque también permite alimentar innumerables aplicaciones o aparatos autónomos, abastecer viviendas aisladas de la red eléctrica.

La energía solar fotovoltaica se transformó en la tercera fuente de energía renovable más utilizada en el mundo, debido a que el sol es una fuente de energía inagotable, limpia y que no emite ningún tipo de contaminante al medio ambiente. Si bien es cierto que los costos de inversión al utilizar este tipo de energía son altos con el tiempo se han venido amortizando. (Tecnología-Card)

1.2 Objetivo general

Desarrollar un sistema fotovoltaico autónomo para la generación de energía eléctrica, empleada para el funcionamiento del sistema de climatización del edificio Julio Padilla, en el Recinto Pedro Arauz Palacios de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI-RUPAP), para disminuir el consumo energético proveniente de la red de interconectado nacional.

1.3 Objetivos específicos

- a) Determinar el consumo de energía eléctrica utilizada por los aires acondicionados del edificio.
- b) Calcular el número de módulos fotovoltaicos y los componentes que conforman el sistema.
- c) Realizar un programa de mantenimiento preventivo de la instalación fotovoltaica.
- d) Estimar el presupuesto necesario para la instalación del proyecto.

1.4 Antecedentes

Nicaragua todavía no logra ampliar de manera considerable los proyectos para la generación de energía solar, a pesar de haberse desarrollado en diferentes puntos del país esta tecnología.

La Universidad Nacional Agraria (UNA) en el año 2009, instaló el laboratorio de innovación y desarrollo de energía renovables, lo que favoreció a las zonas rurales de Somoto, Ciudad Antigua y Pueblo Nuevo, donde treinta casas cuentan con energía eléctrica para la iluminación, gracias a paneles solares. (La Prensa, 2014)

En Managua, el Centro Juvenil Don Bosco apostó por el uso de energía solar en diciembre de 2010, cuando invirtió U\$127,587 en la instalación de 144 módulos fotovoltaicos con capacidad para generar 30 kilovatios-hora al mes cada uno, es decir, que la capacidad total es de 4,320 kilovatios-hora al mes. (EL Nuevo Diario)

Entre las instituciones locales que aportan energía limpia al sistema de distribución eléctrica de baja tensión se encuentra el Instituto Politécnico La Salle, en el departamento de León, que desde el 2012 inyecta alrededor de 2500 a 3000 kilovatios al mes de energía solar fotovoltaica. (El Nuevo Diario)

El 21 de febrero de 2013 se inauguró el parque solar más grande hasta el momento, con una capacidad para generar 1.38 megavatios de energía, es el primero que está interconectado a la red de distribución eléctrica del país y posee 5,880 paneles solares instalados. Está ubicado en la comunidad de La Trinidad, del Municipio de Diriamba y proporciona electricidad a más de mil casas cercanas. (El Nuevo Diario)

En el Municipio de Tipitapa se construyó el parque fotovoltaico “Planta Solar Astro”, posee dos manzanas de paneles solares con capacidad de 2.5 Megawatts, está ubicado en el Km 47.5 de la carretera Tipitapa-Masaya y suministra electricidad al parque industrial Zona Franca Astro que alberga a 25 empresas, y se estima que la central fotovoltaica cubrirá aproximadamente el 30% del consumo de electricidad de dicho complejo. (Tomado de pv magazine fotovoltaica, 2014).

1.5 Justificación

En el Edificio Julio Padilla, del Recinto Pedro Arauz Palacios, de la Universidad Nacional de Ingeniería, la energía eléctrica utilizada es proveniente de la red de interconectado nacional. En Nicaragua gran parte de la energía proveniente de esta red, proviene en su gran mayoría de combustibles fósiles.

Para reducir la dependencia total del consumo de energía eléctrica de dicho edificio al Sistema de Interconectado Nacional (SIN), se piensa implementar con este proyecto el uso de una energía renovable, como es la energía solar fotovoltaica, para alimentar el sistema de aire acondicionado en las instalaciones del edificio.

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía limpia, obtenida directamente mediante la utilización de recursos renovables como es la radiación solar, la que a su vez es muy abundante en nuestro país, y sirve como fuente de energía eléctrica de muy buena calidad, confiable, segura y no contaminante para el medio ambiente.

1.6 Planteamiento del problema

El crecimiento económico de Nicaragua, provocó que en el 2015 la demanda de energía eléctrica se incrementara hasta en un 10%, esto obedece a que mas nicaragüenses tienen acceso a la electricidad, y es que la energía eléctrica se ha convertido actualmente en la principal fuente para el funcionamiento de las diferentes tecnologías desarrolladas por las industrias, para satisfacer necesidades específicas y/o brindar solución a determinados problemas de la sociedad.

La Universidad Nacional de Ingeniería (UNI-RUPAP) desarrolló la instalación de sistemas de climatización en sus diversos edificios, con el fin de mejorar la calidad del ambiente de estudio de los estudiantes. El edificio Julio Padilla, ubicado dentro de las instalaciones de dicha universidad cuenta con un sistema de aire acondicionado instalado en sus aulas. Este sistema provocó un aumento en el consumo eléctrico de dicho edificio. Esta energía eléctrica es proveniente de la red eléctrica nacional lo que implica el consumo de energía eléctrica producida de fuentes contaminantes como los hidrocarburos.

La Universidad Nacional de Ingeniería (UNI-RUPAP) no cuenta con ninguna fuente de energía renovable, que produzca energía eléctrica limpia e inagotable, a pesar de estar en un país con un alto potencial de condiciones para establecer las energías renovables como una fuente para producir energía eléctrica, como es la gran irradiación de la que goza el país.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 Energía Solar Fotovoltaica

“La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica. Esta transformación en energía eléctrica se consigue empleando una tecnología basada en el efecto fotovoltaico, aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores mediante células fotovoltaicas.” (Energía Solar Fotovoltaica, 2017)

2.2 Componentes de una instalación fotovoltaica.

De forma general, pueden señalarse los siguientes subsistemas componentes empleados en la tecnología:

- Subsistema de captación.
- Subsistema de almacenamiento.
- Subsistema de regulación.
- Subsistema convertidor de corriente.

El subsistema de captación está constituido por el panel fotovoltaico, el cual tiene como función convertir la radiación solar que incide sobre él en electricidad.

El subsistema de almacenamiento tiene como función almacenar la energía eléctrica generada, que no está siendo utilizada por el consumidor, ya que al ser la radiación solar variable no podría garantizarse, en el caso de ausencia de este subsistema, el suministro de energía en todo momento.

El subsistema de regulación tiene como función evitar que las baterías reciban más energía que la máxima que éstas son capaces de almacenar y prevenir las sobrecargas que agotarían en exceso la carga de las mismas.

El subsistema convertidor de corriente es el encargado de adaptar la energía producida por el panel fotovoltaico o la almacenada en las baterías, que es de tipo

continuo, al tipo de energía, continua o alterna, solicitada por las cargas. (Jose A. C. Gonzalez, 2009)

2.3 Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas.

Los sistemas fotovoltaicos, han ido desarrollándose hasta dividirse en tres grandes grupos: instalaciones aisladas a la red, instalaciones conectadas a la red y las instalaciones de bombeo.

2.3.1 Instalaciones aisladas a la red o autónomas.

“Un sistema fotovoltaico autónomo (SFA) produce energía eléctrica para satisfacer el consumo de cargas eléctricas no conectadas a la red, empleando un sistema de acumulación energético para hacer frente a los periodos en los que la generación es inferior al consumo”. En la figura 1, puede verse el esquema básico de una instalación fotovoltaica autónoma. (O. Perpiñan, 2012)

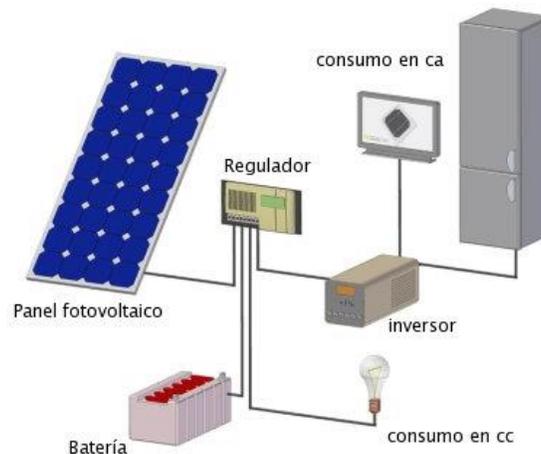


Figura 1: Esquema de una instalación fotovoltaica autónoma.

Las principales aplicaciones de los sistemas autónomos son: (Fieira, 2016):

- Aplicaciones espaciales.
- Telecomunicaciones.
- Señalización marítima.
- Sistemas de bombeo.

- Electrificación de viviendas.

2.3.2 Instalaciones conectadas a red

“Un sistema fotovoltaico conectado a la red consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. El concepto de inyección a red tiene un amplio margen de aplicaciones, desde pequeños sistemas de pocos kilovatios pico (kWp) de potencia instalada hasta centrales de varios megavatios pico (MWp)”. En la Figura 2 se muestra un diagrama de los componentes principales de un sistema de conexión a red. (Jose A. C. Gonzalez, 2009)

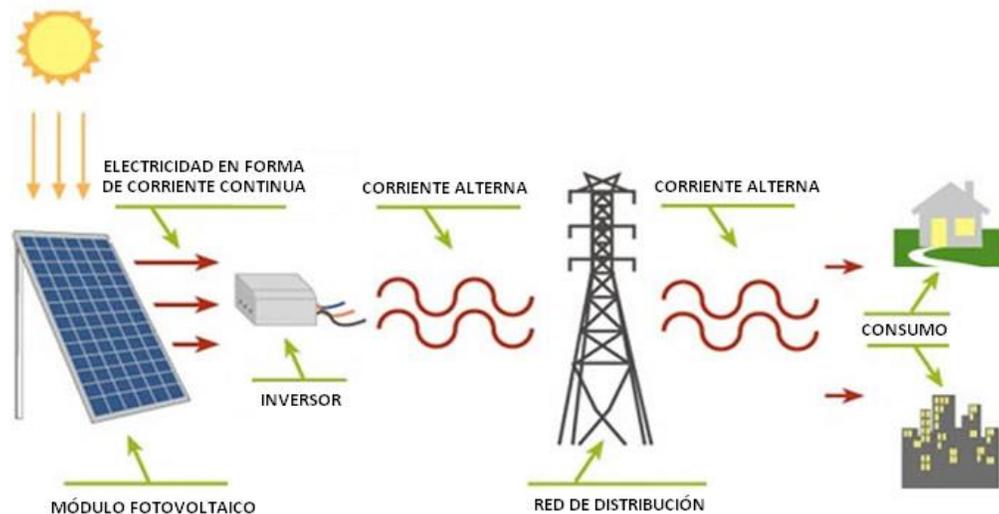


Figura 2: Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a la red.

2.3.3 Instalaciones de sistemas de bombeo

Estos sistemas emplean la corriente eléctrica que produce el generador fotovoltaico para accionar una motobomba que eleva y transporta agua desde un acuífero hasta un depósito o una red de distribución. Las aplicaciones de sistemas de bombeo incluyen el suministro de agua para consumo humano o animal y el riego de plantaciones individuales o comunitarias. En la figura 3 se muestra el diagrama de los componentes principales de esta instalación. (O. Perpiñan, 2012)

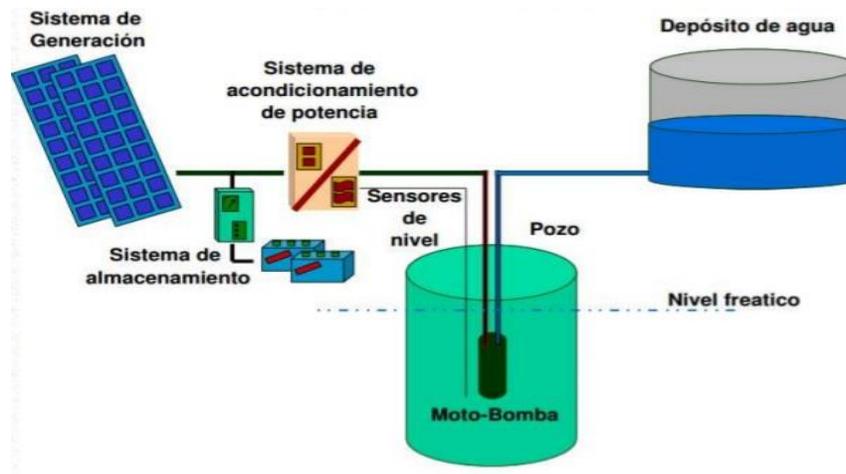


Figura 3: Sistema de bombeo a través de paneles solares.

2.4 Celda fotovoltaica

“Las células fotovoltaicas son sistemas semiconductores capaces de convertir de forma inmediata y directa, la radiación luminosa proveniente de la luz del sol en energía eléctrica. Su principio de funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico”. (Gómez, 2008)

2.4.1 Efecto fotovoltaico

La celda fotovoltaica posee una estructura similar a la de un diodo, los principales componentes que conforman su estructura interna son los materiales semiconductores, los que a su vez están compuestos de una fina capa de silicio con boro, que le da a la estructura la característica de una carga positiva conocida como semiconductor tipo “P” (Dopado de huecos) esto forma la base de la celda solar. En seguida otra fina capa de sílice es agregada, solo que esta vez con fosforo, este suministra una carga negativa conocida como semiconductor tipo “N” (Dopado de electrones).

Cuando la radiación del sol incide en la celda fotovoltaica en forma de luz solar, los fotones¹ con suficiente energía que inciden en la célula provocan que los electrones pasen de la capa P a la capa N (Ver figura 4). Un exceso de electrones se acumula en el lado N generando una diferencia entre la cantidad de electrones en este caso una diferencia de potencia o voltaje, que puede ser usado como fuente de energía. Con tal que la luz siga incidiendo en la célula, la diferencia de potencia se mantiene, incluso en días nublados debido a la radiación difusa² de luz.

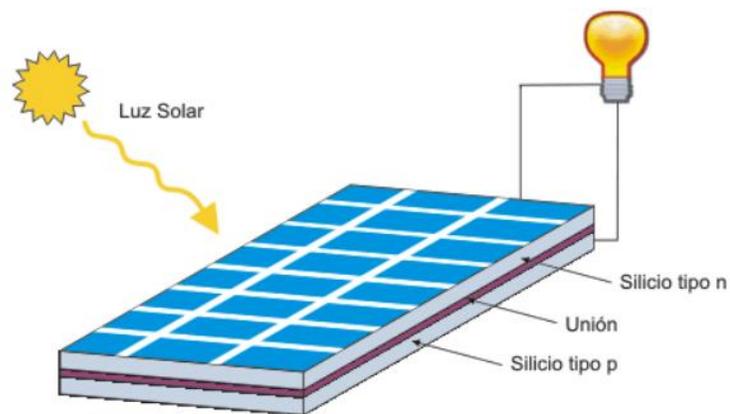


Figura 4: Efecto fotovoltaico.

“Este efecto fotoeléctrico fue descubierto y descrito por Heinrich Hertz en 1887, al observar que el arco que salta entre dos electrodos conectados a alta tensión alcanza distancias mayores cuando se ilumina con luz ultravioleta que cuando se deja en la oscuridad. La explicación teórica fue hecha por Albert Einstein, quien publicó en 1905 el revolucionario artículo “Heurística de la generación y conversión de la luz”, basando su formulación de la fotoelectricidad en una extensión del trabajo sobre los cuantos³ de Max Plack. Más tarde Robert Andrews Millikan pasó diez años experimentando para demostrar que la teoría de Einstein no era correcta, para finalmente concluir que

¹ Fotón: Es la cantidad de energía en forma de radiación electromagnética, emitida o absorbida por la materia. (Energía Solar, 2017)

² Radiación difusa: Es el efecto generado cuando la radiación solar que alcanza la superficie de la atmósfera de la Tierra se dispersa de su dirección original a causa de moléculas en la atmósfera. (Hernandez, 2014)

³ Cuantos: Son las unidades de energía emitidas mediante la radiación electromagnética. (Porto, 2015)

sí lo era. Eso permitió que Einstein y Millikan fueran condecorados con premios Nobel en 1921 y 1923, respectivamente”. (Patatuchi, 2014)

2.4.2 Tipos de celdas solares

En el mercado actual existen distintos tipos de celdas solares o también llamadas fotovoltaicas, las que de acuerdo a la tecnología de fabricación empleada se clasifican en:

a) Celda de silicio monocristalino

Son las primeras células fotovoltaicas que salieron al mercado, y aunque su fabricación es más compleja que otras, y su costo superior, su rendimiento es el más elevado lo cual se traduce en una reducción de espacio.

“Se obtienen después de enfriar el silicio fundido, luego este se solidifica formando un solo cristal de gran tamaño, después se corta el cristal en partes finas, que dan las células. Estas células son generalmente de un color azul uniforme como se aprecia en la figura 5.” (Nestor, 2017)

Ventajas:

Vida útil de aproximadamente 30 años.

Modulo comercial rendimiento: 12 a 20%

Desventajas:

Alto costo.

Baja eficiencia a una iluminación baja.

Ocupan un menor espacio.



Figura 5: Modulo de silicio monocristalino.

b) Celda de silicio policristalino

Estas células se forman a partir de muchos cristales de silicio, y poseen una eficiencia menor que las monocristalinas. Las células de silicio policristalino se distinguen claramente por que la superficie de la célula tiene muchos tonos diferentes de color

azul (Ver figura 6) y actualmente son la tecnología mayoritaria en terminos de produccion. (Nestor, 2017)

Ventajas:

Vida utili de aproximadamente 30 años
Costo mas bajo que la celula monocristalina.
Modulo comercial rendimiento: 11 a 15%

Desventajas:

Baja eficiencia bajo una iluminacion baja.
Ocupan un espacio mayor que las moncristalinas

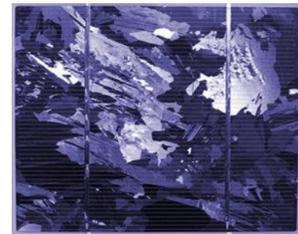


Figura 6: Modulo de silicio policristalino.

c) Celda de silicio amorfo en capa fina

Estas células no poseen una estructura cristalina y se forman cuando en el procesamiento del silicio se produce un gas, que se proyecta sobre una lámina de vidrio. La célula de silicio amorfo es color gris muy oscuro o marrón. Son las más baratas de producir pero también las menos eficientes y se usan en las calculadoras y relojes llamados “solares”. (Nestor, 2017)

Ventajas:

Para su elaboración se consume poca energía.
Barata en comparación con otros tipos de células.
Menos sensible a las altas temperaturas.

Desventajas:

Tiempo de vida útil de aproximadamente 10 años
Modulo comercial rendimiento: 5 a 9%

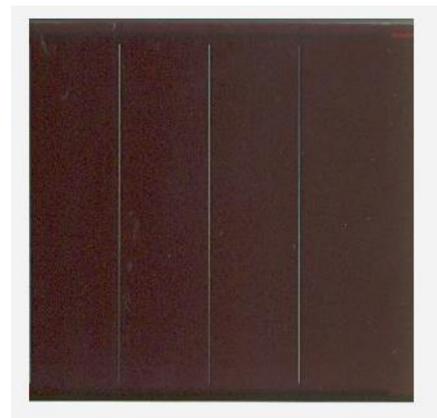


Figura 7: Modulo de Silicio amorfo.

d) Celdas bifaciales

Este tipo de módulos fotovoltaicos se caracterizan por que sus células generan energía eléctrica a través de sus dos caras, de tal forma que el dispositivo puede captar la energía frontal y la energía reflejada en el suelo (albedo). De esta forma, le energía

conseguida puede llegar a incrementar en un 30%, obteniendo un mejor rendimiento, pero el costo sería más elevado.

Estas células fueron inventadas y desarrolladas por un grupo de investigadores de la Escuela Superior de Ingenieros de Telecomunicaciones de Madrid en la década de 1980.

e) Celdas de sulfuro de cadmio y sulfuro de cobre

Este tipo de célula tiene la ventaja de que necesita muy poco material activo en su proceso de fabricación. No obstante, los rendimientos obtenidos en serie se sitúan en torno al 5% y tienen el inconveniente de su excesiva degradación con el paso del tiempo.

f) Celdas de arseniuro de galio

Estas células constan de múltiples películas delgadas cada una constituida por un semiconductor diferente. Podrían ser las células más indicadas gracias a un elevado rendimiento (hasta un 39%) y alto coeficiente de absorción, de forma que con poco material se obtendría una buena eficiencia; sin embargo, el arseniuro de galio es un material raro y poco abundante: Debido a esto no puede competir en igualdad con el resto de células.

2.5 Subsistema de captación

“Está constituido por el panel fotovoltaico el cual tiene como función convertir la radiación solar que incide sobre él, en electricidad. Está integrado por un conjunto de células fotovoltaicas que se conectan en serie y en paralelo con el propósito de lograr, para una radiación dada, unos determinados niveles de tensión e intensidad eléctrica”. (Jose A. C. Gonzalez, 2009)

2.5.1 Panel o modulo fotovoltaico

“Un módulo fotovoltaico es una asociación de células a las que se protege físicamente de la intemperie y aísla eléctricamente del exterior, dando rigidez mecánica al conjunto”. (O. Perpiñan, 2012)

Suelen ser de varios tipos, entre ellos, los más utilizados son los paneles con tecnología monocristalina y policristalina, con uniones en serie de sus células que rondan los 12-18 Voltios para uniones de 36 células y los 24-34 Voltios para uniones de 72 células. (Lorenzo, 2012)

2.5.1.1 Características físicas del panel fotovoltaico

El panel fotovoltaico cuenta con otros elementos a parte de las células solares, que hacen posible la adecuada protección del conjunto, posibilitando la sujeción a las estructuras que lo soportan y permitiendo la correcta conexión eléctrica. (El panel fotovoltaico, s.f.).

En la Figura 8 se aprecian los elementos del panel solar y posteriormente se describen cada uno de ellos.

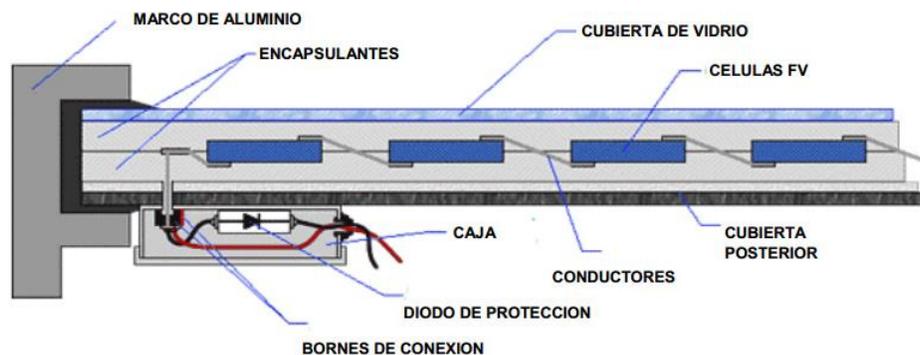


Figura 8: Elementos de un panel fotovoltaico.

La **superficie** del panel suele oscilar entre 0.5 m² y 1.3 m², donde las células están ensambladas entre dos estratos uno superior de cristal de silicio y otro inferior de material plástico.

La **cubierta exterior** tiene una función protectora ya que padece la acción de los agentes atmosféricos. Se utiliza un vidrio templado que presenta una buena protección contra los impactos, respetando una excelente transmisión a la radiación del espectro solar. Su espesor es de unos 4 mm.

Encapsulante, encargado de la protección de las células solares y de las conexiones. El material normalmente utilizado es el EVA (Etil-Vinilo-Acetileno), que proporciona una excelente transmisión de la radiación solar, comportándose muy favorablemente en la degradación por medio de las radiaciones ultravioletas.

Parte posterior, formada por materiales acrílicos como puede ser el EVA (etilen-vinil-acetato) o de PVC (policloruro de vinilo). Su principal misión es proteger al panel de la humedad. Son de color blanco para que refleje la luz que alcance la cubierta posterior y así aumentar la eficiencia de la instalación.

Marco soporte, donde se sujeta la placa solar. Generalmente de aluminio anodizado.

2.5.1.2 Características eléctricas del panel fotovoltaico

El nivel de salida del panel es denominado **potencia pico**, la cual corresponde a la potencia máxima entregable por el conjunto de células bajo las denominadas condiciones estándares de medida (STC, standard test conditions en sus siglas inglesas) válidas para caracterizar un módulo fotovoltaico (O. Perpiñan, 2012). Estas condiciones son:

Radiación de 1000 W/m^2

Temperatura de Celda de 25°C (no corresponde a la temperatura ambiente)

Masa de aire ($AM=1,5$)

Bajo estas condiciones es posible medir los siguientes parámetros de funcionamiento:

Corriente de corto circuito (I_{sc}): Corresponde a la máxima corriente, en amperios, generada por cada panel al conectar una carga de resistencia cero en sus terminales de salida. Su valor depende de la superficie del panel y de la radiación solar.

Voltaje de circuito abierto ($V_{oc,M}$): Corresponde al voltaje máximo, en voltios, que genera un panel solar y medido en los terminales de salida cuando no existe carga conectada. (Sebastian, Corriente de corto circuito en paneles fotovoltaicos, s.f.)

Potencia máxima (P_{MPP}): Corresponde a la máxima potencia que el panel puede entregar, la cual se da cuando el voltaje y la corriente alcanzan sus valores máximos, en forma simultánea. (Jose A. C. Gonzalez, 2009)

$$P_{MPP} = V_{MP} * I_{MP} \quad \text{Ec. No. 1}$$

Donde:

P_{MP} : Potencia en el punto de máxima potencia

V_{MP} : Voltaje en el punto de máxima potencia

I_{MP} : Corriente en el punto de máxima potencia

Factor de forma (F_f): Este es un parámetro clave para evaluar el rendimiento de los paneles solares y se relaciona con la potencia máxima, la tensión en circuito abierto y la corriente de corto circuito por la ecuación siguiente: (Techno Sun, 2009)

$$F_f = \frac{P_{MP}}{I_{SC} * V_{oc,M}} \quad \text{Ec. No. 2}$$

Donde:

P_{MP} : Potencia en el punto de máxima potencia del módulo, W.

I_{sc} : Corriente de corto circuito del módulo, A.

V_{oc} : Voltaje de circuito abierto del módulo, V.

Eficiencia (η): Es el porcentaje de potencia convertida en energía eléctrica de la luz solar total absorbida por un panel cuando una célula solar está conectada a un circuito eléctrico. (Jose A. C. Gonzalez, 2009)

$$\eta = \frac{P_{MP}}{E * A_c} = \frac{V_{MP} * I_{MP}}{P_i} \quad \text{Ec. No. 3}$$

Donde:

P_{MP} : Punto de potencia maxima del módulo (W)

E: Nivel de radiacion solar en la superficie del panel (W/m^2)

A_c : Superficie del panel fotovoltaico (m^2)

P_i : Potencia luminosa⁴ por unidad de area que se recibe del sol, en forma de fotones (en condiciones estandar, 100 mW/cm²)

La figura 9 representa la corriente (I) en funcion de la tension (V) que aparece en una célula fotovoltaica, asi como sus parametros de funcionamiento. Fuente: (José A. C. González, 2009)

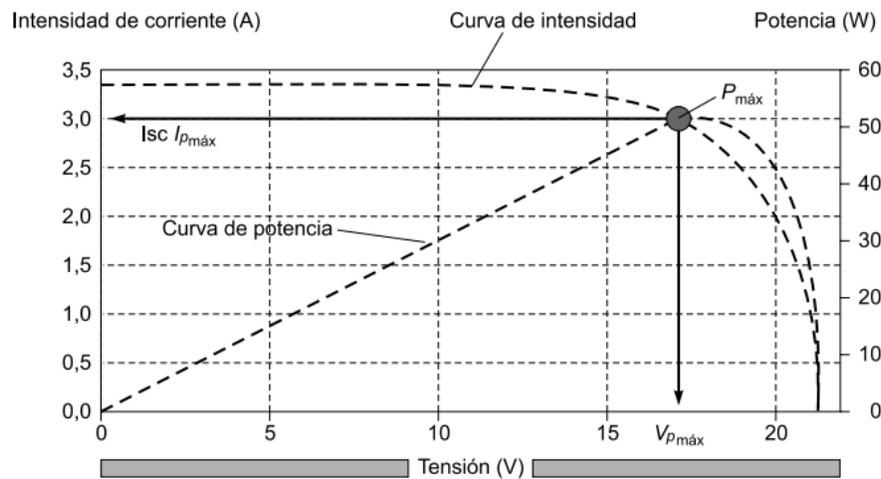


Figura 9: Característica I-V de una célula fotovoltaica.

Una característica importante a tener en cuenta de los paneles fotovoltaicos es que el voltaje de salida no depende de su tamaño, ya que frente a cambios en los niveles de radiación incidente tiende a mantener una tensión constante de salida. En cambio, la corriente, es casi directamente proporcional a la radiación solar y al tamaño del panel.

2.5.1.3 Asociación de módulos fotovoltaicos

Como norma general nunca se conectarán entre si módulos de distintas características, ni de distintos fabricantes. Esto se hace para optimizar la producción de energía y reducir así las pérdidas ocasionadas por dispersión de características. Habitualmente los módulos fotovoltaicos se comercializan según la potencia pico que pueden generar.

⁴ Potencia luminosa: Es el flujo luminoso en forma de radiación luminosa.

Asociación en serie:

La conexión en serie de los módulos fotovoltaicos aumenta la tensión a la salida del grupo al sumar la tensión de cada uno de los módulos conectados en serie mientras que la corriente que circula es la misma para todos y cada uno de los paneles. (Damia Solar, 2016).

La tensión y la corriente total de determinado número de células fotovoltaicas conectadas en serie es:

$$I_{\text{Total ser}} = I_{\text{Módulo 1}} = I_{\text{Módulo 2}} = \dots = I_{\text{Módulo N}} \quad \text{Ec. No. 4}$$

$$V_{\text{Total ser}} = \sum V_{\text{Módulo } i} = \sum V_{\text{Módulo 1}} + \sum V_{\text{Módulo 2}} + \dots + \sum V_{\text{Módulo N}} \quad \text{Ec. No. 5}$$

Asociación en paralelo:

La conexión en paralelo de las células fotovoltaicas aumenta la corriente de salida del módulo al sumarse todas las corrientes generadas por las células conectadas en paralelo, mientras que la tensión es la misma para todas las células. (Damia Solar, 2016).

La tensión y la corriente de determinado número de células fotovoltaicas conectadas en paralelo es:

$$I_{\text{Total par}} = \sum I_{\text{Módulo } i} = I_{\text{Módulo 1}} + I_{\text{Módulo 2}} + \dots + I_{\text{Módulo N}} \quad \text{Ec. No. 6}$$

$$V_{\text{Total par}} = V_{\text{Módulo 1}} = V_{\text{Módulo 2}} = \dots = V_{\text{Módulo N}} \quad \text{Ec. No. 7}$$

Asociación mixta

La tensión total y la intensidad total en módulos conectados mediante conexión mixta dependerán de los módulos conectados en serie y en paralelo. Como norma general. (Damia Solar, 2016).

$$V_{\text{Total}} = \text{No de paneles en serie} * V_{\text{Módulo}} \quad \text{Ec. No. 8}$$

$$I_{\text{Total}} = \text{No de paneles en paralelo} * I_{\text{Módulo}} \quad \text{Ec. No. 9}$$

2.5.1.4 Factores que afectan el rendimiento de un panel fotovoltaico.

Dependencia con la temperatura

Cuando una célula solar esta iluminada por el sol, lógicamente se calienta. La eficiencia de las células solares disminuye cuando aumenta la temperatura debido, sobre todo, a la disminución que sufre la tensión de circuito abierto. Mientras que la intensidad de corriente de cortocircuito es prácticamente insensible a los efectos de la temperatura.

Como resultado final, la eficiencia decrece del 0.4% al 0.5% por grado de aumento de la temperatura para una célula de silicio. En la figura 10 se muestra la variación grande que experimenta la tensión de circuito abierto con la temperatura. (Jose A. C. Gonzalez, 2009)

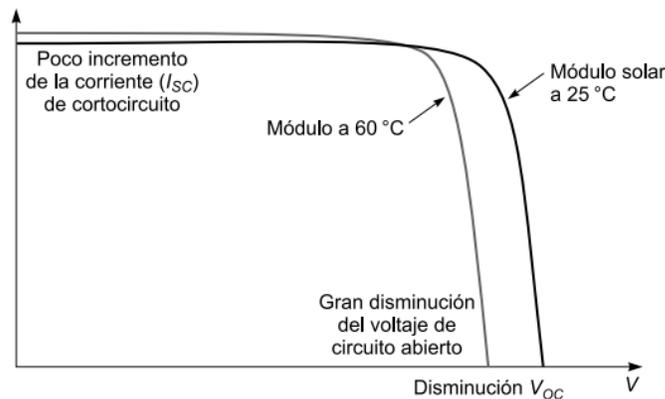


Figura 10: Ejemplo de dependencia de la tensión de circuito abierto y de la corriente de cortocircuito de una célula solar (célula de GaAs) con la temperatura.

Sombras en las células fotovoltaicas

Se debe evitar al máximo la proyección de sombras en los campos fotovoltaicos ya que pequeñas sombras pueden provocar que gran parte del módulo no funcione, por tal razón es muy importante seleccionar correctamente la ubicación física de la totalidad de los componentes de la instalación. Con una buena planificación acerca de cómo y dónde colocar los distintos componentes de la instalación se obtienen mayores

niveles de seguridad eléctrica, se reduce el costo de los materiales y disminuye la mano de obra necesaria. (Jose A. C. Gonzalez, 2009)

2.5.1.5 Orientación e inclinación

Para que un panel solar genere la máxima potencia, los rayos del sol deben incidir lo más perpendicular posible sobre el panel. Para conseguir este objetivo, tenemos que variar la orientación e inclinación del panel siguiendo al sol a lo largo del día, lo que se consigue con un seguidor solar, pero supone un sobre costo y complica la instalación, por lo que normalmente la solución más ventajosa es dejar el panel en una estructura fija.

En el supuesto que la instalación de los paneles sea sobre una estructura fija, se tendrán que tener en cuenta una serie de condiciones para conseguir aprovechar al máximo la radiación solar, que varía según el horario y también el periodo del año.

La orientación de los módulos (Ver figura 11) se define a partir de dos ángulos principales:

Ángulo azimutal de la superficie (α): Es el ángulo entre la proyección de la normal a la superficie en el punto horizontal y la dirección sur-norte, para localizaciones en el hemisferio norte. O norte-sur para localizaciones en el hemisferio sur.

Inclinación (β): Angulo entre el plano de la superficie a considerar y la horizontal. Como recomendación se estima que el ángulo de inclinación no se debe encontrar por debajo de 15° para permitir que la suciedad acumulada pueda ser retirada por la lluvia. Para una mayor precisión de los cálculos, se puede utilizar la ecuación 10, donde los ángulos de inclinación y latitud están en grados. (O. Perpiñan, 2012)

$$B_{opt} = 3.7 + 0.69(\phi)$$

Ec. No. 10

Donde:

B_{opt} : Angulo de inclinación optimo del panel en grados.

ϕ : Latitud del lugar de instalación de los paneles.

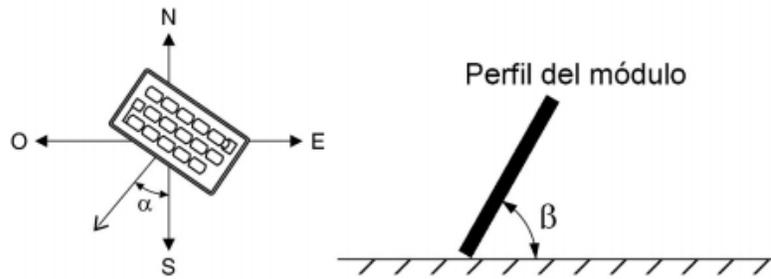


Figura 11: Orientación e inclinación del módulo fotovoltaico.

2.5.1.6 Emplazamiento de las placas solares

En cuanto a la colocación de los paneles fotovoltaicos existen las siguientes posibilidades generales (Paneles o módulos fotovoltaicos, s.f.):

- **Suelo:**

Es la forma más usual de instalación de grupos de paneles y presenta grandes ventajas en cuanto al área opuesta al viento, accesibilidad y facilidad de montaje. Sin embargo, es más susceptible de poder inundada o ser objeto de rotura por animales o personas (Ver figura 12).



Figura 12: Emplazamiento de paneles en el suelo.

- **Poste:**

Es usual en instalaciones de pequeña dimensión, donde se disponga previamente de un mástil. Es el tipo de montaje típico en alimentación fotovoltaica de equipos de comunicación aisladas o farolas. (Ver figura 13)



Figura 13: Emplazamiento de paneles a través de poste vertical.

- **Pared:**

Presenta ventajas cuando se dispone de buenos puntos de anclaje sobre una edificación construida. Sin embargo, es obligado instalarlo en una fachada al sur y la accesibilidad puede presentar algunos problemas. (Ver figura 14)



Figura 14: Emplazamiento de paneles sobre pared de edificio.

- **Tejado:**

Como forma de instalación es una de las más usuales, al disponer de suficiente espacio. Sin embargo, presenta problemas por cubrimiento de nieve, menor facilidad de orientación al sur, e impermeabilizado de las sujeciones del techo (ver figura 15).



Figura 15: Emplazamiento de paneles sobre el techo.

2.5.1.7 Distancia mínima. Determinación de sombras.

Para tener el máximo aprovechamiento de un sistema fotovoltaico, tendremos en cuenta la incidencia de posibles sombras sobre los módulos. Al instalar varios grupos de paneles solares, existe el inconveniente de la distancia mínima que habrá entre las filas para que no proyecten sombras entre ellas, esto conlleva que el área de captación solar disminuya. El efecto de sombras es mayor en invierno que en verano debido al recorrido de sol.

La distancia mínima que debe haber entre paneles solares (Ver figura 16) se calcula del siguiente modo:

$$D = d_1 + d_2 \quad \text{Ec. No. 11}$$

$$d_1 = L * \cos(\beta) \quad \text{Ec. No. 12}$$

$$d_2 = \frac{h}{\tan(61 - \emptyset)} \quad \text{Ec. No. 13}$$

$$h = L \sin(\beta) \quad \text{Ec. No. 14}$$

Donde:

D: Distancia entre aristas de paneles fotovoltaicos, m.

d₁: Distancia de la arista inferior de un panel a la arista inferior del otro, m.

d₂: Distancia de la arista inferior del panel a la arista superior del mismo respecto a la horizontal, m.

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

β: Angulo de inclinación del panel con respecto a la horizontal, (°)

∅: Latitud del lugar de la instalación, (°)

h : Altura solar al medio día, m.

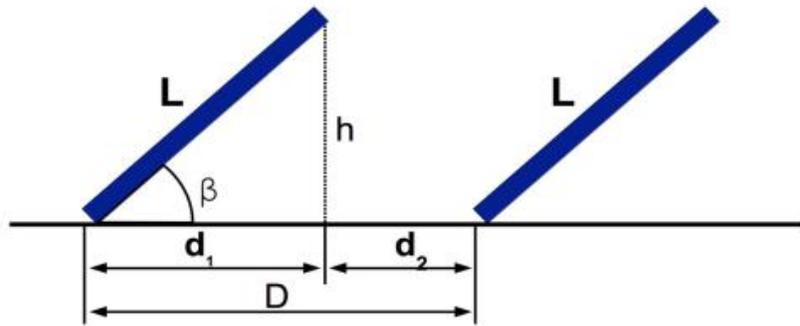


Figura 16: Distancia entre filas de paneles solares.

En el caso de tener un obstáculo delante del primer panel solar, el cálculo se afrontaría de igual forma, la distancia entre el obstáculo y el panel se calcularía como d_2 , siendo h la altura del obstáculo. (O. Perpiñan, 2012)

2.6 Subsistema de regulación

Los reguladores de carga son dispositivos electrónicos, que enlazan los paneles fotovoltaicos con las baterías. Su misión fundamental es evitar sobrecargas y descargas excesivas en los acumuladores que producirían daños irreversibles; también asegura que el sistema trabaja con máxima eficacia. Otra función importante del regulador es evitar que la energía acumulada se descargue sobre los paneles fotovoltaicos.

La tensión que proporcionan los módulos solares fotovoltaicos ha de ser siempre mayor que la tensión nominal de las baterías, debido a que:

- Con mayor temperatura la tensión decrece.
- La tensión en la batería debe ser mayor para que esta pueda ser cargada correctamente

Esencialmente existen tres tipos de reguladores:

2.6.1 Regulador de carga tipo paralelo (Shunt)

Este regulador está basado en la disipación por calor de la energía sobrante, es decir, una vez que la batería está cargada, si el panel fotovoltaico sigue dando energía eléctrica esta no puede guardarse y por medio de un circuito de control hace que se disipe, gracias a un sistema dotado de diodo Zener y disipador de calor.

El proceso de funcionamiento de estos reguladores lo realizan a través de un transistor que deriva la corriente procedente de los módulos hacia una carga resistiva de disipación. Permiten establecer valores de voltaje de batería para los que esta desviación se hace de manera intermitente a fin de lograr mantener el acumulador en el nivel de máxima carga (flotación).

Este sistema provoca calentamiento del mismo regulador, lo que provoca desgaste y pérdidas y, por tanto, los reguladores de este tipo tienen limitado la corriente de trabajo a pocos amperios y, por tanto, serán válidos para instalaciones fotovoltaicas pequeñas. (Solar, 2016)

2.6.2 Reguladores de carga tipo serie

Este tipo de reguladores basan su funcionamiento en la interrupción de la corriente hacia la batería, en función de su voltaje. Cuando la batería está cargando el interruptor proporciona una baja resistencia y cuando la batería ya está completamente cargada el interruptor abre el circuito. Gracias a las tecnologías actuales, este interruptor es progresivo, y se pueden obtener diferentes niveles de carga. La corriente de flotación se puede hacer manteniendo un nivel bajo de intensidad de carga o bien conmutando momentos de carga y momentos de no-carga para favorecer la no gasificación de la batería.

Este tipo de reguladores se conectan en serie entre los paneles y la batería y, como no disipan calor, pueden ser más pequeños y pueden ir montados en lugares cerrados si fuera necesario. La única potencia que consumen este tipo de reguladores es la del mando y control.

La gran ventaja de los reguladores serie reside en que se centran en grandes sistemas, donde un regulador paralelo debería utilizar disipadores muy grandes que obligarían a instalar sistemas de refrigeración. Como desventaja, se observa que, una vez la batería está cargada, la energía eléctrica que produce el panel se pierde, por tanto, sigue siendo una carencia, que, si bien se puede limitar introduciendo más baterías, pero no es rentable por el mantenimiento y el aumento de los costos. (Solar, 2016)

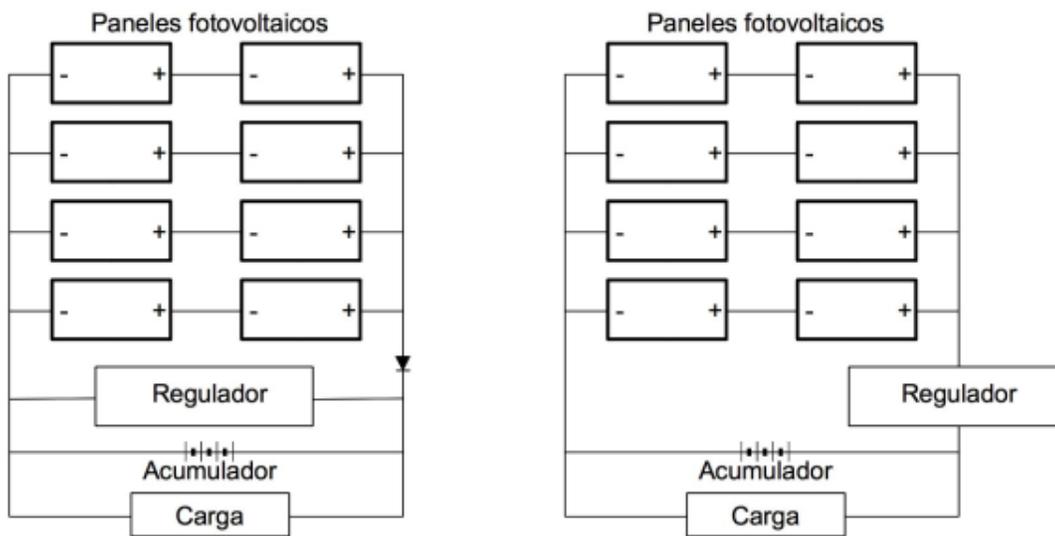


Figura 17: Reguladores en serie y paralelo.

2.6.3 Reguladores de carga PWM y MPPT

Los reguladores PWM (Pulse-Width Modulation, modulación por ancho de pulsos), se encargan de cargar la batería mediante un algoritmo programado internamente. Un regulador PWM, solo dispone en su interior de un diodo, por tanto, los paneles solares funcionan a la misma tensión que las baterías solares.

La energía a un lado del regulador y al otro es la misma con los valores de tensión y corrientes iguales también. Esto hace que los módulos no trabajen en su punto de máxima potencia, si no en el que impone la batería según su estado de carga, produciendo una pérdida de potencia que puede llegar hasta el 25-30%.

El regulador PWM es capaz de llenar por completo la batería gracias a que introduce la carga de forma gradual, a pulsos de tensión, en la fase de flotación, fase de llenado último de la batería. Así, la corriente se va introduciendo poco a poco hasta que la batería se llena de manera óptima y estable. (Monsolar.com, s.f.)

Un regulador MPPT (Maximum power point tracking, seguidor punto de máxima potencia), tienen la capacidad de independizar la tensión de funcionamiento de los paneles solares de la tensión de la batería, por lo tanto, al no depender de la tensión de la batería, el algoritmo MPPT puede variar la tensión de funcionamiento de los paneles comprobando en cada momento cual es el punto en el que el panel entrega la máxima potencia disponible.

Se utilizan para poder cargar baterías con paneles de 60 células. Estos paneles trabajan en su punto de máxima potencia a unos 31 voltios que no son suficientes para cargar una batería de 24 V a su tensión de absorción 28.8 V sino se utiliza un regulador MPPT.

Un regulador MPPT, además del diodo de protección como el regulador PWM, posee un convertidor de tensión de corriente continua (C.C.) y de un seguidor del punto de máxima potencia. Esto le permite dos cosas:

- El convertidor de tensión de corriente continua (de alta tensión en el campo fotovoltaico a baja tensión en las baterías) permite trabajar a tensiones diferentes en el campo fotovoltaico y en las baterías.
- El seguidor del punto de máxima potencia (MPPT por sus siglas en inglés) adapta la tensión de funcionamiento en el campo fotovoltaico a la que proporcione la máxima potencia.

Por tanto, en un regulador MPPT la energía que entra y sale del regulador es la misma, al igual que en los reguladores PWM, pero la tensión y la corriente son diferentes a un

lado y a otro. Con ello se consigue aumentar la tensión del panel solar y aumentar la producción solar en hasta un 30% respecto a los reguladores solares PWM.

Al poder trabajar a tensiones más elevadas en el campo fotovoltaico, se reducen las pérdidas energéticas ocasionadas con bajas tensiones (como las pérdidas son proporcionales a la corriente, a menor corriente, menores pérdidas), haciendo que los reguladores MPPT sean especialmente indicados para potencias fotovoltaicas elevadas, dónde se busque generar el máximo de energía. (Monsolar.com, s.f.)

2.6.4 Parámetros de funcionamiento del regulador

Los parámetros más destacados y que determinan la operación de los reguladores son (Energía Solar , 2016):

Intensidad máxima de carga o generación: Es la máxima intensidad de corriente procedente del campo de paneles que el regulador es capaz de admitir. Debe ser un 20% superior a la intensidad máxima que puedan entregar los generadores.

Intensidad máxima de consumo: Máxima corriente que puede pasar del sistema de regulación y control al consumo.

Tensión de trabajo: Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico. Vale aproximadamente 14.1 V para una batería de plomo - ácido de tensión nominal 12V.

2.7 Subsistema de acumulación

Dentro de un sistema solar fotovoltaico, el acumulador eléctrico o batería es la encargada de almacenar la energía eléctrica que produce la placa solar fotovoltaica una vez que la radiación solar haya incidido en dicha placa solar.

El acumulador es una de las partes más importantes en una instalación fotovoltaica, debido a que cumple con diferentes funciones como:

- Asegurar el suministro de energía en ausencia de radiación solar (Suministro nocturno, iluminación rural y de señales, etc.).
- Mantener el suministro de energía ante fallo del sistema fotovoltaico o reducción de la radiación solar (días nublados, etc.).
- Proporcionar picos de corriente elevados a la carga (para arranque de motores, luminarias, etc.).
- Mantener una tensión continua más estable para cargas críticas, como puede ser la tensión de entrada del inversor.

El término de acumulador o batería tiene el mismo significado. Las baterías son células electroquímicas normalmente conectadas en serie. Existen baterías primarias, que no se pueden recargar (pilas) y baterías secundarias, que si se pueden recargar aplicando una tensión superior a la espontánea de reacción que interviene.

2.7.1 Características eléctricas del acumulador

Para definir el tamaño necesario de las baterías es necesario tener en cuenta los siguientes parámetros:

Tensión nominal (V_n): Diferencia de potencial teórica de la batería. La tensión real varía con el estado de la carga.

Capacidad nominal (C_n): Cantidad máxima de energía que es posible almacenar en la batería. Esta expresada en amperios hora (Ah).

Autodescarga: Representa un porcentaje que debe de suministrar el fabricante, e indica la descarga que sufre el acumulador sin utilizarse durante un periodo de tiempo dado.

Profundidad máxima de descarga (PD_{max}): Es el nivel de máxima descarga que se le permite a la batería antes de la desconexión del regulador, para proteger la duración de la misma. Las profundidades de descarga máximas que se suelen considerar para

un ciclo diario (profundidad de descarga máxima diaria) están en torno al 15-20%. Para el caso del ciclo estacional que es el número máximo de días que podrá una batería estar descargándose sin recibir los módulos de la radiación solar suficiente están en torno a 4-10 días y una profundidad de descarga del 70% aproximadamente. (Lorenzo, 2012)

Número máximo de ciclos: Es el número de cargas y descargas que puede soportar una batería. El fabricante debe suministrar graficas de la vida de la batería en función del número de ciclos. Depende la profundidad de descarga, si esta disminuye el número de ciclos aumenta. Se considera que una batería de ciclo profundo ha llegado a su máximo de ciclos, cuando al volver a ser cargada, su capacidad es del 80% de su capacidad inicial. (Ver figura 18)

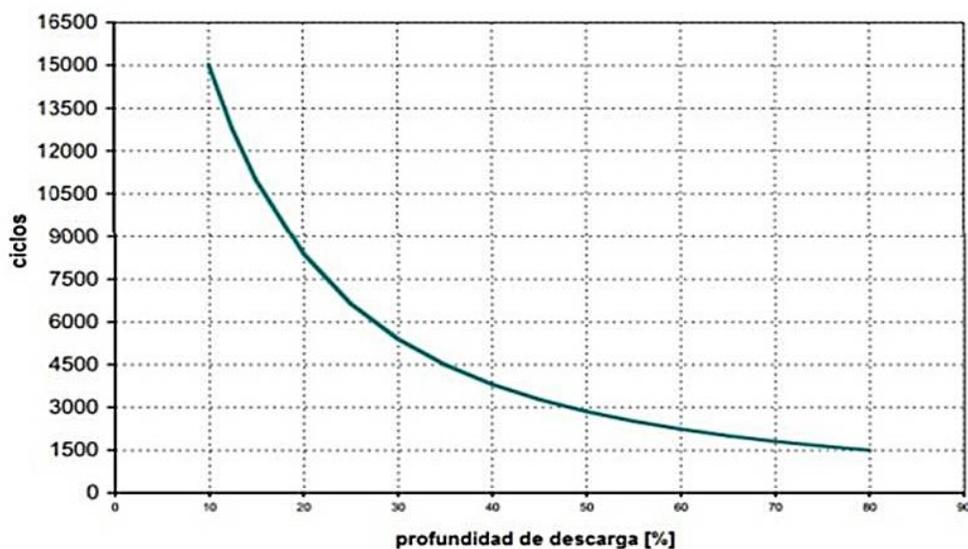


Figura 18: Disminución de los ciclos de vida con el aumento de la PD_{max} .

2.7.2 Tipos de acumuladores

Los acumuladores utilizados en los sistemas fotovoltaicos son los denominados estacionarios, cuya característica principal es la de proporcionar intensidades de forma permanente o esporádica, sin tener que suministrar altas corrientes en cortos periodos de tiempo tal y como ocurre en los acumuladores de arranque típicos del automóvil.

a) Acumuladores de plomo-ácido

Las baterías de plomo ácido de electrolito líquido son las más usadas hoy en día, gracias a su bajo costo. En esta los electrodos están hechos de plomo (Pb) y el electrolito es una solución de agua destilada (H₂O) y ácido sulfúrico (H₂SO₄).

b) Acumuladores de plomo-antimonio(Pb-Sb)

Son baterías de placas tubulares, muy utilizadas en instalaciones medias o grandes, admite descargas moderadamente altas, aunque como todos los acumuladores, su vida depende de la profundidad de sus descargas.

c) Batería de plomo-calcio (Pb-Ca):

Baterías más propias de pequeñas instalaciones, no necesitan mantenimiento y tienen una auto descarga baja, aunque no soportan descargas superiores al 40%, siendo la capacidad utilizable la mitad.

d) Baterías de Níquel-Cadmio (Ni-Cd)

Son similares a las de plomo-ácido, sin embargo, en lugar de plomo, se utiliza hidróxido de níquel para las placas positivas y óxido de cadmio para las negativas. El electrolito es hidróxido de potasio. Tienen una mayor densidad energética y una profundidad de descarga mayor que la batería de plomo-ácido, pero debido a su elevado precio este tipo de batería no ha podido imponerse mucho en el mercado.

2.7.3 Ubicación de los acumuladores

La ubicación de los acumuladores es una decisión delicada ya que las baterías más usadas (Pb-ácido) desprenden gases ácidos nocivos. Es por esta razón que no se debe de colocar encima de las baterías ningún aparato electrónico (el regulador, entre otros).

La ubicación ideal de una batería será:

- Lo más cercana a los paneles solares fotovoltaicos, ya que la caída de tensión panel-batería sería mínima y el costo de los cables también.

- Un lugar con poca humedad, buena ventilación y que la oscilación de la temperatura de invierno sea mínima.

2.7.4 Conexión de baterías

Para poder efectuar el conexionado de baterías o acumuladores y obtener un determinado voltaje o intensidad, debemos de tomar en cuenta las siguientes reglas de electrotecnia.

Baterías conectas en serie: En el conexionado en serie se suma el valor de la tensión manteniendo la misma capacidad de batería. (Mppt Solar, s.f.)

En la figura 19, se muestra un ejemplo donde podemos apreciar un sistema de baterías de 12 voltios conectadas en serie:

$$V_{\text{Total bat ser}} = 12V + 12V = 24V$$

Ec. No. 15

$$C_{\text{bat}} = 200 \text{ Ah}$$

Ec. No. 16

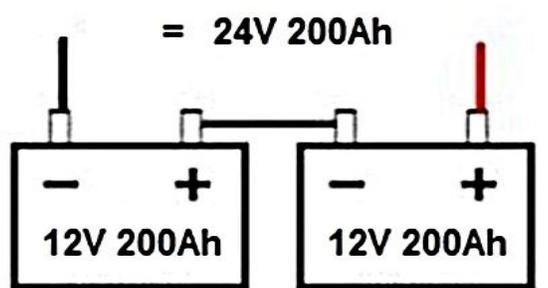


Figura 19: Conexión de baterías en serie.

La energía (Wh) que puede ser almacenada en una configuración de baterías en serie es:

$$Wh = V_{\text{Total,A.}} * \text{Capacidad}_{\text{Bateria}} = 24V * 200Ah = 4.8 \text{ kWh}$$

Ec. No. 17

Baterías conectadas en paralelo: En el conexionado en paralelo obtenemos la suma del valor de las capacidades de cada una de las baterías manteniendo invariable la tensión de las mismas. (Mppt Solar, s.f.)

En la figura 20 se muestra un ejemplo donde podemos apreciar un sistema de baterías de 12V conectadas en paralelo.

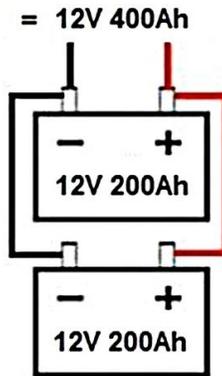


Figura 20: Conexión de baterías en paralelo.

La energía (Wh) que puede ser almacenada en una configuración de baterías en paralelo es:

$$Wh = V_{\text{Total,A.}} * C_{\text{bat}} = 12V * 400Ah = 4.8 \text{ kWh}$$

Ec. No. 18

2.8 Subsistema de adaptación de corriente

El subsistema de corriente está formado por inversores o convertidores de corrientes, y como su nombre lo indica, son dispositivos que se encargan de transformar la energía de corriente continua, procedente de los paneles solares en corriente alterna. (Jose A. C. Gonzalez, 2009)

Cuando nuestros paneles fotovoltaicos reciben la luz del sol, los electrones comienzan a moverse dentro de las células solares, lo que produce electricidad de corriente continua. Los circuitos dentro de las células fotovoltaicas recogen esa energía para su posterior utilización. Es aquí donde entra en juego el inversor solar debido a que la mayoría de los equipos usan electricidad de corriente alterna, no de corriente continua, por lo que la energía producida por los módulos fotovoltaicos no es útil por sí misma.

Cuando los paneles solares recogen la luz solar y la convierten en energía, esta se envía al inversor, que recibe la electricidad de corriente continua y la convierte en corriente alterna.

Es entonces cuando la electricidad solar puede alimentar los aparatos electrónicos o, si estamos produciendo más electricidad de la que necesitamos, almacenarla en baterías o verterla a la red eléctrica. (Jose A. C. Gonzalez, 2009)

2.8.1 Funciones principales del inversor fotovoltaico

- a) **Conversión de energía:** El inversor fotovoltaico convierte corriente continua en corriente alterna, que es utilizada por todos los aparatos eléctricos.

- b) **Optimizador de energía:** Maximiza la generación de energía de las placas solares. Para ello se aíslan los paneles individualmente con el fin de aumentar la producción de energía, y, por lo tanto, mejorar el rendimiento general de la instalación.

- c) **Seguimiento y protección:** Un inversor solar realiza un seguimiento de los rendimientos energéticos del sistema fotovoltaico, de la actividad eléctrica y de las señales y de las señales cuando surgen problemas. Esta información se puede ver en el propio dispositivo.

- d) **Operación constante:** Una instalación fotovoltaica está diseñada para proporcionar energía a la intemperie y en todas las condiciones climáticas. El inversor fotovoltaico ofrece una operación constante disipando el calor de una manera consistente. (González, 2017)

2.8.2 Parámetros fundamentales de un inversor fotovoltaico

Los parámetros característicos de un inversor solar son:

1. **Tensión Nominal:** Es la tensión que se debe aplicar a los terminales de entrada del inversor.

2. Potencia Nominal: Es la potencia que puede suministrar el inversor de forma continuada.
3. Capacidad de sobrecarga: Se refiere a la capacidad del inversor para suministrar una potencia considerablemente superior a la nominal, así como el tiempo que puede mantener esta situación.
4. Forma de onda: En los terminales de salida del inversor aparece una señal alterna caracterizada principalmente por su forma de onda y los valores de tensión eficaz y frecuencia de la misma.
5. Eficiencia: Es la relación, expresada en tanto por ciento, entre las potencias presentes a la salida y a la entrada del inversor. Su valor depende de las condiciones de carga del mismo, es decir de la potencia total de los aparatos de consumo alimentados por el inversor en relación con su potencia nominal. (Europe, s.f.)

2.9 Líneas eléctricas.

Los paneles solares requieren de conectores y cables especiales para su interconexión desde la salida de estos hasta la llegada del panel de alimentación y distribución. Los conectores deben ser seguros y resistentes al agua.

La sección de un cable consiste en la sección mínima normalizada que debe satisfacer simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- ***Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.***

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 70

°C para cables con aislamiento termoplásticos⁵ y de 90 °C para cables con aislamientos termoestables⁶.

- **Criterio de la caída de tensión.**

La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la canalización. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable.

	Caída de tensión máxima	Valor recomendado
Tramo paneles solares-Regulador	3%	1%
Tramo Regulador-Acumulador	1%	0.50%
Tramo acumulador-inversor	1%	1%
Tramo inversor-Consumidores	3%-5%	1.50%

Tabla 1: Porcentajes de caídas de tensión (%). Fuente: Sunfields

- **Criterio de la intensidad de cortocircuito.**

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 160 °C para cables con aislamiento termoplásticos y de 250 °C para cables con aislamientos termoestables.

⁵ Termoplástico: Es un material que, a temperaturas relativamente altas, se vuelve deformable o flexible.

⁶ Termoestables: Hacen referencia al conjunto de materiales formados por polímeros unidos mediante enlaces químicos adquiriendo una estructura final altamente reticulada.

Este criterio, aunque es determinante en instalaciones de alta y media tensión, no lo es en instalaciones de baja tensión ya que por una parte las protecciones de sobreintensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves, y además las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad de cortocircuito. (Europe, SunFields, 2017)

2.10 Dispositivos de protección

Los sistemas fotovoltaicos generalmente operan con tensiones bajas (del rango de 12-24V). El factor que representa mayor peligro en estos casos es la batería, ya que tienen corrientes de cortocircuito muy altas, además contienen ácido sulfúrico y libera gases inflamables. Para evitar este tipo de riesgos, tanto la batería como el regulador de carga deben estar protegidos contra sobrecorrientes y corrientes de cortocircuito. Dichas protecciones deben tener efecto tanto sobre la línea del generador fotovoltaico como sobre la línea de las cargas.

2.10.1 Fusibles

La misión de los fusibles es asegurar el corte de la alimentación ante una sobrecarga por exceso de consumo o por cortocircuito de la línea. Los fusibles se conectarán entre el regulador y el acumulador, y entre el acumulador y el consumo, estando dimensionados para el consumo previsto. Las líneas de tensión podrán estar ramificadas y cada una de ellas deberá aportar su fusible debidamente calculado.

A continuación se explica la aplicación de las dos condiciones que deben cumplir los fusibles de la línea que se pretende proteger. (ETS Arquitectura)

Condición 1:

$$I_b \leq I_n \leq I_{adm \text{ con}}$$

Donde:

I_b : Intensidad de corriente que recorre la línea.

I_n : Intensidad nominal del fusible asignado a la línea.

$I_{adm\ con}$: Máxima intensidad admisible del cable conductor de la línea.

Esta condición indica físicamente que el fusible debe dejar pasar la corriente necesaria para que la instalación funcione según la demanda prevista, pero no debe permitir que se alcance una corriente que deteriore el cable, concretamente, su aislamiento, que es la parte débil.

Los valores normalizados de los fusibles se muestran en la siguiente tabla:

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 2: Intensidades nominales normalizadas de los fusibles a baja tensión en A.

Fuente: (ETS Arquitectura)

Condición 2:

$$I_f \leq 1.45 * I_{adm\ con}$$

Donde:

I_f : Corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección (Ver tabla 3).

$I_{adm\ con}$: Corriente máxima admisible del conductor.

I_n (A)	Tiempo convencional (h)	I_f Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	$2.1 I_n$
$4 < I_n \leq 16$	1	$1.9 I_n$
$16 < I_n \leq 63$	1	$1.6 I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2	$1.6 I_n$
$160 < I_n \leq 400$	2	$1.6 I_n$
$400 < I_n$	4	$1.6 I_n$

Tabla 3: Intervalos de la corriente convencional de fusión. Fuente: (ETS Arquitectura)

Esta desigualdad expresa que en realidad los cables eléctricos pueden soportar sobrecargas transitorias (no permanentes) sin deteriorarse de hasta un 145% de la intensidad máxima admisible térmicamente y sólo entonces los fusibles han de actuar, fundiéndose cuando, durante el tiempo convencional se mantiene la corriente convencional de fusión. (ETS Arquitectura)

2.10.2 Interruptores

La elección del interruptor depende de la corriente que deberán de soportar sus contactos. En las instalaciones de corriente continua, donde las corrientes son más elevadas por su bajo voltaje, debemos tener en cuenta las características de corriente antes de colocar este dispositivo.

Se recomienda ubicar los interruptores, uno conectado en serie con el campo de paneles a fin de poder desconectarlos en caso de avería y, el segundo empleado para garantizar la seguridad de la persona encargada de realizar el mantenimiento. Estos interruptores deberán soportar la máxima corriente que pueda proporcionar el campo de paneles en vacío.

2.10.3 Contadores

Es un dispositivo que mide el voltaje al que se encuentra el sistema acumulador y la corriente que proporciona el campo de paneles, o bien, la corriente que existe de consumo.

2.11 Estructuras de soporte

La estructura soporte es la encargada de sustentar los módulos solares, proporcionándoles la inclinación más adecuada para que los módulos reciban la mayor cantidad de radiación posible. Las estructuras están diseñadas para soportar las inclemencias meteorológicas y suelen estar hechas de materiales resistentes a la corrosión. En la figura 21 se aprecian los diferentes tipos de anclaje (En tierra, en techo y en poste) utilizados en la actualidad para cargar los módulos fotovoltaicos.



Figura 21: Estructuras de soporte para instalaciones fotovoltaicas.

En el diseño de la estructura que soporta el conjunto de los elementos de la instalación fotovoltaica se debe de tomar en cuenta el efecto producido por el viento en los módulos fotovoltaicos, ya que un mal anclaje o un error en el diseño pueden provocar grandes consecuencias.

En la figura 22 se puede apreciar un panel fotovoltaico con un respectivo ángulo de inclinación con respecto a la horizontal, en donde las flechas negras representan la fuerza que ejerce el viento sobre la superficie del panel y que tiene que ser tomada en cuenta en el diseño de la estructura soporte del panel.

El tipo de ambiente donde se encuentra la instalación, es un factor muy importante al momento de seleccionar la estructura, ya que algunas situaciones afectan al emplazamiento y forma del soporte de sustentación, como los ambientes lluviosos, mientras que otros determinados ambientes, por ejemplo, los cercanos a las costas afectan más al tipo de materiales empleados para la construcción de las estructuras.

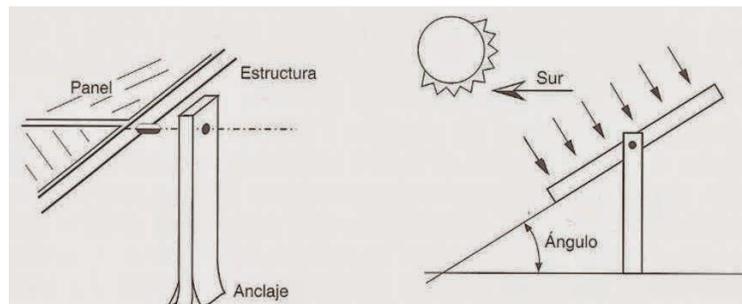


Figura 22: Efecto del viento sobre los paneles solares.

2.11.1 Tipos de soporte para módulos solares

2.11.1.1 Soportes con sistemas de seguimiento:

Para aprovechar la mayor cantidad posible de energía solar que llega hasta la superficie terrestre en un determinado lugar, la superficie colectora ha de ser perpendicular a los rayos solares y, por tanto, una colección óptima sólo puede conseguirse si dicha superficie está dotada de un movimiento de seguimiento del sol. (Paneles o módulos fotovoltaicos, s.f.)

Atendiendo al tipo de movilidad, podemos clasificar los sistemas de seguimiento en (Paneles o módulos fotovoltaicos, s.f.):

Sistema de seguimiento por un eje

Seguimiento que mueve el soporte en una dirección. Es un sistema incompleto, pero mejora la captación solar con respecto al sistema de soporte estático (ver figura 23).

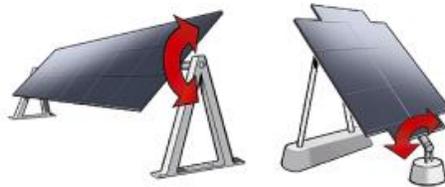


Figura 23: Sistema de seguimiento por un eje.

Dentro de los seguidores por un eje podemos distinguir dos tipos principalmente:

- **Seguidores polares**, donde el eje de rotación está situado en la dirección norte-sur y los módulos giran de este a oeste. Los módulos están situados con una inclinación fija que en algunos casos puede modificarse de forma manual para mejorar la producción energética en las diversas épocas del año.
- **Seguidores horizontales**, donde el eje de rotación puede estar situado en la dirección este-oeste o norte-sur y los módulos cambian su inclinación a lo largo del día o en distintas estaciones.

Sistema de seguimiento por dos ejes

Efectúan un seguimiento total del sol en altitud y en azimut, obteniendo la máxima radiación solar la mayor parte del día. Su utilización es muy notable en sistemas de precisión con estructuras pesadas (Ver figura 24).



Figura 24: Sistema de seguimiento por dos ejes.

2.11.1.2 Sistemas estáticos

El soporte no tiene movimiento. Por medio de un estudio se da a la instalación la inclinación más adecuada y de ese modo la mayor radiación posible. Es el sistema más simple y el habitual en la mayor parte de instalaciones, por simplicidad y coste económico.

En el sistema estático, la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos puede estar empotrada al suelo o hincada al mismo. (Ver figura 25)



Figura 25: Hincado directo de soportes de módulos fotovoltaicos.

2.12 Impactos ambientales de los sistemas fotovoltaicos

Las placas solares fotovoltaicas constituyen una de las formas más limpias de generación de electricidad, sin embargo, la energía solar tiene impactos significativos y multidimensionales, durante la fase de construcción, operación y clausura.

a) El uso del terreno:

Plantas de generación de electricidad fotovoltaica escala más grandes inquietudes sobre la degradación de los terrenos, pérdida de terreno cultivable, incluso el de la pérdida del hábitat. Las estimaciones indican que la generación de 1 MW, requieren en promedio de 12,000 m² hasta 40,000 m². (Emmanouil Fylladitakis Brunel University Reino Unido, s.f.)

Ciertos estudios sugieren por tal razón que los sistemas fotovoltaicos sean instalados en lugares donde la calidad del terreno es muy baja. Estos sitios pueden ser terrenos baldíos, minas abandonadas o corredores de transporte y transmisión existentes. (Ver figura 26)



Figura 26: Instalación fotovoltaica situada en tierras yermas de muy bajo valor.

b) El uso del agua

Los paneles solares aparentemente no utilizan agua para la generación de electricidad, sin embargo, el agua es necesaria para su mantenimiento para que los sistemas mantengan su máximo rendimiento, al ser necesaria para la limpieza de los paneles cuya cantidad varía grandemente dependiendo de la ubicación del sistema

(Ver figura 27). Las instalaciones fotovoltaicas de gran escala también pueden reducir la tasa de recarga de agua subterránea, la filtración del aire y de agua de la lluvia de contaminantes y aumenta la probabilidad de inundaciones; esto es especialmente probable si la instalación obliga a la eliminación de árboles en una colina inclinada. (Emmanouil Fylladitakis Brunel University Reino Unido, s.f.)



Figura 27: Sistema de una instalación fotovoltaica en limpieza por chorro de agua.

c) Materiales peligrosos

El proceso de fabricación de paneles fotovoltaicos y sus componentes y sus componentes asociados (por ejemplo, inversores), contiene un número de materiales peligrosos. La liberación de estos materiales peligrosos para el medio ambiente con frecuencia se considera el más importante ambiental negativo de los grandes y pequeños sistemas fotovoltaicos. La mayoría se utiliza para limpiar y purificar la superficie de semiconductores de células fotovoltaicas. Estos productos químicos son similares a los utilizados en la industria de semiconductores general y generalmente incluyen (Emmanouil Fylladitakis Brunel University Reino Unido, s.f.):

- Ácido clorhídrico
- Ácido sulfúrico
- Ácido nítrico
- Fluoruro de hidrógeno
- Acetona

CAPITULO III

DATOS DE RADIACION Y SSE (Meteorología de superficie y energía)

3.1 Datos de radiación

Para realizar cálculos de instalaciones solares se parte de datos de radiación solar que se pueden obtener a través de diversas fuentes como la aplicación PVGIS (PhotoVoltaic Geographical Information System), SSE (Surface meteorology and Solar Energy, entre otros).

Debido a que la radiación cambia a lo largo del día para saber la energía que se obtiene durante un día se utiliza la unidad **Hora Solar Pico (HSP)**. La HSP, consiste en la cantidad de insolación⁷ recibida en un panel solar fotovoltaico (o cualquier captador solar) en un tiempo de una hora, cuyas unidad generalizada es: **1 Hora Solar Pico = 1000 Whr/m²** (Sebastian, Panel Solar Fotovoltaico, 2014).

3.2 Curvas de irradiación

Para entender la curva de irradiación, se considera un caso hipotético de un Sol que logre una irradiancia⁸ constante de 1000 W/m², durante un relativo corto tiempo, pero de modo tal que la energía total que incidirá sobre el metro cuadrado considerado durante todo el día, fuera igual a la que produce el Sol verdadero.

Por ejemplo:

Se obtiene una radiación de 8000 Watts-hr/m², esta se divide entre 1000 Watts-hr/m² (Pico de irradiación), dando como resultado 8. Las Horas Pico en dicho lugar entonces son 8. Si haciendo esta misma medición y calculo en otro lugar las “horas pico” resulta 4.5 está señalando un lugar con menor irradiación comparado con las “horas pico de 8”.

⁷ Insolación: Conocida también como irradiación, se refiere a la cantidad de irradiancia recibida en un lapso de tiempo determinado, es decir, la potencia recibida por unidad de tiempo y por unidad de superficie. Se suele medir en Wh/m² o, en caso de un día, en Wh/m²/día. (Lorenzo, 2012)

⁸ Irradiancia: Magnitud que describe la radiación solar o intensidad de iluminación solar que llega a la tierra, medida como una potencia instantánea por unidad de superficie. Su unidad de medida es W/m²

En la figura 28 se muestra la insolación correspondiente a un día, la cual es representada por el área amarilla de la figura.

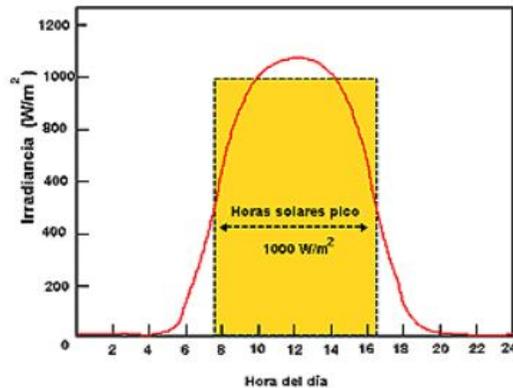


Figura 28: Curva de irradiación diaria y horas solares pico.

3.3 SSE (Meteorología de superficie y energía solar)

SSE es un sitio web de recursos de energía renovable patrocinado por el programa de empresas de ciencias de la tierra de la NASA (Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio), en colaboración con el Centro de Tecnología de Energía CANMET-Varennnes, el cual ha producido resultado de datos útiles para los usuarios del software de análisis de proyectos de Energía Limpia RETScreen.

El modo de proceder en la aplicación SSE, es muy sencillo e intuitivo y proporciona información contrastada a la vez que de mucha utilidad. Al utilizar los datos SSE se puede determinar una estimación del potencial de recursos de energía renovable para cualquier ubicación en el mundo. Los datos obtenidos pueden ser los suficientemente precisos para los estudios preliminares de factibilidad de nuevos proyectos de energía renovable estimando la irradiación media diaria, inclinación óptima, temperatura, elevación, etc. que son datos de mucha importancia para dichos estudios. (NASA, 2008)

SSE, necesita únicamente los datos de latitud y longitud del lugar de estudio, estos se escriben en la propia web para obtener los diferentes datos antes mencionados en diferentes formatos ya sea mediante la propia web o en archivo pdf.

CAPITULO IV

CONSUMO ENERGETICO DEL EDIFICIO JULIO PADILLA

4.1 Descripción de las instalaciones

El estudio será realizado en el Edificio Julio Padilla, ubicado dentro de las instalaciones del Recinto Universitario Pedro Arauz Palacios, de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI-RUPAP), en el costado sur de villa progreso en Managua, capital de Nicaragua. La figura 29 permite visualizar la ubicación geográfica de dicho edificio.

Las coordenadas del Edificio Julio Padilla son 12° 08' 10.89" latitud Norte y 86° 13' 24.88" longitud Oeste, Elevación: 107 m. (Google Maps, s.f.)

Este edificio posee actualmente un sistema de electrificación alimentado por la red convencional, donde se suministra energía eléctrica a todos los equipos consumidores del edificio (lámparas, aires acondicionados, pizarras inteligentes, etc.)



Figura 29: Ubicación geográfica del Edificio Julio Padilla.

El edificio Julio Padilla está limitado al norte con los laboratorios de tecnología de la construcción y computación, al sur con el Edificio Marlon Zelaya, al este con las áreas verdes frente a la Facultad de Tecnología de la Industria (FTI), y al oeste con el

Laboratorio de Electrotecnia. El edificio consta de 2 plantas (alta y baja) las cuales son conformadas por 6 aulas de clases distribuidas de la siguiente manera (Ver tabla 4):

Planta baja		Planta alta	
Aula1028	Aula1031	Aula1034	Aula1037
Aula1029	Aula1032	Aula1035	Aula1038
Aula1030	Aula1033	Aula1036	Aula1039

Tabla 4: Distribución del Aulas del Edificio Julio Padilla.

En las figuras 30 y 31 se aprecian los planos de planta del Edificio Julio Padilla, tanto de la parte alta como de la parte baja, en ellos se pueden observar la distribución de las aulas de clase dentro de la infraestructura.

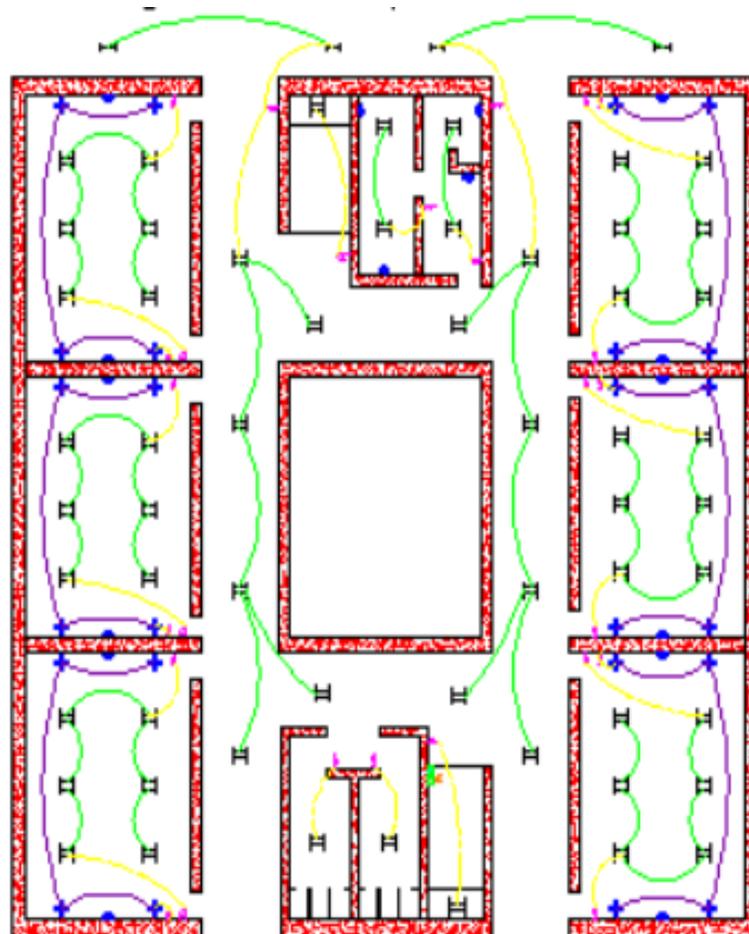


Figura 30: Diagrama de la Planta baja del edificio Julio Padilla. Fuente (Loza, 2008)

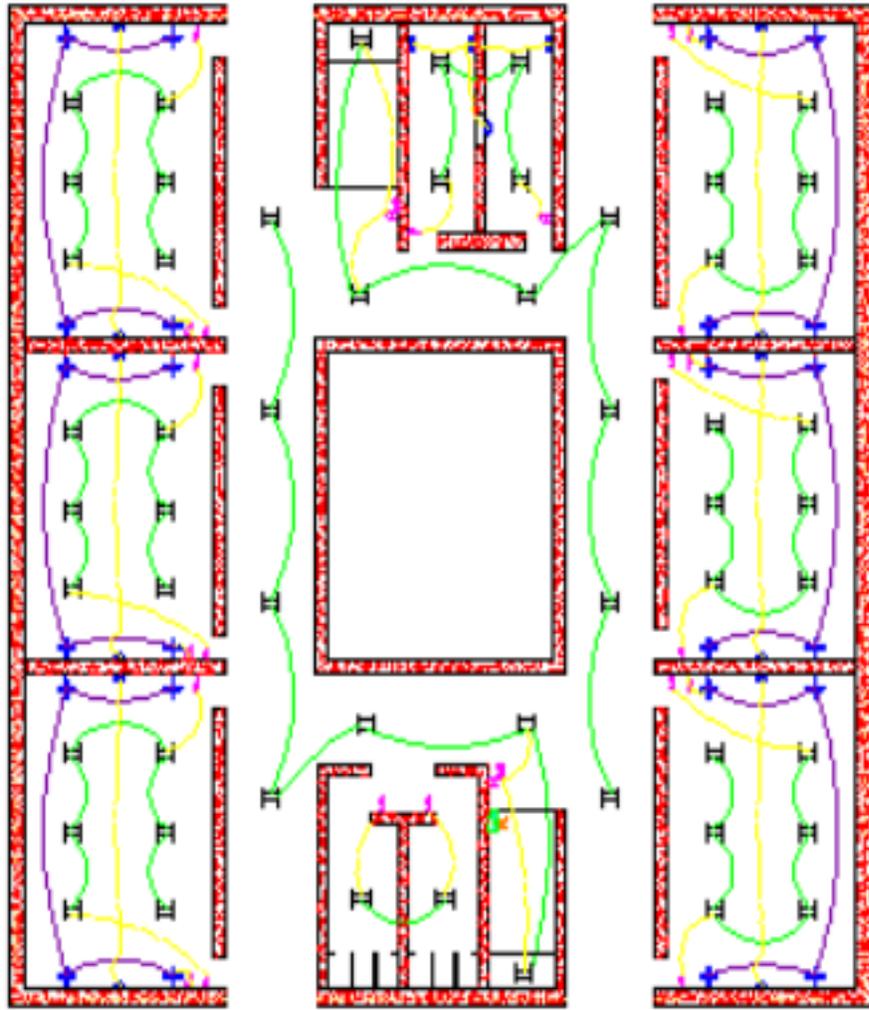


Figura 31: Diagrama de la Planta alta del Edificio Julio Padilla. (Loza, 2008)

4.2 Consumo del sistema de aire acondicionado

En este estudio se tomará en cuenta solo el consumo eléctrico de los aires acondicionados instalados en las 12 aulas de clases del Edificio Julio Padilla. Estos cuentan con un panel eléctrico independiente en el costado este del edificio.

4.2.1 Unidades Split

Las unidades split del sistema de aire acondicionado del edificio, son las encargadas de variar las condiciones del aire atmosférico dentro de las aulas, evacuando el calor y bajando su temperatura, de esta manera los estudiantes gozan de un mejor confort en dichas aulas.

En total se encuentran 12 aires acondicionados instalados en todo el edificio, uno en cada aula de clases y están compuestos por una unidad interna y una unidad externa que dan lugar a su eficiente funcionamiento y se detallan a continuación:

Unidad interna

También llamada Evaporador, Serpentin o radiador, al momento de funcionar este absorbe aire del interior de las aulas de clases para transformarlo en aire fresco, limpio, puro y saludable. Esto se logra a través de la transferencia de energía térmica del aire interno de las aulas, hacia el fluido refrigerante que circula en el interior del dispositivo, apoyándose de un ventilador que es la encargada de absorber y ventilar el aire. (Aguilar, s.f.)



Figura 32: Evaporador instalado en la aula 1028 del Edificio Julio Padilla.

Los evaporadores instalados son marca ComfortStar, fabricados en China y todos son de igual modelo y capacidad, por lo que poseen las mismas especificaciones técnicas.

Unidad Split de aire acondicionado interior	
Modelo	NE060SCG
Voltaje nominal	220/230 V
Frecuencia nominal	60 Hz
Energía de entrada	320 W
Volumen de flujo de aire	2100 m ³ /h
Fecha de fabricación	2016.06

Tabla 5: Datos de placa de evaporador Comfortstar

Unidad externa:

También conocida con el nombre de condensador, su objetivo es la disipación del calor absorbido en el evaporador y de la energía del compresor hacia el aire ambiente, esto con ayuda de un ventilador instalado dentro del mismo dispositivo, por esta razón las unidades condensadoras del sistema de refrigeración se encuentran instaladas en el exterior del edificio. (Aguilar, s.f.)

4.2.2 Principios de electrotecnia

En el sistema de aire acondicionado instalado en el edificio tanto el evaporador (unidad interna) como el condensador (unidad externa) necesitan de energía eléctrica para poner en funcionamiento sus componentes internos como los motoventiladores, compresor, capacitor, tarjeta madre, etc. y lograr así el acondicionamiento del aire en las aulas.

Para conocer el consumo total de energía de estos aires acondicionados fue necesario realizar mediciones puntuales directamente en el panel principal de alimentación eléctrica del edificio, esto con el objetivo de conocer diferentes parámetros que serán necesarios para poder calcular la potencia total consumida.

Al desarrollar el proceso de medición fue necesario conocer antes los siguientes principios de electricidad explicados a continuación.

a) Definiciones

Sistema trifásico: Es un sistema de producción, distribución y consumo de energía eléctrica formado por tres corrientes alternas monofásicas de igual frecuencia y amplitud (y por consiguiente valor eficaz), que presentan una diferencia de fase entre ellas de 120° , y están dadas en un orden determinado.

Los sistemas trifásicos pueden estar formados por tres o cuatro conductores (fases) a los que se reconocen por las siguientes siglas:

L1=Conductor de la fase 1

L2=Conductor de la fase 2

L3=Conductor de la fase 3

N=Conductor neutro

Tensión de línea ($V_{L_i-L_i}$): Es la tensión que resulta entre dos fases.

Tensión de fase (V_{L_i}): Es la tensión entre fase y neutro.

b) Potencia en corriente alterna trifásica:

En corriente alterna trifásica existen tres tipos diferentes de potencias:

Potencia activa (P): Es la potencia que en el proceso de transformación de la energía eléctrica se aprovecha como trabajo, es la potencia útil del receptor. La unidad de medida de la potencia activa es el vatio (watt).

Potencia reactiva (Q): La potencia reactiva o inductiva no proporciona ningún tipo de trabajo útil, pero los dispositivos que poseen enrollados de alambre requieren de ese tipo de potencia para poder producir el campo magnético con el cual funcionan. La unidad de medida de la potencia reactiva es el volt-ampere reactivo (VAr).

Potencia aparente (S): La potencia aparente también llamada potencia total es el resultado de la suma geométrica de la potencia activa y reactiva. Esta potencia es la que realmente suministra una planta eléctrica cuando se encuentra funcionando al

vacío, es decir sin ningún tipo de carga conectada. La unidad de medida de la potencia aparente es el volt-ampere (VA). (Alvarez, 2004)

Factor de potencia: Es un término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo y funciona como un indicador del correcto aprovechamiento de esta. El valor del factor de potencia oscila entre 0 y 1.



Figura 33: Triángulo de potencias.

Como se podrá observar en el triángulo de la figura 33, el factor de potencia o coseno de “fi” ($\text{Cos } \varphi$) representa el valor del ángulo que se forma al representar gráficamente la potencia activa (P) y la potencia aparente (S), es decir, la relación existente entre la potencia real de trabajo y la potencia total consumida por la carga.

Esta relación se puede representar también, de forma matemática, por medio de la siguiente fórmula:

$$\text{Cos } \varphi = \frac{P}{S} \quad \text{Ec. No. 19}$$

c) Ecuaciones de potencia en corriente alterna trifásica.

La potencia de un sistema se determinará calculando por separado la potencia activa, la potencia reactiva y la potencia aparente de cada fase, es decir:

Fase 1:

$$P_{L1} = V_{L1} * I_{L1} * \text{cos } \varphi_{L1} \quad \text{Ec. No. 20}$$

$$Q_{L1} = V_{L1} * I_{L1} * \text{sin } \varphi_{L1} \quad \text{Ec. No. 21}$$

$$S_{L1} = V_{L1} * I_{L1} \quad \text{Ec. No. 22}$$

Fase 2:

$$P_{L2} = V_{L2} * I_{L2} * \cos \varphi_{L2} \quad \text{Ec. No. 23}$$

$$Q_{L2} = V_{L2} * I_{L2} * \sin \varphi_{L2} \quad \text{Ec. No. 24}$$

$$S_{L2} = V_{L2} * I_{L2} \quad \text{Ec. No. 25}$$

Fase 3:

$$P_{L3} = V_{L3} * I_{L3} * \cos \varphi_{L3} \quad \text{Ec. No. 26}$$

$$Q_{L3} = V_{L3} * I_{L3} * \sin \varphi_{L3} \quad \text{Ec. No. 27}$$

$$S_{L3} = V_{L3} * I_{L3} \quad \text{Ec. No. 28}$$

Donde:

P: Potencia activa, W

Q: Potencia reactiva, VAR

S: Potencia aparente, VA

V: Voltaje de fase, V

I: Intensidad de corriente que fluye por el circuito, A

Las potencias activa, reactiva y aparente total del sistema trifásico es la suma de las tres potencias activa, reactiva y aparente respectivamente de las tres fases:

$$P_T = P_{L1} + P_{L2} + P_{L3} \quad \text{Ec. No. 29}$$

$$Q_T = Q_{L1} + Q_{L2} + Q_{L3} \quad \text{Ec. No. 30}$$

$$S_T = S_{L1} + S_{L2} + S_{L3} \quad \text{Ec. No. 31}$$

4.2.3 Mediciones eléctricas en panel de alimentación.

Para poder llevar a cabo las mediciones eléctricas en el panel principal, se utilizaron ciertos equipos electrónicos para medir variables como el voltaje y la corriente, así como herramientas para poder abrir la cubierta del panel eléctrico y poder acceder al alambrado de conexión.

Lo aparatos electrónicos utilizados fueron (Ver figura 34 y 35):

- Multímetro digital

- Pinza amperimetrica

Las herramientas utilizadas para el desmontaje de las partes del centro de carga (Ver figura 36):

- Desarmador de punta de estrella con aislante.
- Desarmador de punta plana con aislante.



Figura 34: Multímetro digital.



Figura 35: Pinza amperimetrica marca Truper.



Figura 36: Destornilladores para trabajos eléctricos.

Centro de carga o panel de alimentación del edificio

El centro de carga es la fuente principal donde se alimentan de energía eléctrica cada uno de los aires acondicionados instalados en el edificio y proviene de la red eléctrica convencional que se suministra a la universidad. Este panel de alimentación se encuentra ubicado en el costado este del edificio y esta resguardado por una estructura metálica, la cual evita que personal no calificado tenga acceso al interior del panel y así reducir el riesgo ante cualquier tipo de accidentes. (Ver figura 37 y 38)



Figura 37: Panel de alimentación del edificio Julio Padilla.



Figura 38: Línea Neutro del Panel de alimentación.

Al inspeccionar la conexión establecida en el centro de carga, se obtuvieron los datos esbozados en la tabla de parámetros eléctricos obtenidos de las mediciones.

Fases	Tensión de Fase (V.)		Corriente de Fase (A.)		Tensión de Línea (V.)		Factor de potencia	
	V_{L1}	124	I_{L1}	21	$V_{1,2}$	214	$\text{Cos } \varphi_1$	0.98
Línea 2	V_{L2}	124	I_{L2}	21	$V_{1,3}$	214	$\text{Cos } \varphi_2$	0.47

Tabla 6: Parámetros eléctricos obtenidos de las mediciones.

En esta tabla se describen los valores de las mediciones realizadas en el panel de alimentación del edificio, logrando conocer las tensiones (tension de fase y de linea) y la corriente que circula por cada una de las fases que alimentan los aires acondicionados, asi como su respectivo factor de potencia. Estos valores serán utilizados posteriormente para calcular la potencia de consumo de los aires acondicionados instalados en el edificio.

4.2.4 Calculo de la potencia total

Debido a que los sistemas de aire acondicionado del edificio poseen una alimentación bifásica, se calculará la potencia de cada línea de fase por separado, determinando las siguientes magnitudes.

- **Potencia activa “P_L”**
- **Potencia reactiva “Q_L”**
- **Potencia aparente “S_L”**

Introduciendo los valores de la tabla 6 en la ecuación de potencia activa resulta:

$$P_{L1} = V_{L1} * I_{L1} * \cos \varphi_{L1}$$
$$P_{L1} = (124 \text{ V} * 21 \text{ A}) * (0.98)$$
$$P_{L1} = 2,552 \text{ W}$$

Debido a que $\cos \varphi_{L1}=0.98$, el ángulo “ φ_{L1} ” resulta entonces:

$$\varphi_{L1} = \cos^{-1}(0.98)$$
$$\varphi_{L1} = 11.48^{\circ}$$

Sustituyendo en la ecuación de potencia reactiva.

$$Q_{L1} = V_{L1} * I_{L1} * \sin \varphi_{L1}$$
$$Q_{L1} = (124 \text{ V} * 21 \text{ A}) * \sin 11.48^{\circ}$$
$$Q_{L1} = 519 \text{ VAR}$$

La potencia aparente resulta:

$$S_{L1} = V_{L1} * I_{L1}$$
$$S_{L1} = (124 \text{ V} * 21 \text{ A})$$
$$S_{L1} = 2,604 \text{ VA}$$

De la misma manera se calcula la potencia activa, reactiva y aparente de la Línea 2, con la diferencia del $\cos \varphi_2 = 0.47$ resultando entonces

$$P_{L2} = V_{L2} * I_{L2} * \cos \varphi_{L2}$$
$$P_{L2} = (124 \text{ V} * 21 \text{ A}) * (0.47)$$
$$P_{L2} = 1,224 \text{ W}$$

$$\varphi_{L2} = \cos^{-1}(0.47)$$

$$\varphi_{L2} = 61.96$$

$$Q_{L2} = V_{L2} * I_{L2} * \sin \varphi_{L2}$$

$$Q_{L2} = (124 \text{ V} * 21 \text{ A}) * \sin 61.96^\circ$$

$$Q_{L2} = 2,298 \text{ Var}$$

$$S_{L2} = V_{L2} * I_{L2}$$

$$S_{L2} = (124 \text{ V} * 21\text{A})$$

$$S_{L2} = 2,604 \text{ VA}$$

La potencia que se necesita conocer es la potencia activa y se calcula mediante la ecuación siguiente:

$$P_T = P_{L1} + P_{L2}$$

$$P_T = 2,552\text{W} + 1224\text{W}$$

$$\mathbf{P_T = 3,776 W}$$

Tomando en cuenta que todos los acondicionados son del mismo modelo y capacidad, con un funcionamiento promedio al día de 11 h (8:00 A.M.-12:00 P.M. y 1:00 P.M.-8:00 P.M.), se procederá a determinar la energía total requerida.

$$P_{\text{instalada}} = (3,776\text{W})(12 \text{ A/C})$$

$$\mathbf{P_{\text{instalada}} = 45,312\text{W}}, \text{ corresponde a la potencia instalada de los A/C.}$$

$$E_{\text{requerida}} = (P_{\text{instalada}})(11 \text{ h/día})$$

$$E_{\text{requerida}} = (45,312\text{W})(11 \text{ h/día})$$

$$\mathbf{E_{\text{requerida}} = 498,432\text{W} \approx 498.43 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}}$$

Considerando que los aires acondicionados split no se encuentran encendidos permanentemente, esto debido a su termostato que manda a detener el sistema (compresor y ventilador) cuando detecta que el sitio donde está instalado tiene una

temperatura igual a la seleccionada por este. Por tal razón se toma un factor de uso para el funcionamiento de los aires acondicionados estimado en el 84%.

$$P_{\text{Total}} = (498,432\text{W})(0.84)$$

$$P_{\text{Total}} = 418,682.88 \text{ Wh/dia} \approx 418.68 \frac{\text{kWh}}{\text{dia}}$$

CAPITULO V

DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO DE GENERACION ELECTRICA PARA EL SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO DEL EDIFICIO.

5.1 Consideraciones previas

En este apartado el objetivo es mostrar el método que se utilizara para calcular los elementos de la instalación fotovoltaica y sus parámetros.

El método de diseño consiste en estimar las necesidades energéticas, y calcular el sistema en base al consumo para que el sistema funcione de la manera más fiable posible. Evidentemente, cuantos más placas y baterías se instalen, más energía se podrá captar y almacenar y aumentara la fiabilidad de la instalación, pero también aumentara su costo.

El equilibrio entre costo y fiabilidad no es fácil, es importante determinar lo que se espera de una instalación y a qué precio.

5.1.1 Método de cálculo

Existe un procedimiento sencillo, conocido como "*método del mes peor*", que consiste en el cálculo de las dimensiones del sistema en el mes en que exista una demanda de energía mayor respecto a la energía solar recibida (mes peor). Es un método de validez que es ampliamente empleado.

Con este método, la fiabilidad se calcula determinando el número máximo de días que el sistema puede funcionar sin recibir radiación solar, días durante los cuales el consumo es alimentado exclusivamente por las baterías. A estos días se les conoce como el número máximo de días de autonomía (N), relacionado con el número de días consecutivos nublados que pueden producirse, durante los cuales los paneles prácticamente no entregan energía a las baterías.

5.1.2 Datos necesarios

Los datos generales necesarios del lugar en el cual se hará la instalación son:

- **Latitud y longitud del lugar:** Las latitudes correspondientes al hemisferio Norte se expresarán como positivas, las correspondientes al hemisferio Sur se expresarán como negativas.
- **Media mensual de la radiación solar:** Para la utilización del método del “mes peor” es suficiente con tener los valores medios de radiación, uno para cada mes. Estos valores corresponden a los valores medios mensuales de irradiación global diaria sobre el plano horizontal en kWh/m²×día.
- **Equipos a alimentar (Cargas):** Es necesario saber su tensión nominal (V_{NC}) y la potencia de funcionamiento (P_C). Para calcular la potencia que se va a consumir es necesario hacer una previsión del tiempo de funcionamiento de cada consumo.
- **El número máximo de días de autonomía (N):** No existen datos objetivos para toda aplicación y localización, este valor esta sujeto al criterio del diseñador.
- **Tensión nominal de la instalación (V_N):** La tensión de la instalación V_N se deberá escoger teniendo en cuenta la potencia y tensión de la carga a alimentar, la disponibilidad del equipo, etc... Para pequeñas potencias se usan 12 y 24 V, siendo estos valores los más comunes, aunque para potencias superiores habría que aumentar V_N (Ver tabla 7).

Potencia demandada por el Sistema (W)	Tensión de trabajo del sistema fotovoltaico (Voltio)
Menos de 1,500 W	12
Entre 1,500W y 5,000 W	24-48
Más de 5,000 W	120-300

Tabla 7: Tensión de trabajo recomendadas para el sistema (Tensión de batería).

Fuente: (Europe, SunFields, 2017)

5.2 Posicionamiento y orientación de los paneles fotovoltaicos

Orientación:

La orientación más adecuada será colocando los módulos hacia el sur geográfico, teniendo en cuenta que Nicaragua está ubicada en el hemisferio norte y la trayectoria del Sol durante el día es de Este a Oeste. Debido a esto el ángulo de azimut resultara $\alpha = 0^\circ$.

Inclinación:

Como la inclinación de los paneles se mantendrá fija en todo el año, es necesario seleccionar el ángulo más óptimo que de la mayor cantidad de radiación posible y pueda ser convertida por estos en energía eléctrica.

El ángulo óptimo del panel fotovoltaico se determinará mediante la ecuación número 10 del capítulo II, tomando en cuenta que la latitud geográfica del edificio Julio Padilla es de 12.13° , la cual está en dependencia del lugar de ubicación:

$$B_{opt} = 3.7 + 0.69(\phi)$$

$$B_{opt} = 3.7 + 0.69(12.13)$$

$$B_{opt} = 12.06^\circ$$

Al sustituir el valor de la latitud en la ecuación anterior, resulta un ángulo óptimo de inclinación para los paneles de 12° , con el que se obtendrá la máxima energía posible.

5.3 Estimación del nivel de radiación solar

Para la estimación del nivel de radiación solar en la zona de interés, se consideran los datos esbozados en el anexo A1, que corresponden a la radiación solar por día, en el edificio Julio Padilla. Como se puede observar a una inclinación de 12° el menor nivel de radiación solar ocurre en el mes de septiembre con una radiación de $5.31 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$. (NASA, 2008)

5.4 Dimensionamiento de los componentes de la instalación fotovoltaica

En una instalación fotovoltaica autónoma, se requiere tomar decisiones muy significativas al momento de elegir sus componentes, se deben desarrollar teorías que suministren datos necesarios para seleccionar los equipos que conlleven a tener un sistema eficiente, económico y factible.

5.4.1 Dimensionado de los módulos fotovoltaicos

Como ya se obtuvo el nivel de radiación solar promedio en lugar del edificio, se está en condiciones de calcular la cantidad de paneles solares necesarios para la instalación. Para esto se hará uso de la energía consumida de los aires acondicionados instalados en el Edificio Julio Padilla.

La potencia eléctrica que debe suministrar la instalación fotovoltaica a los aires acondicionados instalados en el edificio, como se calculó en el Capítulo IV, es de 418,682.88 Wh/día.

Paneles solares

Los cálculos serán realizados en base al módulo solar propuesto MAX POWER CS6U 320P, sus especificaciones técnicas se pueden observar en la tabla del Anexo B1.

Estos módulos fotovoltaicos están compuestos por 72 células, se encuentran disponibles en el mercado nacional y tienen una garantía de más de 20 años, se pueden conectar en serie y/o paralelo, son de gran eficiencia y poseen una potencia de 320 W, muy necesaria para nuestro tipo de instalación (Ver figura 39)



Figura 39: Panel fotovoltaico policristalino Max Power CS6X-320.

El número de paneles se determinará mediante el concepto de Hora Solar Pico (HSP), que es el promedio de horas de sol diarias en condiciones estándar.

En este caso el número de paneles se calcula mediante la ecuación:

$$N_{\text{mod}} = \frac{E_{\text{requerida}}}{\text{HSP}(0.9 * P_{\text{max mod}})} \quad \text{Ec. No. 32}$$

Donde:

N_{mod} : Número total de módulos fotovoltaicos.

$E_{\text{requerida}}$: Potencia de consumo de los Aires acondicionados (Wh/día)

$P_{\text{max mod}}$: Potencia máxima del módulo dada por el fabricante. (Ver anexo B1)

Tomando en cuenta que, para nuestro lugar de instalación, la Hora Solar Pico equivale a 5.31, (ver anexo A1) sustituimos los valores en la ecuación anterior.

$$N_{\text{mod}} = \frac{418,682.88 \text{ Wh/día}}{5.31(0.9 * 320\text{W})}$$

$$N_{\text{mod}} = 274$$

Numero de módulos en serie

Para el cálculo de los módulos en serie, se debe de tener en cuenta la tensión de trabajo de todo el sistema fotovoltaico (se tomó una tensión óptima para la instalación de 24V) y la tensión máxima suministrada por los módulos seleccionados.

$$N_{\text{mod serie}} = \frac{V_{\text{sistema}}}{V_{\text{MP}}} \quad \text{Ec. No. 33}$$

Donde:

V_{sistema} : Tensión de trabajo del sistema fotovoltaico, V.

V_{MP} : Tensión del módulo en el punto de máxima potencia, V. (Ver anexo B1)

$$N_{\text{mod serie}} = \frac{24 \text{ V}}{36.8 \text{ V}}$$

$$N_{\text{mod serie}} = 0.65 \approx 1$$

Numero de módulos en paralelo

Para determinar la cantidad de módulos en paralelo se debe de tener en cuenta la potencia pico necesaria en el campo fotovoltaico y la potencia de cada módulo fotovoltaico.

$$N_{\text{mod paralelo}} = \frac{P_{\text{campo fv}}}{(N_{\text{pan serie}})(P_{\text{max mod}})} \quad \text{Ec. No. 34}$$

Donde:

$P_{\text{campo fv}}$: Potencia pico necesaria en el campo fotovoltaico.

$N_{\text{mod serie}}$: Numero de módulos fotovoltaicos en serie.

$P_{\text{max mod}}$: Potencia pico del módulo fotovoltaico.

La potencia pico necesaria en el campo fotovoltaico se determina mediante la siguiente ecuación:

$$P_{\text{campo fv}} = (N_{\text{mod}})(P_{\text{max mod}}) \quad \text{Ec. No. 35}$$

$$P_{\text{campo fv}} = (274)(320\text{W})$$

$$P_{\text{campo fv}} = 87,680\text{W}$$

Al sustituir el valor antes calculado en la ecuación 34, el número de módulos en paralelo resulta:

$$N_{\text{mod paralelo}} = \frac{87,680\text{W}}{(1)(320\text{W})}$$

$$N_{\text{mod paralelo}} = 274$$

5.4.2 Determinación del regulador

Para la selección del regulador es necesario calcular cual será la máxima corriente que deberá soportar, tanto en la entrada como en la salida.

Para el cálculo de la máxima corriente de entrada del regulador ($I_{\text{entr reg}}$) que proviene de los módulos fotovoltaicos, se empleara la siguiente expresión (Lorenzo, 2012):

$$I_{\text{entr reg}} = 1.25 * I_{\text{sc}} * N_{\text{paralelo}} \quad \text{Ec. No. 36}$$

Donde:

$I_{\text{entr reg}}$: Corriente máxima de entrada a los reguladores de la instalación, A.

I_{sc} : Intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico, A. (Ver anexo B1)

$N_{\text{mod paralelo}}$: Número de módulos solares dispuestos en paralelo.

1.25: Es un factor de seguridad para evitar daños al regulador.

$$I_{\text{entr reg}} = 1.25 * 9.26\text{A} * 274$$

$$I_{\text{entr reg}} = 3,171.55 \text{ A}$$

Para el cálculo de la máxima corriente esperada a la salida del regulador ($I_{\text{sal reg}}$), se emplea la siguiente expresión (Lorenzo, 2012):

$$I_{\text{sal reg}} = \frac{1.25 \left(\frac{P_{\text{AC}}}{\eta_{\text{inv}}} \right)}{V_{\text{sistema}}} \quad \text{Ec. No. 37}$$

Donde:

$I_{\text{sal reg}}$: Corriente máxima de salida de los reguladores de la instalación.

P_{AC} : Potencia instalada de los aires acondicionados W. (Ver capítulo IV)

η_{inv} : Rendimiento del inversor, 0.90

$V_{sistema}$: Tensión de trabajo del sistema, 24 V

$$I_{sal\ reg} = \frac{1.25 \left(\frac{45,312W}{0.90} \right)}{24\ V}$$

$$I_{sal\ reg} = 2622.22\ A$$

Elección del regulador

El regulador seleccionado es marca Magnum dimensiones, modelo PT-100, que incluye tecnología de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), con una entrada de voltaje de hasta 48V y una corriente de 100A adecuado para nuestra instalación (Ver figura 40).



Figura 40: Regulador PT-100, Magnum dimensions.

Numero de reguladores de la instalación

Al conocer la corriente máxima de entrada que soportaran en general todos los reguladores, podemos determinar la cantidad de reguladores que se necesitarían en toda la instalación a través de la siguiente ecuación:

$$N_{reg} = \frac{I_{entr\ reg}}{I_{admisible\ reg}}$$

Ec. No. 38

Donde:

$I_{\text{entr reg}}$: Corriente máxima de entrada que deben soportar todos los reguladores, A.

$I_{\text{admisible reg}}$: Corriente máxima admisible del regulador seleccionado, A. (Ver anexo B2)

$$N_{\text{reg}} = \frac{3,171.55 \text{ A}}{100 \text{ A}}$$

$$N_{\text{reg}} = 31.71 \approx 32$$

Al conocer el número de reguladores total de la instalación, podemos determinar el número de módulos fotovoltaicos que se conectaran a cada regulador y que consecuentemente formaran cada arreglo fotovoltaico a través de la siguiente ecuación:

$$N_{\text{mod por reg}} = \frac{N_{\text{mod}}}{N_{\text{reg}}} \quad \text{Ec. No. 39}$$

$$N_{\text{mod por reg}} = \frac{274}{32}$$

$$N_{\text{mod por reg}} = 8.56$$

Al analizar el resultado de la ecuación anterior, si conectamos 9 módulos en paralelo a un solo regulador, estaríamos sobrepasando la máxima corriente de entrada que este soporta y se produciría el daño del equipo, por lo que el número total de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo para cada regulador resultaría entonces:

$$N_{\text{mod por reg}} = 8$$

Corrección del número de reguladores

Debido a que se utilizaran entonces 8 módulos en paralelo por cada regulador, necesitamos saber nuevamente cuantos se necesitarían para cubrir los 274 módulos que tiene nuestra instalación.

$$N_{\text{reg}} = \frac{N_{\text{mod}}}{N_{\text{mod por reg}}} \quad \text{Ec. No. 40}$$

$$N_{\text{reg}} = \frac{274}{8}$$

$$N_{\text{reg}} = 34.25 \approx 35$$

5.4.3 Determinación del inversor

El inversor debe elegirse tomando en cuenta la suma de potencias de las cargas en alterna (potencia instalada de los 12 aires acondicionados). También hay que tomar en cuenta que se debe aplicar un margen de seguridad del 20% debido a las corrientes picos de arranque de los aires acondicionados. (Europe SunFields)

$$P_{\text{inv}} = (1.2)(P_{\text{instalada}}) \quad \text{Ec. No. 41}$$

$$P_{\text{inv}} = (1.2)(45,312\text{W})$$

$$P_{\text{inv}} = 54,374.44\text{W}$$

Al tomar una eficiencia del inversor de 0.9, la potencia que debe resistir el banco de inversores resulta:

$$P_{\text{inv}} = \frac{54,374.44 \text{ W}}{0.9}$$

$$P_{\text{inv}} = 60,416.04 \text{ W}$$

Elección del inversor

Elegimos un inversor marca Magnum Energy y modelo MS4024PAE, con una eficiencia del 93% y un rango de potencia nominal de hasta 4,000W. (Ver anexo B4)



Figura 41: Inversor Magnum Energy, MS4024PAE

Numero de inversores

Al conocer la potencia que deben de soportar el banco de inversores y habiendo ya seleccionado el inversor conocemos la máxima potencia que este resiste, por lo que el número de inversores resulta:

$$N_{inv} = \frac{P_{inv}}{P_{admissible\ inv}} \quad \text{Ec. No. 42}$$

Donde:

P_{inv} : Potencia que debe soportar en general en banco de inversores de la instalación.

$P_{admissible\ inv}$: Potencia máxima admisible del inversor seleccionado. (Ver anexo B3)

$$N_{inv} = \frac{60,416.04\ W}{4000\ W}$$

$$N_{inv} = 15.10 \approx 16$$

Habiendo determinado el número de inversores de la instalación, podemos conocer la cantidad de arreglos fotovoltaicos (cada arreglo consta de 8 módulos fotovoltaicos en paralelo con su respectivo regulador) que se conectaran a cada inversor, resultando entonces:

$$N_{arreglo\ por\ inv} = \frac{N_{arreglo}}{N_{inv}} \quad \text{Ec. No. 43}$$

Dónde:

$N_{arreglo\ por\ inv}$: Numero de arreglos fotovoltaicos conectados a cada inversor.

$N_{arreglo}$: Numero de arreglos fotovoltaicos de toda la instalación.

N_{inv} : Numero de inversores de toda la instalación.

$$N_{arreglo\ por\ inv} = \frac{35}{16}$$

$$N_{arreglo\ por\ inv} = 2.19$$

Dado que no podemos poner 3 arreglos fotovoltaicos conectados a un solo inversor por que no los resistiría, resultaría al final entonces el número de arreglos conectados a cada inversor:

$$N_{\text{arreglo por inv}} = 2$$

Corrección del número de inversores

Nuestra instalación está formada por 35 arreglos fotovoltaicos en total, por lo que es necesario conocer el número total de inversores nuevamente a través de la siguiente expresión:

$$N_{\text{inv}} = \frac{N_{\text{arreglo}}}{N_{\text{arreglo por inv}}} \quad \text{Ec. No. 44}$$

$$N_{\text{inv}} = \frac{35}{2}$$

$$N_{\text{inv}} = 17.5 \approx 18 \text{ Inversores}$$

Comprobación del inversor

Habiendo determinado el número total de inversores y el número de arreglos fotovoltaicos que se conectaran en este, procedemos a comprobar si cada inversor resistirá la carga demanda por los aires acondicionados.

$$P_{\text{unit inv}} = \frac{P_{\text{inv}}}{N_{\text{inv}}} = \frac{60,416.04}{18} = 3,356.45 \text{ W} \quad \text{Ec. No. 45}$$

Se comprueba que la potencia que debe resistir cada inversor, es menor que la potencia nominal de este, por lo que resulta adecuado para nuestra instalación. (Ver anexo B3)

Corrección del número de módulos fotovoltaicos

Nuestra instalación consta de 18 inversores en total, donde cada uno será conectado en paralelo a dos ramas de 8 módulos fotovoltaicos en paralelo, por lo que el número total de módulos resulta al final:

$$N_{\text{mod}} = (N_{\text{inv}})(N_{\text{mod por inv}})$$

Ec. No. 46

$$N_{\text{mod}} = (18 \text{ inversores})(16 \text{ modulos por inversor})$$

$$N_{\text{mod}} = \mathbf{288 \text{ modulos fotovoltaicos}}$$

Corrección del número de reguladores

Debido a que nuestra instalación aumento a 288 módulos fotovoltaicos, el número de reguladores debe ser corregido también resultado:

$$N_{\text{reg}} = \frac{N_{\text{mod}}}{N_{\text{mod por reg}}}$$

$$N_{\text{reg}} = \frac{288}{8}$$

$$N_{\text{reg}} = \mathbf{36 \text{ Reguladores}}$$

5.4.4 Dimensionado del sistema de acumulación

Los cálculos de las baterías se realizarán tomando en consideración la energía suministrada a los aires acondicionados a través de los paneles fotovoltaicos de la instalación.

De igual forma para determinar la capacidad del acumulador hay que concretar los días de autonomía que requiere la instalación y debido a que Nicaragua es un país con mayores días soleados se ha establecido un día de autonomía.

Energía entregada por la instalación fotovoltaica

La energía diaria que pueden darnos los paneles fotovoltaicos que conforman todo el conjunto generador, ($E_{\text{entregada}}$) se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$E_{\text{entregada}} = N_{\text{pan}} * HSP(0.9 * P_{\text{max mod}})$$

Ec. No. 47

$$E_{\text{entregada}} = 288 * 5.31(0.9 * 320)$$

$$E_{\text{entregada}} = 440,432.64 \text{ Wh/dia}$$

Se sustituye el valor antes calculado en la ecuación siguiente para determinar la capacidad del acumulador.

$$C_{\text{acum.}} = \frac{E_{\text{diaria}} * D * 100}{P_d * V_{\text{sistema}}}$$

Ec. No. 48

Dónde:

$C_{\text{acum.}}$: Capacidad del acumulador de toda la instalación en Ah.

E_{diaria} : Energía suministrada por los paneles fotovoltaicos, (Wh)/día

D: Número de días de autonomía.

P_d : Profundidad máxima de descarga del sistema acumulador. Se seleccionaron baterías de Pb-Sb (Plomo-acido), resultando $P_d=80\%$

V_{sistema} : Tensión del sistema de acumulación, ($V_{\text{sistema}} = 24V$)

$$C_{\text{acum.}} = \frac{(440,432.64 \text{ Wh/día})(1)(100)}{(80)(24 \text{ V})}$$

$$C_{\text{acum.}} = 22,939.2 \text{ Ah}$$

Como sabemos la instalación posee un total de 36 arreglos fotovoltaicos, por lo que es necesario conocer la capacidad del sistema de acumulación de manera independiente.

$$C_{\text{acum arreg}} = \frac{C_{\text{acum}}}{N_{\text{arreg}}}$$

Ec. No. 49

Donde:

$C_{\text{acum arreg}}$: Capacidad del acumulador por cada arreglo fotovoltaico, Ah.

N_{arreg} : Numero de arreglos fotovoltaicos de toda la instalación.

$$C_{\text{acum arreg}} = \frac{22,939.2 \text{ Ah}}{36}$$

$$C_{\text{acum arreg}} = 637.2 \text{ Ah}$$

Elección de la batería

Se seleccionó un banco de baterías (12 vasos de baterías en serie), modelo Enersol T650, de la marca Industrial Power (ver figura 42), con una capacidad nominal de 668 Ah y un voltaje de 24 V. Esta batería es especialmente diseñada para aplicaciones estacionarias, puesto que admiten descargas prolongadas sin dañarse, resultando un tipo de batería adecuado para nuestra instalación.



Figura 42: Banco de baterías Enersol T650-12

Número de baterías

Habiendo seleccionado el banco de baterías que se utilizara en nuestra instalación, procedemos a determinar la cantidad necesaria para cada arreglo fotovoltaico, tomando en cuenta que estos se conectaran entre sí a cada arreglo fotovoltaico de manera independiente.

$$N_{\text{bat arreg}} = \frac{C_{\text{acum arreg}}}{C_{\text{bat}}}$$

Ec. No. 50

Dónde:

$N_{\text{bat arreg}}$: Numero de banco de baterías por cada arreglo fotovoltaico.

$C_{\text{acum arreg}}$: Capacidad del acumulador por cada arreglo fotovoltaico, Ah.

C_{bat} : Capacidad de la batería seleccionada, Ah. (Ver anexo B4)

$$N_{\text{bat arreg}} = \frac{637.2 \text{ Ah}}{668 \text{ Ah}}$$

$$N_{\text{bat arreg}} = 0.95 \approx 1$$

Debido a que la instalación fotovoltaica está formada por 36 arreglos fotovoltaicos de 8 módulos en paralelo cada uno, el número total de baterías para toda la instalación ($N_{\text{total bat.}}$) resulta:

$$N_{\text{Total bat.}} = N_{\text{bat arreg}} * N_{\text{arreg}} \quad \text{Ec. No. 51}$$

$$N_{\text{Total bat.}} = (1)(36)$$

$$N_{\text{Total bat.}} = \mathbf{36 \text{ bancos de baterías}}$$

Distribución de baterías en serie y/o paralelo

$$N_{\text{bat serie}} = \frac{V_{\text{sistema}}}{V_{\text{bat}}} \quad \text{Ec. No. 52}$$

Donde:

V_{sistema} : Tensión de trabajo del sistema de acumulación.

V_{bat} : Tensión de la batería seleccionada dada por el fabricante. (Ver anexo B4)

$$N_{\text{bat serie}} = \frac{24 \text{ V}}{24 \text{ V}}$$

$$N_{\text{bat serie}} = \mathbf{1}$$

Hay que tomar en cuenta que, aunque el número de batería en serie es uno, el banco de batería que se seleccionó para cada arreglo consta de 12 baterías conectadas en serie.

$$N_{\text{bat paralelo}} = \frac{C_{\text{acum arreg}}}{C_{\text{bat}}} \quad \text{Ec. No. 53}$$

Dónde:

$C_{\text{acum arreg}}$: Capacidad del acumulador por cada arreglo fotovoltaico, Ah. (Ver anexo B4)

C_{bat} : Capacidad de la batería seleccionada, Ah.

$$N_{bat \text{ paralelo}} = \frac{637.2 \text{ Ah}}{668 \text{ Ah}}$$

$$N_{bat \text{ paralelo}} = 0.95 \approx 1$$

5.4.5 Calculo de la sección del cableado

Como norma general los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1.5%, tanto en la parte de corriente continua (C.C.), como en la parte de corriente alterna (C.A.), incluidas las posibles pérdidas por terminales intermedios, y los límites de calentamiento recomendados por el fabricante de los conductores, según se establece en el reglamento electrotécnico de baja tensión. (Servicio de Normativa Técnica, 2004)

Conductividad del cobre-Cu ($m/\Omega \cdot mm^2$) con la temperatura T ($^{\circ}C$)							
20 $^{\circ}C$	30 $^{\circ}C$	40 $^{\circ}C$	50 $^{\circ}C$	60 $^{\circ}C$	70 $^{\circ}C$	80 $^{\circ}C$	90 $^{\circ}C$
56	54	52	50	48	47	45	44

Tabla 8: Valores de Conductividad del cobre. Fuente: (M., Ing. Jaime F Alvarido, 2007)

El cableado desde el campo generador hacia el regulador se llevará en intemperie sobre la estructura metálica del generador y posteriormente ira entubado. Del inversor se pasará a un embarrado⁹ que estará conectado a la red de distribución.

Elección del Cable en Corriente continua.

El cable utilizado será de un conductor flexible de cobre, concebidos especialmente para aplicaciones fotovoltaicas por ser cables unipolares¹⁰ con doble aislamiento, que tienen capacidad para transportar corriente continua hasta 1,800 V de manera eficiente y con gran durabilidad en el tiempo, además ofrecen gran resistencia térmica, y gran resistencia climática (rayos UV, frío, humedad...).

⁹ Embarrado: Conductores de corriente eléctrica constituidos de barras gruesas usualmente de cobre.

¹⁰ Unipolar: Cable formado por un solo conductor.

Para el cálculo de la sección “S” de conductores en corriente continua utilizamos la siguiente ecuación (ingemecanica, s.f.):

$$S = \frac{2 * L * I}{\Delta V * K} \quad \text{Ec. No. 54}$$

Donde:

S: Sección del conductor del cable, mm²

L: Longitud del tramo de conductor que se esté considerando, M.

I: Intensidad de corriente que circula por el conductor, A.

ΔV : Caída de tensión máxima permitida en el tramo, V

K: Conductividad del conductor del cable.

Tramo de conexión, paneles-regulador

Este tramo corresponde al cableado de conexión desde los paneles solares, a la entrada del regulador. Los valores de los distintos parámetros que se emplearán para el cálculo de la sección mínima de cable conductor, serán los siguientes:

L=10m, es la longitud que recorre el cable desde la salida del generador fotovoltaico hasta el regulador de carga.

$I = (1.25)(N_{\text{mod paralelo}})(I_{\text{SC}}) = (1.25)(8)(9.26\text{A}) = 92.6\text{A}$, corresponde con la intensidad máxima que puede circular por el tramo, que se obtiene al multiplicar la intensidad de cortocircuito (I_{SC}) del módulo seleccionado, MAX POWER CS6X-320, por el número de módulos (al estar los 8 módulos en paralelo se suman las intensidades) que constituye el grupo que alimenta a cada regulador.

$\Delta V = (N_{\text{serie}})(V_{\text{MP}})(3\%) = (1)(36.8\text{V})(0.03) = 1.10\text{V}$, corresponde a la caída de tensión máxima permitida en los conductores de continua, que debe ser del 3%, (Ver Tabla 1). En efecto como la tensión de trabajo en cada grupo de generadores fotovoltaicos es igual a la tensión en el punto de máxima potencia, al estar conectados los módulos fotovoltaicos en paralelo por rama, la tensión de salida del grupo es la misma.

$K=47 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$, es la conductividad del cobre para una temperatura del cable en servicio de $70 \text{ }^\circ\text{C}$. (Ver tabla 8). Estos valores sustituidos en la expresión anterior resultan una sección mínima de cable de:

$$S = \frac{(2)(10\text{m})(92.6)\text{A}}{(1.10\text{V})(47 \frac{\text{m}}{\Omega} * \text{mm}^2)}$$

$$S = 35.82\text{mm}^2$$

La sección normalizada superior a la calculada es de 50mm^2 , según se indica en el Anexo A2.

*****Comprobando la intensidad máxima admisible del conductor***

Debido a que los cables conductores estarán en conductos encerrados, y según la tabla de intensidades máximas admisibles (Ver anexo A2), podemos comprobar que estaríamos hablando de una instalación tipo B1, y al ser cables con aislamiento PVC, estaríamos en el caso de la “columna 5”.

Así pues, la máxima corriente admisible para el cable de cobre (Cu) a 40°C , es de $I_{\text{adm con}} = 117\text{A}$. (Ver anexo A2) Este valor es más alto que los 92.6A que circularan por nuestro subsistema desde cada arreglo fotovoltaico hasta el regulador, por lo que se puede utilizar perfectamente este conductor de sección 50mm^2 .

*****Factor de seguridad de la temperatura del conductor***

Al anterior valor habrá que aplicarle un coeficiente de reducción del 0.91 por la temperatura, dado que el valor anterior es para una temperatura del cable de 40°C , sin embargo, el cable alcanzara una temperatura mayor cuando este en servicio, por lo tanto, la intensidad máxima admisible del cable sería (ingemecanica, s.f.):

$$I_{\text{corr cond}} = (I_{\text{adm cond}})(0.91)$$

Ec. No. 55

$$I_{\text{corr con}} = (117\text{A})(0.91)$$

$$I_{\text{corr con}} = 106.47\text{A}$$

Por lo tanto, al ser la intensidad que circula por el tramo ($I = 92.6A$) menor que la corriente máxima admisible corregida por la temperatura que puede soportar el cable ($I_{corr\ cond} = 106.47A$), la sección elegida para el conductor en este tramo de $50mm^2$, resulta válida.

De la misma manera que la anterior, se procedió a calcular las secciones de cable para los restantes tramos en continua que constituyen la instalación fotovoltaica y se expresan en la tabla siguiente:

Tramo	Longitud del tramo (m)	Intensidad de corriente del tramo (A)	Caída de voltaje (Volt)	Sección de cable mínima calculada (mm^2)	Sección de cable seleccionada (mm^2)
Conexión con Regulador	10	92.6	1.10	35.82	50
Conexión con Baterías	6	92.6	0.24	98.51	120
Conexión con Inversor	6	139.85	0.24	148.78	150

Tabla 9: Intensidades de corrientes y secciones de cable en tramos DC.

Para una mejor comprensión se explica a continuación cómo se ha realizado el cálculo de las intensidades de corriente máxima que pueden circular, tanto por el tramo que conecta el regulador con las baterías, y el tramo que conecta con el inversor:

Tramo de conexión, regulador - batería

La intensidad máxima de corriente, del tramo de conexión hacia las baterías será igual a la suma de las intensidades de cortocircuito (I_{sc}) de los 8 módulos conectados en paralelo que constituyen cada arreglo fotovoltaico.

Por lo tanto, resultará: $I = (1.25)(I_{sc})(N_{mod\ paralelo}) = (1.25)(9.26A)(8) = 92.6A$

En la caída de voltaje se debe de tomar en cuenta la tensión de trabajo del sistema que es de 24V, aplicando la caída de voltaje correspondiente del 1%, según se indica en la tabla 1.

$$\Delta V = (V_{\text{sistema}})(1\%) = (24V)(0.01) = 0.24V$$

Tramo de conexión, batería – inversor

Este tramo será el que más densidad de corriente transportará, porque lo que su sección será la más grande. La intensidad máxima de corriente que llega a la entrada del inversor, se determina mediante la siguiente ecuación:

$$I_{\text{entra inv}} = \frac{P_{\text{unit inv}}}{V_{\text{sistema}}} \quad \text{Ec. No. 56}$$

Dónde:

$I_{\text{ent inv}}$: Corriente máxima de entrada al inversor, A

$P_{\text{unit inv}}$: Potencia máxima de entrada al inversor, W. (Ver ecuación No 46)

V_{sistema} : Tensión de trabajo del sistema, V.

$$I_{\text{ent inv}} = \frac{3,356.45 \text{ W}}{24 \text{ V}}$$

$$I_{\text{ent inv}} = 139.85 \text{ A}$$

La tensión que circula por el cable es la misma tensión de trabajo del sistema, equivalente a 24V, por lo que la caída de tensión en este tramo al aplicarle el 1% (Ver tabla 1) por pérdida resulta:

$$\Delta V = (V_{\text{sistema}})(1\%) = (24V)(0.01) = 0.24V$$

A las secciones de cables anteriormente calculadas habrá que aplicarles un coeficiente de reducción de 0.91 por la temperatura del cable, por lo que finalmente la máxima intensidad admisible del cable será de $I_{\text{corr cond}} = (208A)(0.91) = 189.28A$. para el cable de cobre de 120 mm^2 y de $I_{\text{corr cond}} = (236A)(0.91) = 214.76A$ para el cable de

150mm². En ambos casos se puede observar que la corriente corregida es mayor que la corriente que circula por los cables, por que dichos cables resultan adecuados para nuestra instalación.

Elección del cable en corriente alterna

Para las líneas que trabajan en corriente alterna, el cálculo de la sección de los conductores se realizara a través de la siguiente ecuación, tomando en cuenta una caída de tensión máxima de un 5%. (M., Ing. Jaime F Alvarido, 2007)

$$S = \frac{2(L * I * \cos \varphi)}{\Delta V_f * K} \quad \text{Ec. No. 57}$$

Donde:

S: Sección del conductor (mm²)

L: Longitud de la línea (m)

I: Corriente nominal del inversor, A

Cos φ : Factor de potencia del inversor, igual a 1

ΔV_f : Caída de tensión de fase (V)

K: Conductividad del cable conductor

No obstante, antes de seleccionar cualquier sección, es necesario comprobar que la intensidad admisible del cable que se coloque, va a ser superior a la intensidad de corriente que circule por dicho conductor.

La intensidad de corriente que circula desde el inversor hasta la entrada del cuadro general del edificio, vendrá dada por la siguiente expresión, válida para corriente alterna monofásica.

$$I = \frac{P}{(V_f)(\cos \varphi)} \quad \text{Ec. No. 58}$$

Dónde:

P: Potencia instalada de los aires acondicionados, W

V_f : Tensión de fase de salida del inversor, 120V (Ver anexo B3)

$\cos \varphi$: Factor de potencia, igual a 0.95 (Ver anexo B3)

$$I = \frac{45,312 \text{ W}}{(120\text{V})(0.95)} = 397.47\text{A}$$

Hay que tomar en cuenta que esta corriente es para todos los inversores, por lo que para cada inversor la corriente resulta:

$$I = \frac{397.47\text{A}}{18 \text{ Inversores}} = \mathbf{22.08 \text{ A}}$$

El voltaje de fase del inversor es de 120V, al aplicarle el 3% de pérdida como se aprecia en la tabla 1 la caída de voltaje en el tramo de salida del inversor resulta:

$$\Delta V = (V_f)(3\%)$$

Ec. No. 59

$$\Delta V = (120\text{V})(0.03)$$

$$\Delta V = \mathbf{3.6\text{V}}$$

Sustituyendo los valores antes calculados en la ecuación No 57, para una longitud de 50m resulta:

$$S = \frac{2(L * I * \cos \varphi)}{\Delta V_f * K}$$

$$S = \frac{2(50\text{m} * 22.08\text{A} * 0.95)}{3.6\text{V} * 47\text{m}/\Omega * \text{mm}^2}$$

$$S = \mathbf{12.39 \text{ mm}^2}$$

Por lo tanto, para soportar este valor de corriente y según la tabla de intensidades máximas se elegirá una sección de cable de 16mm², cuya intensidad máxima admisible es de 59A.

Al anterior valor habrá que aplicarle un coeficiente de reducción de 0,91 por la temperatura del cable, por lo que finalmente la máxima intensidad admisible del cable será de $I_{corr\ cond} = 59 \cdot 0,91 = 53.69$ A, todavía superior a la máxima intensidad que puede circular por el tramo, por lo que el **cable de 16mm²** seleccionado resulta adecuado.

Cableado de protección

“Para la protección y seguridad de la propia instalación, habrá que instalar un cable adicional, además de los cables activos (positivo y negativo), que será el cable de protección y que servirá para conectar todas las masas metálicas de la instalación con el sistema de tierra, con el objetivo de evitar que aparezcan diferencias de potencial peligrosas, y al mismo tiempo permita descargar a tierra las corrientes de defectos o las debidas por las descargas de origen atmosférico”. (ingemecanica, s.f.)

El cable de protección será del mismo material que los conductores activos utilizados en la instalación, en este caso de cobre, e irán alojados en el mismo conducto que los conductores activos. La sección que deben tener en cada tramo el conductor de protección viene dada por la tabla siguiente:

Sección de los conductores activos de la instalación, S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección, S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 10: Relación entre conductores de protección y activos. Fuente: (ingemecanica, s.f.)

Haciendo uso de la tabla anterior, la sección que tendrá el cable de protección en cada tramo de la instalación se indica en la siguiente tabla:

Tramo (C.C.)	Sección de cable activo (mm ²)	Sección del cable de protección, (mm ²)
Conexión con Regulador	50	25
Conexión con Baterías	120	60
Conexión con Inversor	150	75

Tramo (C.A.)	Sección de cable activo (mm ²)	Sección del cable de protección, (mm ²)
Conexión con el panel de alimentación del edificio	16	16

Tabla 11: Secciones de conductores activos y de protección por tramos.

En la siguiente tabla se resumen los resultados de los cálculos de los cables seleccionados para nuestra instalación tanto en la parte activa como en el cableado para protección con sus respectivas conversiones.

Conexión	Tensión (Volt)	Corriente (A)	Sección del cable activo (mm ²)	Sección del cable protección (mm ²)	Calibre AWG (activo)	Calibre AWG (protección)	Longitud del tramo (m)
Del panel al controlador	36.8	92.6	50	25	1/0	2	10
Del controlador a la batería	24	92.6	120	60	250 (Kcmil)	2/0	6
De la batería al inversor	24	139.85	150	75	300 (Kcmil)	3/0	6
Del inversor al panel principal	120	22.08	16	16	4		50

Tabla 12: Longitud total del cableado del sistema fotovoltaico autónomo.

Longitud total del cableado de la instalación.

Tramo paneles-regulador

- Conductor activo de sección 50mm²

$$L_{T1} = ((L_{\text{cable por arreglo}} * N_{\text{arreglo}}) + L_{\text{tramo}}) * 2 \text{ Cable positivo y negativo}$$

$$L_{T1} = ((9\text{m} * 36 \text{ arreglos}) + 10\text{m}) * 2 \text{ cable positivo y negativo}$$

$$L_{T1} = 668\text{m}$$

- Conductor de protección de sección 25mm²

$$L_{T2} = ((L_{\text{cable por arreglo}} * N_{\text{arreglo}}) + L_{\text{tramo}})$$

$$L_{T2} = ((9\text{m} * 36 \text{ arreglos}) + 10\text{m})$$

$$L_{T2} = 334\text{m}$$

Tramo regulador-baterías

- Conductor activo de sección 120mm²

$$L_{T3} = (L_{\text{tramo}} * N_{\text{arreglos}}) * 2 \text{ cable positivo y negativo}$$

$$L_{T3} = (6\text{m} * 36 \text{ arreglos}) * 2 \text{ cable positivo y negativo}$$

$$L_{T3} = 432\text{m}$$

- Conductor de protección de sección 60mm²

$$L_{T4} = (L_{\text{tramo}} * N_{\text{arreglos}})$$

$$L_{T4} = (6\text{m} * 36)$$

$$L_{T4} = 216\text{m}$$

Tramo baterías-inversor

- Conductor activo de sección 150mm²

$$L_{T5} = (L_{\text{tramo}} * N_{\text{arreglos}}) * 2 \text{ cable positivo y negativo}$$

$$L_{T3} = (6\text{m} * 36) * 2 \text{ cable positivo y negativo}$$

$$L_{T3} = 432\text{m}$$

- Conductor de protección de sección 75mm²

$$L_{T6} = (L_{\text{tramo}} * N_{\text{arreglos}})$$

$$L_{T6} = (6\text{m} * 36)$$

$$L_{T6} = 216\text{m}$$

Tramo inversor-panel de alimentación

- Conductor activo de sección 16mm²

$$L_{T7} = ((5\text{m} * N_{\text{inv}}) + (L_{\text{tramo}})) * 2 \text{ fase y neutro}$$

$$L_{T7} = ((5\text{m} * 18) + (50\text{m})) * 2 \text{ fase y neutro}$$

$$L_{T7} = 280\text{m}$$

En la tabla siguiente se especifican los resultados del calculo realizado anteriormente, para determinar la longitud y seccion adecuada del cable para cada tramo de la instalacion fotovoltaica, el cual sera utilizado para conducir la energia eléctrica de manera eficiente.

Tramo	Seccion del Cond. Activo-Longitud	Seccion del Cond. Proteccion-Longitud
Panel-Regulador	50mm ² - 668m	25mm ² - 334m
Regulador-Baterias	120mm ² - 432m	60mm ² - 216m
Baterias-Inversor	150mm ² - 432m	75mm ² - 216m
Inversor-Panel de alimentacion	16mm ² - 280m	

Tabla 13: Longitud del cableado del sistema fotovoltaico.

Tubos o conductos protectores.

Para la selección de los diámetros de los tubos protectores PVC, se empleara la tabla del anexo A3, que proporciona los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los cables alojados.

Los diámetros de los tubos seleccionados tanto en los tramos de corriente continua como alterna, se indican en la siguiente tabla:

Diámetro de tubos protectores en tramos de corriente continua (DC)		Sección del cable seleccionado
Tramo	Diámetro de tubo (mm)	
Conexión con Regulador	50	50
Conexión con Batería	60	120
Conexión con Inversor	75	150
Diámetro de tubos protectores en tramos de corriente alterna (AC)		Sección del cable seleccionado
Tramo	Diámetro de tubo (mm)	
Conexión con el panel de alimentación del edificio.	32	16

Tabla 14: Diámetros externos de tubos protectores del cableado.

5.4.6 Protecciones

La protección habitual en este sistema aislado se realizará a través de fusibles.

Los fusibles se suelen encargar frente a la protección de sobre intensidades. Un fusible está constituido por un filamento o lamina de un metal o aleación de bajo punto de fusión que se intercala en un determinado punto de la instalación con el objetivo que se funda cuando la corriente supere un determinado valor (debido a cortocircuitos o excesos de corriente), que puede dañar los diversos elementos existentes en la instalación: conductores, etc. (Abella, 2005)

Para seleccionar los fusibles adecuados para la línea que se pretende proteger es necesario que se cumplan las siguientes dos condiciones mencionadas en el capítulo II:

Condición 1:

$$I_b \leq I_n \leq I_{adm\ con}$$

Donde:

I_b : Intensidad de corriente que recorre la línea, A.

I_n : Intensidad nominal del fusible asignado a la línea, A.

$I_{adm\ con}$: Máxima intensidad admisible del cable conductor de la línea, A.

Condición 2:

$$I_f \leq 1.45 * I_{adm\ con}$$

Donde:

I_f : Corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección (Ver tabla 3).

$I_{adm\ con}$: Corriente máxima admisible del conductor.

Tramo del Panel – Regulador

Aplicando la condición 1:

$$I_b \leq I_n \leq I_{adm\ con}$$

$$92.6 \leq I_n \leq 117$$

Necesitamos un fusible de corriente nominal que entre en la desigualdad 92.6-117, para ello consultamos la Tabla 2: Intensidades Nominales Normalizadas de los fusibles de baja tensión, y seleccionamos un fusible de corriente nominal de 100A.

$$92.6 \leq I_n \leq 117$$

92.6 ≤ 100 ≤ 117 Se cumple

Ahora comprobamos la condici3n 2 del fusible:

$$I_f \leq 1.45 * I_{adm \text{ con}}$$

En la Tabla 3, el fusible escogido en la condici3n 1 de $I_n = 100 \text{ A}$, est1 en el intervalo $[63,160] \text{ A}$, y, por tanto, la intensidad a la que el fusible se funde, es de 1.6 veces su I_n , quedando

$$1.6I_n \leq 1.45 * I_{adm \text{ con}}$$

$$1.6 * 100 \leq 1.45 * 117$$

$$\mathbf{160 \leq 169.65 \text{ Se cumple}}$$

Por lo tanto, en el tramo de conexi3n de los paneles al regulador, se instalar1 un fusible de 100 A. ya que se cumplieron las dos condiciones.

Tramo regulador – baterías

Condici3n 1:

$$I_b \leq I_n \leq I_{adm \text{ con}}$$

$$92.6 \leq I_n \leq 208$$

$$\mathbf{92.6 \leq 100 \leq 208 \text{ Se cumple al tomar un fusible de 100A de corriente nominal.}}$$

Condici3n 2:

$$I_f \leq 1.45 * I_{adm \text{ con}}$$

$$1.6I_n \leq 1.45 * I_{adm \text{ con}}$$

$$1.6 * 100 \leq 1.45 * 208$$

$$\mathbf{160 \leq 301.6 \text{ Se cumple}}$$

De igual forma en el tramo de conexi3n del regulador a las baterías, se instalar1 un fusible de 100 A. ya que se cumplieron las dos condiciones.

Tramo batería – inversor

Condición 1:

$$I_b \leq I_n \leq I_{adm} \text{ con}$$

$$139.85 \leq I_n \leq 236$$

$139.85 \leq 160 \leq 236$ Se cumple al tomar un fusible de $I_n = 160A$.

Condición 2:

$$I_f \leq 1.45 * I_{adm} \text{ con}$$

$$1.6I_n \leq 1.45 * I_{adm} \text{ con}$$

$$1.6 * 160 \leq 1.45 * 236$$

$256 \leq 342.2$ Se cumple

Finalmente, en el tramo de las baterías al inversor se instalará un fusible de 160A, de corriente nominal ya que este cumple con las dos condiciones.

5.4.7 Topología del sistema

Con los componentes seleccionados para el funcionamiento de nuestra instalación fotovoltaica, la conexión de dichos componentes resultaría tal como se muestra en la figura 43:

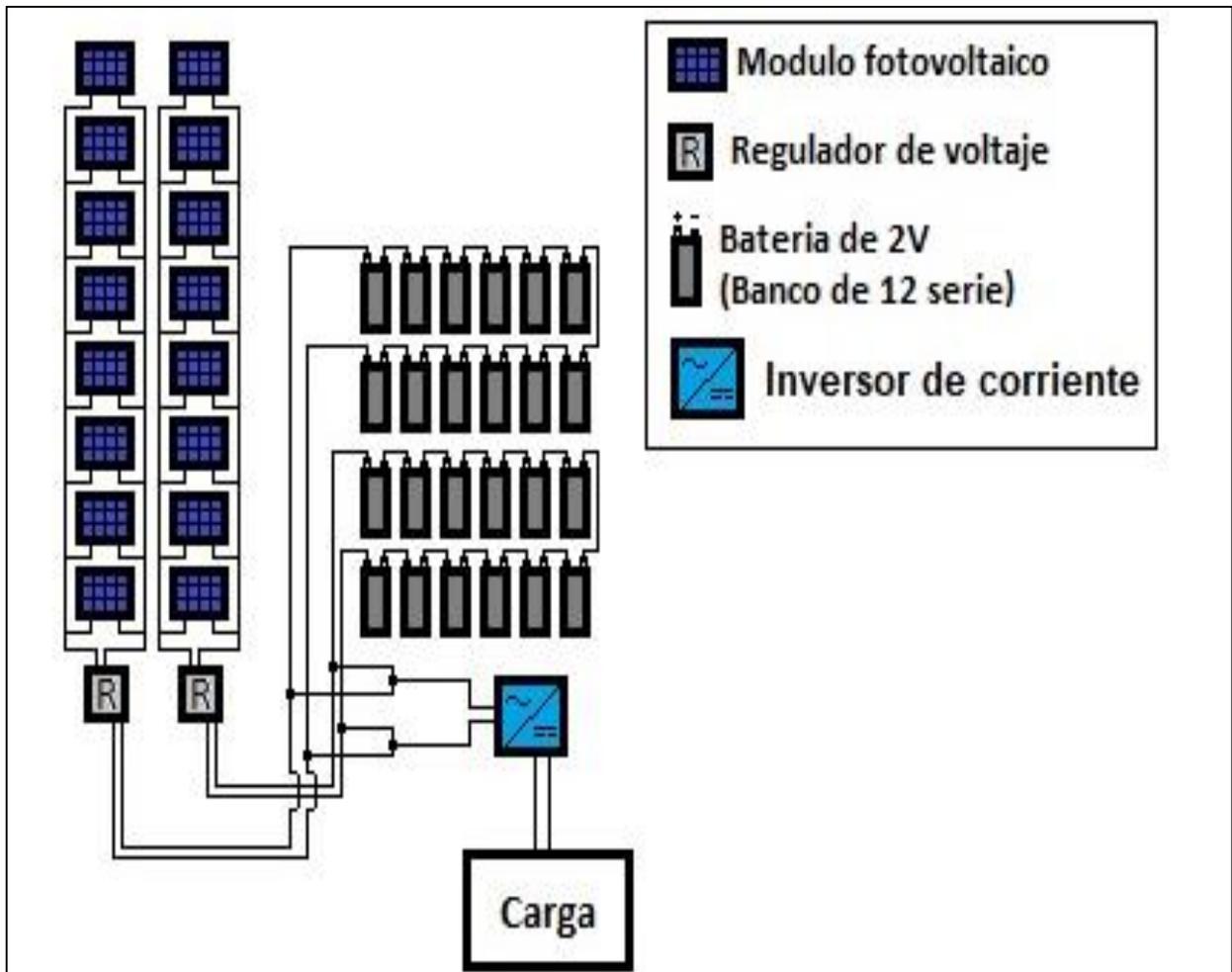


Figura 43: Topología del sistema fotovoltaico.

5.4.8 Ubicación del sistema fotovoltaico

El sitio donde se instalarán el conjunto de componentes del sistema fotovoltaico está ubicado en costado sur del RUPAP, el lugar presenta buenas condiciones para una buena captación solar de los módulos, al no existir infraestructuras de obstáculos en el terreno. En la figura 44 se aprecia el plano completo del RUPAP, y el cuadro de bornes negro representa el lugar donde se instalará el sistema fotovoltaico el cual tiene un área aproximada de 9,728 m². (MAPS Y DIRECTIONS, s.f.)

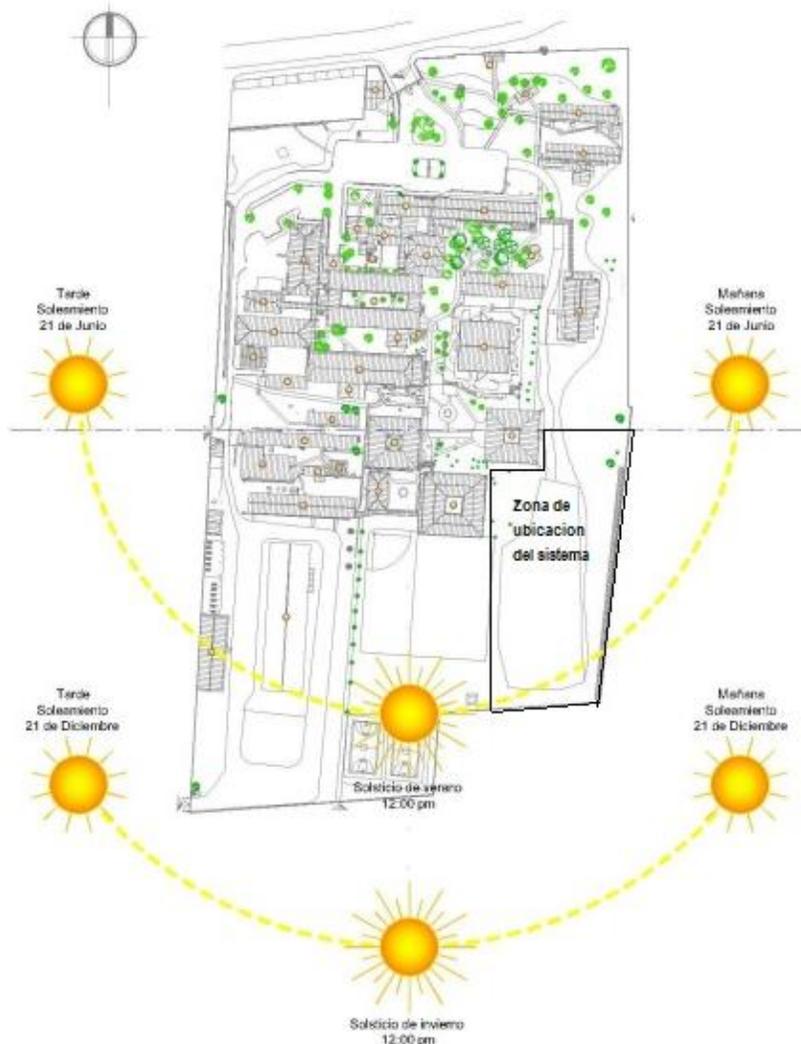


Figura 44: Lugar de ubicación de la instalación fotovoltaica.

CAPITULO VI

ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA LA INSTALACION.

Los módulos fotovoltaicos de la instalación serán soportados por estructuras metálicas fijas ancladas a la superficie del suelo. La orientación de los módulos debe ser hacia el sur debido a que nuestro país se encuentra ubicado en el hemisferio Norte. El ángulo de inclinación de dichas estructuras será a 12° de esta manera se permite que la suciedad acumulada pueda ser retirada por la lluvia.

6.1 Calculo de la velocidad del viento que afecta el panel fotovoltaico

Para el diseño de la estructura se debe conciderar la carga producida por el viento, siendo esta muy peligrosa, ya que cuando el viento procede del norte ejerce una succion sobre los paneles, que debera ser contrarrestada por el peso de la pieza, que hace la funcion de soporte y apoyo para los paneles solares.

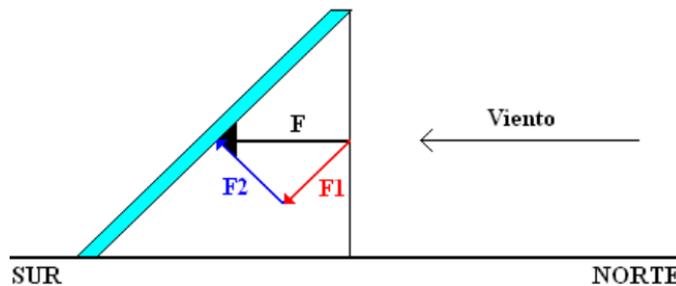


Figura 45: Diagrama de fuerzas sobre la estructura.

6.1.2 Determinación de la velocidad de diseño V_D

Los efectos estáticos del viento sobre la estructura se determinarán con base en la velocidad de diseño. Dicha velocidad de diseño se obtendrá mediante la ecuación siguiente: (Ministerio de Transporte e Infraestructura, 2007)

$$V_D = (F_{TR})(F_{\alpha})(V_R)$$

Ec. No. 60

Donde:

F_{TR} : Factor adimensional correctivo que toma en cuenta las condiciones locales relativas a la topografía y a la rugosidad del terreno en los alrededores del sitio de desplante.

F_{α} : Factor adimensional que toma en cuenta la variación de la velocidad con la altura.

V_R : Velocidad regional según la zona que le corresponde al sitio donde se construirá la estructura.

6.1.3 Determinación de la velocidad regional V_R

Los valores de dicha velocidad se obtendrán de la tabla 14, de acuerdo con la zonificación eólica mostrada en la figura 46. Dichos valores incluyen el efecto de ráfaga que corresponde a tomar el valor máximo de velocidad media durante un intervalo de 3 segundos. Fuente: (Ministerio de Transporte e Infraestructura, 2007)

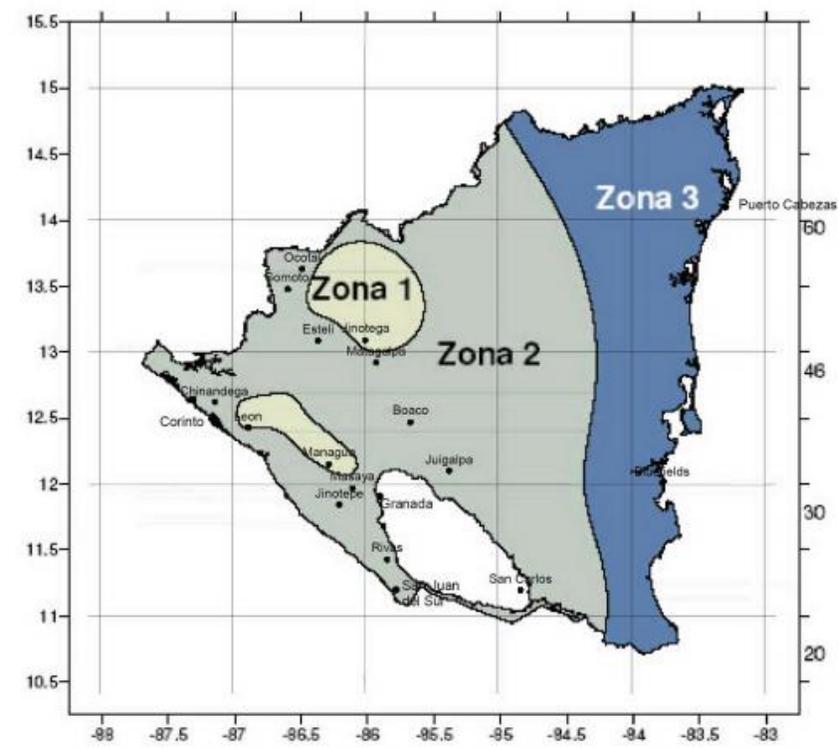


Figura 46: Zonificación eólica de Nicaragua para análisis por viento.

	Importancia de la construcción	
	Periodo de retorno (Años)	
Zona	50	200
1	30	36
2	45	60
3	56	70

Tabla 15: Velocidades regionales, VR según la importancia de la construcción y la zonificación eólica, m/s. Fuente: (Ministerio de Transporte e Infraestructura, 2007)

Tomando en cuenta que el periodo de retorno de la estructura es de 200 años y el lugar de instalación aparece representado en la Zona 1, la Velocidad regional resulta:

$$V_R = 36 \text{ m/s}$$

6.1.4 Determinación del factor de variación con la altura, F_α

Este factor establece la variación de la velocidad del viento con la altura z. se obtiene con las expresiones siguientes: (Ministerio de Transporte e Infraestructura, 2007)

$$F_\alpha = 1 \quad \text{Si } z \leq 10 \text{ m}$$

$$F_\alpha = \left(\frac{z}{10}\right)^\alpha \quad \text{Si } 10 \text{ m} < z < \delta$$

$$F_\alpha = \delta/10^\alpha \quad \text{Si } z \geq \delta$$

Debido a que la altura de nuestra estructura es menor a 10m, el factor de variación con la altura resulta: $F_\alpha = 1$

6.1.5 Determinación del factor correctivo por topografía y rugosidad, F_{TR}

Este factor toma en cuenta el efecto topográfico del sitio en donde se desplante la estructura y a su vez la variación de la rugosidad de los alrededores del sitio de instalación.

El valor de F_{TR} , se obtiene de las tablas y figuras descritas a continuación:

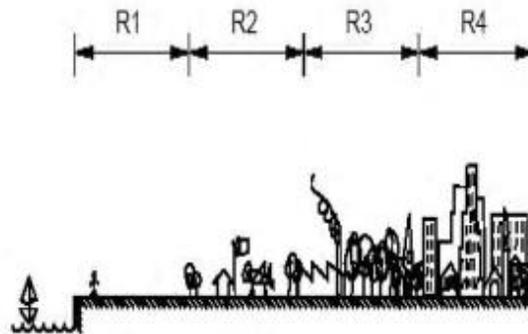


Figura 47: Rugosidad del terreno.

Tipos de terreno (Figura 47)	α	δ , m.
R1 Escasas o nulas obstrucciones al flujo del viento, como en campo abierto	0.099	245
R2 Terreno plano u ondulado con pocas obstrucciones	0.128	315
R3 Zona típica urbana y suburbana. El sitio está rodeado predominantemente por construcciones de mediana y baja altura o por áreas arboladas y no se cumplen las condiciones del Tipo R4	0.156	390
R4 Zona de gran densidad de edificios altos. Por lo menos la mitad de las edificaciones que se encuentran en un radio de 500 m alrededor de la estructura en estudio tiene altura superior a 20 m	0.17	455

Tabla 16: Rugosidades del terreno α y δ .

Tipos de Topografía (Figura 47)	Rugosidad de terrenos en alrededores		
	Terreno tipo R2	Terreno tipo R3	Terreno tipo R4
T1 Base protegida de promontorios de serranías del lado desotavento.	0.8	0.7	0.66
T2 Valles cerrados.	0.9	0.79	0.74
T3 Terreno prácticamente plano, campo abierto, ausencia de cambios topográficos importantes, con pendientes menores de 5 % (normal).	1	0.88	0.82
T4 Terrenos inclinados con pendientes entre 5 y 10 %	1.1	0.97	0.9
T5 Cimas de promontorios, colinas o montañas, terrenos con pendientes mayores de 10 %, cañadas o valles cerrados.	1.2	1.06	0.98

Tabla 17: Factor F_{TR} (Factor de topografía y rugosidad del terreno). Fuente: (Ministerio de Transporte e Infraestructura, 2007).

El factor correctivo por topografía y rugosidad del terreno resulta entonces:

$F_{TR} = 0.88$ (Para una rugosidad R3 Y Topografía T3)

Procedemos a sustituir los valores calculados en la ecuación principal de la velocidad de diseño V_D

$$V_D = (F_{TR})(F_\alpha)(V_R)$$

Ec. No. 61

$$V_D = 0.88 * 1 * 36\text{m/s}$$

$$V_D = \mathbf{31.68 \text{ m/s} = 114.048 \text{ Km/hr}}$$

6.2 Elección del soporte

De las opciones que existen actualmente en el mercado se escogió trabajar con la estructura serie SI-ESF-S-SB3V-3X16 fabricada por la empresa Española Solar Innova debido a que cumple con las especificaciones técnicas de nuestra instalación fotovoltaica (Ver Anexo C).

Es una estructura biposte (2 columnas verticales a cada lado), la instalación se realiza mediante hincado directo (Ver figura 25) de las columnas sobre el terreno, concebida para alojar tres filas de paneles estándar, colocados en posición vertical.

Características mecánicas		
Peso máximo soportado	1392 Kg	3067.96 lb
Velocidad máximo del viento	41.66 m/s	150 Km/hr
Peso de la estructura	610 Kg	1344.44 lb
Material de la estructura	Acero galvanizado	

Tabla 18: Magnitudes físicas de la estructura. Fuente: (Solar Innova)

Como se puede observar la estructura es capaz de soportar los 48 paneles fotovoltaicos de nuestra instalación con un peso total de 1056 Kg, además de resistir la velocidad del viento en el lugar de 114.048 km/hr. El costo de la estructura es de 1872 euros por estructura, incluyendo su instalación. La geometría y dimensiones de la estructura pueden verse en el anexo C.

CAPITULO VII:

MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

7.1 Introducción

Las instalaciones fotovoltaicas autónomas se caracterizan por ser instalaciones que requieren escaso mantenimiento. No tienen partes móviles sometidas a desgaste, ni requieren cambio de piezas o de algún lubricante, (excepto las instalaciones fotovoltaicas con seguidor que no son de aplicación en el presente proyecto).

La experiencia demuestra que los sistemas fotovoltaicos tienen muy pocas posibilidades de averías especialmente, si la instalación se ha realizado correctamente y si se realiza un mantenimiento preventivo. Básicamente las posibles reparaciones que pueden ser necesarias son las mismas que cualquier aparato o sistema eléctrico y que están al alcance de un electricista. (Escuela técnica superior de ingeniería., 2012)

7.2 Definición de mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo es aquel mantenimiento que tiene como primer objetivo evitar o mitigar las consecuencias de los fallos averías de algún equipo del sistema, logrando así prevenir las incidencias antes de que estas ocurran.

Este plan de mantenimiento permite detectar fallos repetitivos, disminuir los puntos muertos por paradas, aumentar la vida útil de equipos, reducir el costo de reparaciones y detectar los puntos débiles de la instalación.

El mantenimiento preventivo en general se ocupa en la determinación de condiciones operativas, de durabilidad y de confiabilidad de un equipo. Un plan de mantenimiento correctamente planificado puede reducir considerablemente los fallos de una instalación y consecuentemente futuras consecuencias.

7.3 Programa de mantenimiento preventivo

Dependiendo de la condición climática de la zona o lugar donde se halla ubicado el sistema fotovoltaico se deberá hacer un procedimiento de observación y de prevención

de fallas, procedimiento que no es posible generalizar especialmente en cuanto a la frecuencia con la cual se debería realizar, por la variedad de climas y condiciones que posee el territorio nacional. Sin embargo, se recomienda que al menos dos veces al año se revise preventivamente el sistema fotovoltaico, a menos, alguna falla o emergencia en el sistema.

7.3.1 Paneles solares fotovoltaicos

7.3.1.1 Limpieza periódica

Consiste en retirar, una vez al mes, cualquier tipo de objeto, suciedad, etc, que pueda afectar a la correcta producción de los paneles solares, como por ejemplo excremento de animales. El polvo acumulado o los restos de polución también deben ser eliminados en la medida de lo posible, ya que disminuirá la corriente eléctrica generada.

La limpieza se realizará con agua (sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos). Preferiblemente se hará fuera de las horas centrales del día, para evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el panel (sobre todo en verano).

La suciedad que pueda acumular el panel puede reducir su rendimiento, las capas de polvo que reducen la intensidad del sol no son peligrosas y la reducción de potencia no suele ser significativa. (SunFields Europe)



Figura 48: Limpieza de paneles.

7.3.1.2 Inspección visual de posibles degradaciones

Se controlará que ninguna célula se encuentre en mal estado (cristal de protección roto, normalmente debido a acciones externas). Se comprobará que el marco del

módulo se encuentra en correctas condiciones (ausencia de deformaciones o roturas). Es recomendable realizar la inspección cada 2 meses. (SunFields Europe)

7.3.1.3 Control de características eléctricas

Se revisara el estado de las conexiones cada 3 meses para garantizar que el sistema este trabajando de manera eficiente a travez de las siguientes acciones:

- Ausencia de sulfatación de contactos.
 - Ausencia de oxidaciones en los circuitos y soldadura de las células, normalmente debido a la entrada de humedad.
 - Comprobación de estado y adherencia de los cables a los terminales de los paneles.
 - Comprobación de la estanqueidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de seguridad. Si procede, se sustituirán las piezas en mal estado y/o se limpiarán los terminales.
 - Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.
 - Temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.
- (SunFields Europe)

7.3.1.4 Comprobación de la estructura soporte

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos suele estar fabricada íntegramente con perfiles de aluminio y tornillería de acero inoxidable, por lo que no requieren mantenimiento anticorrosivo. El mantenimiento de las mismas se aconseja realizarla cada 6-12 meses y consistirá en:

- Comprobación de posibles degradaciones (deformaciones, grietas, etc.).
- Comprobación del estado de fijación de la estructura a cubierta. Se controlará que la tornillería se encuentra correctamente apretada, controlando el par de

apriete si es necesario. Si algún elemento de fijación presenta síntomas de defectos, se sustituirá por otro nuevo.

- Comprobación de la estanqueidad de la cubierta. Consiste básicamente en cerciorarse de que todas las juntas se encuentran correctamente selladas, reparándolas en caso necesario.
- Comprobación del estado de fijación de módulos a la estructura. Operación análoga a la fijación de la estructura soporte a la cubierta.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.

7.3.2 Baterías

Para el mantenimiento de las baterías se deberán de tomar todas las normas de seguridad personal para evitar los riesgos eléctricos y químicos. A continuación, algunas acciones que deben de realizarse por lo menos cada 6 meses:

- Revisar que no halla humedad dentro del contenedor o piso en el que se encuentra la batería, de lo contrario puede haber una grieta en esta.
- Revisar la caja de la batería que esté libre de deformaciones.
- Medir el potencial entre bornes y verificar que este dentro de los límites establecidos por el proveedor.
- Observar que no halla sulfataciones en los bornes. Si hay, eliminarla y aplicar los correctivos para evitarla o amortiguar su presencia.
- Revisar los cables de conexión y sus respectivos terminales estos no deberían presentar sulfatación, ni corrosión, ni oxidación.
- Si la batería es abierta, verificar que el nivel del electrolito este dentro de los límites establecidos.
- Tomar en cuenta que la vida útil promedio de una batería es de aproximadamente 5 años.

7.3.3 Controlador de carga

Para el mantenimiento del controlador de carga se deberán de realizar las siguientes acciones cada 6 meses para evitar cualquier fallo en el dispositivo:

- Revisar el extremo del cable que llega al controlador de carga.
- Revisar el interruptor que desconecta al campo FV.
- Medir el potencial que llega del campo fotovoltaico a los contactos del controlador para verificar que está dentro de los rangos de voltaje especificados por el fabricante.
- Revisar los contactos y cables que salen de la batería. Los contactos deberían estar limpios y no presentar corrosión, ni agrietamiento ni endurecimiento en su aislamiento.
- Medir el potencial en los contactos de salida a la batería. Debería estar dentro de los límites especificados.

7.3.4 Inversores

Los trabajos de mantenimiento para los inversores solares son los siguientes (SunFields Europe):

A realizar al menos una vez al mes:

- Lectura de los datos archivados y de la memoria de fallos.

A realizar al menos una vez cada seis meses:

- Limpieza o recambio de las esteras de los filtros de entrada de aire.
- Limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire.

A realizar al menos una vez al año:

- Limpieza del disipador de calor del componente de potencia.
- Comprobar cubiertas y funcionamiento de bloqueos.

- Inspección de polvo, suciedad, humedad y filtraciones de agua en el interior del armario de distribución y del resistor EVR.
- Si es necesario, limpiar el inversor y tomar las medidas pertinentes.
- Revisar la firmeza de todas las conexiones del cableado eléctrico y, dado el caso, apretarlas.
- Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan descoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.
- Comprobar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.
- Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
- Comprobar el funcionamiento de los ventiladores y atender a ruidos. Los ventiladores pueden ser encendidos si se ajustan los termostatos o durante el funcionamiento.
- Intervalos de sustitución preventiva de componentes (ventiladores, calefacción).
- Verificar el envejecimiento de los descargadores de sobretensión y, dado el caso, cambiarlos.
- Inspección visual de los fusibles y seccionadores existentes y, dado el caso, engrase de los contactos.
- Revisión de funcionamiento de los dispositivos de protección:
 - Interruptores de protección de la corriente de defecto.
 - Interruptores automáticos.
 - Interruptores de potencia.
 - Interruptores de protección de motores por accionamiento manual o mediante la tecla de control (si existe).
- Revisión de las tensiones de mando y auxiliares de 230 V y 24 V.

- Comprobación de funcionamiento de la parada de emergencia.
- Control de la función de sobre temperatura y revisar el funcionamiento del circuito de seguridad de esta función.

7.3.5 Conexión a tierra

Debido a que el sistema está dotado de conexión a tierra, es lo primero que se debe revisar, en cuyo caso se recomienda tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Revisar los contactos en los módulos. Deberían estar fijos, no presentar desajuste, ni oxidación, ni corrosión. Si alguno de estos síntomas se observa, corregirlo.
- El cable no debería mostrar deterioro por oxidación o por causas mecánicas.
- La conexión a la varilla de tierra debe quedar en perfectas condiciones de sujeción y de limpieza.

CAPITULO VIII: PRESUPUESTO

En este capítulo se presenta el costo de compra de cada uno de los equipos necesarios para la implementación de un sistema fotovoltaico en el edificio julio padilla ubicado en la Universidad Nacional de Ingeniería Recinto Universitario Pedro Arauz Palacios. Conformado por el subsistema de captación (panel fotovoltaico), subsistema de regulación (regulador), subsistema de acumulación (batería) y subsistema de adaptación de corriente (inversor).

Subsistema de captación.

Los paneles solares (Canadian Solar Inc.) modelo CS6U policristalino de alta calidad, cuentan con un conjunto de 72 células conectadas convenientemente unas a otras, de tal forma que reúnen las condiciones óptimas para su posterior utilización en sistemas de generación de energía, convirtiendo la luz solar en energía eléctrica. con un aspecto rugoso, proporcionan una fiabilidad garantizada. Con un periodo de vida útil de 10 a 25 años.

Características.

- Máxima potencia del panel 320 W
- Voltaje óptimo de funcionamiento 36.8 V
- Corriente optima de funcionamiento 8.69 A
- Excelente rendimiento a baja irradiación con un promedio de eficiencia relativa del 96.0 %

Subsistema de regulación.

El controlador de carga Magnum Dimensions PT-100 es un equipo electrónico capaz de evitar la sobrecarga y la descargar excesiva, ofrece la máxima flexibilidad y una serie de características que aumentaran la confiabilidad del sistema de energía solar y el ciclo de vida de la batería.

Características.

- Modelo PT-100
- Controlador MPPT de 187 VDC

- Carga de batería a 12VDC – 48VDC
- Salida de 100 VDC

Subsistema de acumulación.

El banco de baterías es de plomo ácido (Pb-Sb) marca Industrial Power, modelo Classic Enersol T 650 cuentan con un voltaje de funcionamiento de 24 V y una intensidad de 668 Ah, actas para dotar al sistema fotovoltaico de una fuente eléctrica independiente en respaldo de las condiciones solares existentes durante periodos prolongados, haciendo uso de la energía que fue almacenada durante los momentos de generación eléctrica de los mismos.

subsistema de adaptación de corriente.

El inversor es de marca Magnum Energy, módelo MS4024PAE capaz de transformar la energía en corriente continua producida por los paneles solares en corriente alterna. Esta constituido en la entrada con un rango de tensión de baterías de (18-24) VDC y un rango de corriente de entrada de (266) A. En la salida con un rango de tensión (120/240) VAC y una potencia nominal de 4000W

Cableado.

Dispondremos lógicamente de tres cables (uno para el polo positivo y otro para el negativo) y un cable de protección. Fabricados especialmente para instalaciones fotovoltaicas, son cables unipolares de cobre forrados con doble aislante con una gran resistencia a la intemperie.

Estructura.

El costo de la estructura es de 1872 euros por estructura equivalente a \$ 2,181.82 dólares, fabricada por la empresa española Solar Innova incluyendo su instalación. La geometría y dimensiones de la estructura es de acero galvanizado, puede verse en los anexos posteriores.

De estos elementos consta el sistema fotovoltaico subdividido en 36 arreglos fotovoltaicos, cada arreglo con 16 módulos en paralelo conectados a 2 reguladores y

distribuidos hacia un banco de baterías y un inversor para finalmente dirigirse hacia la red principal de distribución.

En su totalidad el sistema posee 288 paneles, 36 reguladores, 36 banco de baterías y 18 inversores. Estos elementos se cotizaron en diversas empresas distribuidoras seleccionando los de menor costo.

En la Tabla 18 se indica el costo de los equipos utilizados para la instalación fotovoltaica, así como el costo de la estructura de instalación. En esta estimación no se ha considerado el costo de mano de obra, protecciones adicionales, varios.

Tomar en cuenta que en Tabla 18 no se incluye el IVA del costo de los módulos fotovoltaicos y las baterías ya que en Nicaragua a través del decreto de Ley 532, Art 07 estos equipos están exentos de impuestos (Ver Anexo D1).

CANTIDAD	EQUIPO	CAPACIDAD	UNIDAD	PRECIO UNIT (U\$)	TOTAL (U\$)
288	Panel Canadian Solar CS6X-320	320	Wp	384	110,592
36	Banco de baterías Enersol T650 de 12 vasos en serie	668	Ah	2,663.82	95,897.52
18	Inversor Magnum Energy MS4024PAE	4000	W	1,595	28,710
36	Controlador Magnum Energy PT-100	100	A	782	28,152
36	Medidor de carga de batería Midnite Solar	24	V	51	1,836
18	Caja de conexión solar	250	V	150	2,700
72	Fusible Midget Cooper	100	A	25	1,800
18	Fusible Midget Cooper	160	A	35	630
90	Portafusible USM	-	-	16	1,440
704	Cable conductor sección 50mm ²	117	A	5.54	3,900.16
352	Cable conductor sección 25mm ²	77	A	3.21	1,129.92
456	Cable conductor sección 120mm ²	208	A	21.85	9,963.60
228	Cable conductor sección 60mm ²	110	A	6.12	1,395.36

456	Cable conductor sección 150mm ²	236	A	25	11,400
228	Cable conductor sección 75mm ²	160	A	6.12	1,395
100	Cable conductor sección 16mm ²	59	A	2.04	204
432	Cable para interconexión de batería 38cm	-	-	7	3,024
6	Estructura soporte	-	-	2181.82	13,091
127	Tubo PVC 50 mm X 3m de longitud	-	-	2.8	356
76	Tubo PVC 60 mm X 3m de longitud	-	-	3.36	255
76	Tubo PVC 75mm x 3m de longitud	-	-	4.5	342
Sub Total					318,213.80
IVA					16,758.64
Total U\$					334,972.44
T/C					31.5155
Total C\$					10,556,824.00

Tabla 19: Presupuesto del proyecto.

Calculo de la energía suministrada por el sistema

Para obtener la energía que nuestro sistema fotovoltaico es capaz de entregar durante la vida útil de los paneles que es de 25 años, hacemos uso de la siguiente:

$$E_{\text{generada (25 años)}} = \frac{(P_{\text{max mod}})(N_{\text{mod}})(\text{HSP})(0.9)(25 \text{ años})}{1000} \quad \text{Ec. No. 62}$$

$$E_{\text{generada (25 años)}} = \frac{(320\text{W})(288)(5.31)(0.9)(365 * 25)}{1000}$$

$$E_{\text{generada (25 años)}} = \frac{4,018,947,840}{1000}$$

$$E_{\text{generada (25 años)}} = 4,018,947.84 \text{ Kw}$$

Por lo tanto, la energía que nuestro sistema entregara mensualmente, tomando en cuenta de que los 25 años equivalen a 300 meses es de:

$$E_{\text{generada (mensual)}} = \frac{4,018,947.84 \text{ Kw}}{300 \text{ meses}}$$

$$E_{\text{generada (mensual)}} = \mathbf{13,396.49 \text{ Kw/mes}}$$

La energía total mensual generada es de 13,396.49 Kw/mes, que es la que se puede aprovechar en un mes en condiciones óptimas de radiación solar.

CAPITULO XIX: CONCLUSIONES

De esta forma se concluye el trabajo realizado en el Diseño del sistema fotovoltaico autónomo para el edificio Julio Padilla del Recinto Universitario Pedro Arauz Palacios de la de la Universidad Nacional de Ingeniería. Obteniendo del presente estudio los fundamentos necesarios de ubicación y consumo energético para la generación de energía eléctrica.

Mediante la propuesta se permitió conocer el consumo de energía eléctrica del sistema de aire acondicionado del edificio, a través de la recopilación de datos obtenidos por medio de mediciones eléctricas que se llevaron a cabo en el panel de alimentación del edificio, y luego de aplicar las teorías correspondientes, la carga total conectada resulta de 45,312 W, con un consumo energético de 418.68 Kwh por día.

Para la implementación de este proyecto se necesitan 288 paneles solares de 320 Wp, se proponen policristalinos con 16% de eficiencia, también es necesario 36 reguladores de carga de 100 A, 18 inversores con capacidad para conectarse en paralelo de 4,000 W cada uno, 6 estructuras de acero galvanizado con capacidad para 48 módulos, 36 bancos de baterías de plomo ácido de 668 Ah y 36 medidores de carga.

Por otra parte, se logró proponer un programa de mantenimiento que contribuirá a garantizar la mayor productividad posible de la instalación solar fotovoltaica, de forma que se minimicen los tiempos de parada por avería o mal funcionamiento de la misma y costos asociados a dichas fallas.

El costo total estimado para este proyecto, tomando en cuenta solamente el consumo de energía eléctrica del sistema de aire acondicionado instalado actualmente en el edificio, es de C\$ 10,556,824, sin considerar ciertos costos adicionales (gastos administrativos, mano de obra de instalación y otros gastos generales).

Con la realización de este proyecto la energía mensual generada por la instalación es de 13,396.49 Kw/mes, en otras palabras, se producen 446.54 Kw/día con lo que abastecemos la demanda diaria del consumo del sistema de aire acondicionado.

CAPITULO X: RECOMENDACIONES

- Realizar un balance de carga del sistema de aire acondicionado del edificio Julio Padilla mediante un analizador de redes para obtener datos del consumo de energía eléctrica más precisos.
- Limpiar la zona donde se instalarán las estructuras soporte de los paneles fotovoltaicos de árboles y obstáculos que puedan afectar la superficie de captación del panel.
- Realizar su debido mantenimiento al sistema de aire acondicionado instalado el edificio Julio Padilla a fin de evitar una mayor demanda durante su funcionamiento.
- Fijar una temperatura media (21-26°C), en el termostato de las unidades Split para evitar un aumento en el consumo de energía eléctrica al estarla cambiando regularmente.
- Efectuar el debido mantenimiento de la instalación fotovoltaica con el objetivo de aumentar la vida útil de los equipos al estar trabajando eficientemente.
- Realizar un estudio de Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red en el Edificio Julio Padilla y verificar su factibilidad.

CAPITULO XI: BIBLIOGRAFIA

- Paul W. Stackhouse, Jr., Ph.D. (26 de Marzo de 2008). Surface meteorology and Solar Energy. Obtenido de <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&step=1&submit=Submit>
- Abella, A. (2005). Sistemas fotovoltaicos. Madrid: Sapt publicaciones tecnicas.
- aguilar, M. (s.f.). Partes de un equipo de aire acondicionado. Obtenido de <http://tecnicodeairesacondicionados.blogspot.com/2014/03/dos-partes-de-un-equipo-de-aire.html>
- Alvarez, J. A. (2004). Que es el factor de potencia. Obtenido de http://www.asifunciona.com/electrotecnia/ke_factor_potencia/ke_factor_potencia_3.htm
- Biotec, e. (s.f.). Biotec, energias. Obtenido de <https://www.biotecenergiasfv.com.mx/paneles-solares/>
- Damia Solar. (10 de Marzo de 2016). Conexión paneles solares: en paralelo, en serie, y conexión en serie y paralelo. Obtenido de https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/conexion-paneles-solares-en-serie-en-paralelo_1
- El Nuevo Diario. (s.f.). Energia Solar llega a la comunidad de Leon. Obtenido de <https://www.elnuevodiario.com.ni/especiales/288406-energia-solar-llega-comunidad-leon/>
- EL Nuevo Diario. (s.f.). Energia solar poco aprovechada. Obtenido de <https://www.elnuevodiario.com.ni/economia/288294-energia-solar-poco-aprovechada/>
- El Nuevo Diario. (s.f.). Inauguran la planta de energia solar mas grande del istmo. Obtenido de <https://www.elnuevodiario.com.ni/nacionales/278432-inauguran-planta-energia-solar-mas-grande-istmo/>
- El panel fotovoltaico. (s.f.). Obtenido de https://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_componentes/01_generador/01_basico/4_gene_01.htm
- Emmanouil Fylladitakis Brunel University Reino Unido. (s.f.). Impactos ambientales de los sistemas fotovoltaicos. Obtenido de http://www.labri.fr/perso/billaud/Helios2/resources/es15/Chapter_15_ES.pdf

- Energia Solar . (08 de Abril de 2016). Regulador de carga. Obtenido de <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/instalaciones-autonomas/reguladores-carga>
- Energia Solar. (13 de Marzo de 2017). Foton. Obtenido de <https://solar-energia.net/definiciones/foton.html>
- Energia Solar Fotovoltaica. (21 de Marzo de 2017). Obtenido de <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica>
- Escuela técnica superior de ingeniería. (Abril de 2012). Planta solar fotovoltaica de 500kW sobre la cubierta de una nave industrial en ciudad de Sevilla. Obtenido de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5074/fichero/Volumen+5%252F9.+Manual+de+Mantenimiento.pdf>
- Europe SunFields. (s.f.). Boletín Solar Fotovoltaica autónoma. España.
- Europe, S. (s.f.). Inversor solar fotovoltaico. Obtenido de https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/equipos-solares-ondulador-o-inversor-fotovoltaico/#Inversor_solar_fotovoltaico_8211_QUE_es_y_como_funciona
- Europe, SunFields. (07 de Marzo de 2017). Como calcular la sección de cables para instalaciones de paneles solares. Obtenido de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/calculo-seccion-de-cable-para-paneles-solares/>
- Fieira, A. A. (24 de Noviembre de 2016). Instalación fotovoltaica. Obtenido de https://es.slideshare.net/AntonioAgreloFieira/conceptos-fundamentales-energia-fotovoltaica?qid=3e344792-246f-4638-a46a-c01deec71136&v=&b=&from_search=3
- Gómez, J. A. (2008). Energías alternativas. España: Equipo Sirius.
- González, J. (06 de Julio de 2017). Que son los inversores solares. Obtenido de <https://www.sotysolar.es/blog/que-son-los-inversores-fotovoltaicos>
- Google Maps. (s.f.). Coordenadas Geográficas en Google Maps. Obtenido de <https://www.coordenadas-gps.com/>
- Google Maps. (s.f.). Universidad Nacional de Ingeniería . Obtenido de <https://www.google.com/maps/place/Universidad+Nacional+de+Ingenier%C3%ADa/@12.1358613,-86.2269827,1306m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x8f73fe7867ce5fad:0x842c4aeae5cf3cda!8m2!3d12.136939!4d-86.2241076>
- Hernández, P. J. (08 de Marzo de 2014). Radiación directa, difusa y reflejada . Obtenido de <https://pedrojhernandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/>

- ingemecanica. (s.f.). Instalacion Solar Fotovoltaica para Vivienda. Obtenido de <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html>
- Jose A. C. Gonzalez, R. C. (2009). Centrales de Energias renovables. Madrid: Pearson Prentice Hall.
- La Prensa. (18 de Junio de 2014). Lider en energias renovables lleva luz a zona rural. Obtenido de <https://www.laprensa.com.ni/2014/06/18/nacionales/199195-lider-en-energias-renovables-lleva-luz-a-zona-rural>
- Lorenzo, J. A. (2012). Boletin Solar fotovoltaica Autonoma, Sunfields Europa. Santiago de Compostela, A Coruña (España): Europe Sunfields.
- M., Ing. Jaime F Alvarido. (01 de Mayo de 2007). Calculo para lineas de conduccion electricas. Obtenido de <https://es.slideshare.net/JaimeFelipeAlvaridoM/clculo-de-los-conductores-electricos-48315511>
- Ministerio de Transporte e Infraestructura. (2007). Reglamento Nacional de Construcción. Managua, Nicaragua.
- Monsolar.com. (s.f.). Monsolar.com. Obtenido de <https://www.monsolar.com/blog/como-funcionan-los-reguladores-de-carga-solares-pwm-y-mppt/>
- Mppt Solar. (s.f.). Obtenido de <http://www.mpptsolar.com/es/baterias-serie-paralelo.html>
- NASA. (26 de Marzo de 2008). Surface meteorology and Solar Energy. Obtenido de <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>
- Nestor. (29 de Marzo de 2017). Tipos de células fotovoltaicas. Obtenido de <https://panelessolaresfotovoltaicosgratis.com/tipos-de-celulas-fotovoltaicas/>
- O. Perpiñan, A. C. (2012). Diseño de Sistemas Fotovoltaicos. España: Promotora General de Estudios, S.A.
- Paneles o modulos fotovoltaicos. (s.f.). Obtenido de <http://edii.uclm.es/~arodenas/Solar/componentes.htm>
- Patatuchi, L. M. (28 de Noviembre de 2014). Energia Solar. Obtenido de https://es.slideshare.net/LizbethMtzPatatuchi/proyecto-placa-solar?qid=0a67ee84-41bf-4f34-8b8a-b5667248be12&v=&b=&from_search=5
- Porto, J. P. (2015). Quantum. Obtenido de <https://definicion.de/quantum/>
- Sebastian, E. (2014). Panel Solar Fotovoltaico. Obtenido de <http://eliseosebastian.tumblr.com/post/53530683135/radiaci%C3%B3n-solar-irradiancia-e-insolaci%C3%B3n>

- Sebastian, E. (s.f.). Corriente de corto circuito en paneles fotovoltaicos. Obtenido de <http://eliseosebastian.com/corriente-de-cortocircuito-en-paneles-fotovoltaicos/>
- Servicio de Normativa Técnica, Supervisión y control. (Octubre de 2004). Reglamento electrotécnico para baja tensión. Obtenido de www.madrid.org/bdccm/normativa/PDF/Instalaciones/Instalaciones electricas/Normas Tratadas/ESRd084202.pdf
- Solar Innova. (s.f.). Soportes. Obtenido de <http://www.solarinnova.net/en/products/photovoltaic/mounting/ground/2-piles/3v>
- Solar, E. (8 de Abril de 2016). Energia Solar. Obtenido de <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/instalaciones-autonomas/reguladores-carga>
- SunFiels Europe. (s.f.). Guial para el mantenimiento de una planta fotovoltaica. Obtenido de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/instalaciones-fotovoltaicas-tipos-de-mantenimiento/>
- Techno Sun. (16 de Septiembre de 2009). Factor de forma . Obtenido de <http://blog.technosun.com/tag/factor-de-forma/>
- Universidad Nacional de Ingenieria (UNI). (s.f.). Recinto Universitario Pedro Arauz Palacios. Obtenido de <http://www.uni.edu.ni/Recintos/RUPAP>
- Zimmer Thomas. (s.f.). Tipos de celulas fotovoltaicas. Obtenido de http://www.labri.fr/perso/billaud/Helios2/resources/es06/chapter_6_ES.pdf

CAPITULO XII: ANEXOS

ANEXO A: TABLAS

Anexo A1: Irradiación solar promedio del Edificio Julio Padilla.

[SSE Homepage](#) [Find A Different Location](#) [Accuracy](#) [Methodology](#) [Parameters \(Units & Definition\)](#)



NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables

Latitude 12.13 / Longitude -86.22 was chosen.



Elevation: **285 meters**
taken from the NASA GEOS-4 model elevation

Geometry Information

Northern boundary
13

Center
Latitude **12.5**
Longitude **-86.5**

Western boundary **-87** Eastern boundary **-86**

Southern boundary
12

Parameters for Tilted Solar Panels:

Monthly Averaged Radiation Incident On An Equator-Pointed Tilted Surface (kWh/m²/day)

Lat 12.13 Lon -86.22	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
SSE HRZ	5.55	6.06	6.69	6.52	5.77	5.69	5.78	5.75	5.36	5.27	5.24	5.33	5.74
K	0.64	0.64	0.65	0.61	0.54	0.54	0.55	0.54	0.52	0.55	0.59	0.64	0.58
Diffuse	1.32	1.51	1.67	2.00	2.20	2.15	2.14	2.20	2.15	1.88	1.53	1.28	1.84
Direct	7.07	7.06	7.31	6.40	5.11	5.12	5.23	5.03	4.60	5.13	6.07	6.95	5.92
Tilt 0	5.50	6.00	6.61	6.42	5.66	5.57	5.66	5.65	5.29	5.21	5.19	5.29	5.67
Tilt 12	6.13	6.43	6.78	6.30	5.71	5.68	5.75	5.63	5.31	5.45	5.68	5.95	5.90
Tilt 27	6.60	6.65	6.67	5.87	5.52	5.56	5.60	5.36	5.11	5.51	6.02	6.48	5.91
Tilt 90	4.67	3.90	2.86	1.74	2.31	2.54	2.45	1.98	2.10	3.01	4.04	4.79	3.03
OPT	6.72	6.65	6.79	6.42	5.71	5.68	5.75	5.66	5.32	5.52	6.07	6.66	6.08
OPT ANG	39.0	29.0	15.0	0.00	9.00	13.0	12.0	5.00	8.00	22.0	35.0	41.0	18.9

NOTE: Diffuse radiation, direct normal radiation and tilted surface radiation are not calculated when the clearness index (K) is below 0.3 or above 0.8.

Fuente: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi>

**Anexo A2: Intensidades máximas admisibles (A) en instalaciones interiores,
conductores de cobre, temperatura ambiente 40 °C**

Norma UNE 20 460-5-
523:2004

Conductores aislados en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes. Método A1.		PVC3	PVC2			XLPE3	XLPE2						
Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes. Método A2.	PVC3	PVC2			XLPE3	XLPE2							
Conductores aislados en tubos (incluyendo canaletas y conductos de sección circular) en montaje superficial o empotrados en obra. Método B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2				
Cables multiconductores en tubos (incluyendo canaletas y conductos de sección circular) en montaje superficial o empotrados en obra. Método B2.			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
Cables multiconductores directamente sobre la pared o en bandeja no perforada. Método C						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
Cables multiconductores al aire libre o en bandeja perforada. Distancia a la pared no inferior a 0,3 D (diámetro del cable). Método E.							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
Cables unipolares en contacto mutuo o en bandeja perforada. Distancia a la pared no inferior a D. Método F								PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Conductor	mm²												
Cobre	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35		77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50		94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70				149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95				180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120				208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150				236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185				268	297	317	341	368	391	415	464	500
240				315	350	374	401	435	468	490	552	590	

Fuente: <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html>

Anexo A3: Tubos en canalizaciones fijas en superficie, según UNE.

Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.					
Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Para más de 5 conductores por tubo o para conductores aislados o cables de secciones diferentes a instalar en el mismo tubo, su sección interior será, como mínimo igual a 2,5 veces la sección ocupada por los conductores.

Fuente: (Machado, 2015).

ANEXO B: ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS

Anexo B1: Panel solar Canadian Solar CS6X-320




MAXPOWER CS6X-310 | 315 | 320 | 325 P

The high quality and reliability of Canadian Solar's modules is ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

25 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

KEY FEATURES

-  Excellent module efficiency of up to 16.94 %
-  Outstanding low irradiance performance of up to 96.0 %
-  No. 1 PTC High PTC rating of up to 91.83%
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*
ISO 9001:2008 / Quality management system
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*
IEC 61215 / IEC 61730: TÜV-Rheinland / VDE / CE / CEC AU / MCS / KEMCO / INMETRO / JET / CQC
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1
IEC 60068-2-68: SGS
Take-e-way

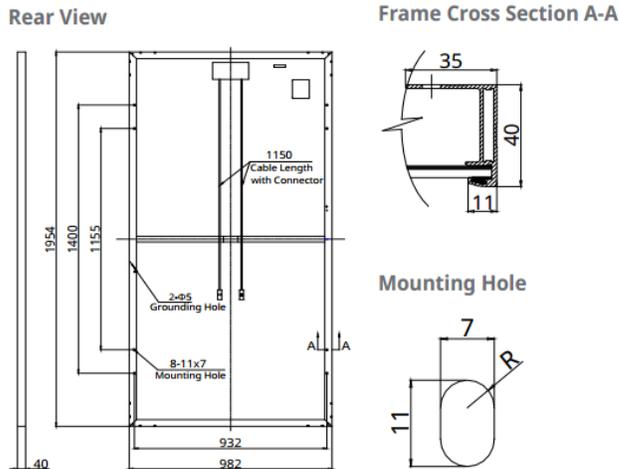


* Please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific product certificates applicable in your market.

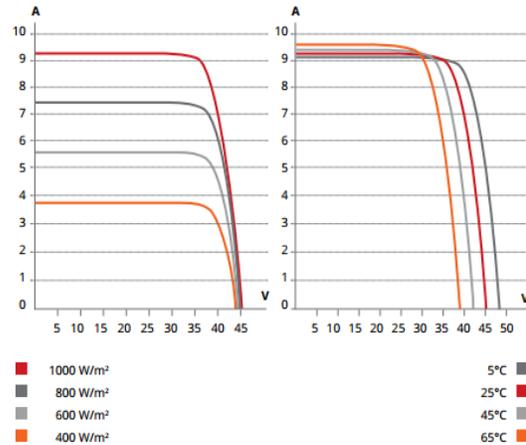
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 20 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6X-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.16%	16.42%	16.68%	16.94%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of Irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6x12)
Dimensions	1954x982x40 mm (76.9x38.7x1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 620 kg (1366.9 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	231 W	235 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.5 V	33.7 V	33.9 V	34.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.87 A	6.94 A	7.01 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.8 V	42.0 V	42.2 V	42.4 V
Short Circuit Current (Isc)	7.33 A	7.41 A	7.48 A	7.54 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temp. Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temp. Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temp. Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43±2 °C

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % for irradiances between 200 W/m² and 1000 W/m² (AM 1.5, 25°C).

PARTNER SECTION

Fuente: <https://www.canadiansolar.com>

Anexo B2: Regulador MAGNUM DIMENSIONS PT-100

MAGNUM DIMENSIONS



PT-100 CHARGE CONTROLLER

*Maximize Energy Harvest
and Improve Battery Life*

Model Numbers

- PT-100

Available For

- Renewable Energy Systems
Off-grid Power
Back-up Power

Works With

- ME Series
- MM-AE Series
- MM-E Series
- MMS Series
- MMS-E Series
- MS Series
- MS-AEJ Series
- MS-E Series
- MSH Series
- MS-PAE Series
- MS-PE Series
- MMP Panel System
- MMP-E Panel System
- MP Panel System
- MP-E Panel System
- RD Series
- RD-E Series

Available Configurations

- Works as a stand-alone controller using internal settings
- Works with a Magnum-Dimensions Inverter/Charger and Magnum-Dimensions Remote. Menu settings for the PT-100 are currently only available via the ME-ARC Remote

The PT-100 is a Maximum Power Point Tracker (MPPT) charge controller designed to harvest the maximum available energy from the PV array and deliver it to the batteries. The PT-100's MPPT algorithm finds the maximum power point of the array and operates at this point while regulating the output current to 100 amps and battery voltage to fully charge the battery.

Features

- **High Efficiency:** The PT-100 provides higher than 99% conversion efficiency and uses less than two watts of power in nighttime mode.
- **MPPT:** Maximum Power Point Tracking technology for increased PV power output efficiency.
- **Voltage Options:** Compatible with 12, 24, or 48V battery systems with automatic detection of system voltage. The PT-100 will produce up to 100 amps regardless of battery voltage.
- **Supports a Large PV Array:** A single controller supports a large PV array up to 6600W. Larger PV arrays may be used because the PT-100 is current limited to 100 amps for maximum harvest.
- **Optimal Battery Charging:** Automatic battery temperature compensation using an included external temperature sensor for optimum battery charging, even during extreme temperature changes.
- **Multi-stage Charging:** Maximizes system performance and improves battery life.
- **GFDI:** Integrated PV Ground-Fault Detection and Interruption/Indication, with pre-fault leakage/diagnostic metering.
- **LED Indicators and Screen:** Multiple LED indicators and large digital LED screen on front panel for easy-to-read system information.
- **On-site Updates:** The PT-100's software can be updated on site.
- **Extensive Electronic Protection:** Over-temperature protection, power derating when temperature is high, PV short circuit and high PV input shutdown, output overcurrent protection and night-time back-feed (reverse current) protection.
- **AFCI:** An Integrated PV Arc-Fault Circuit Interrupter detects, indicates, and extinguishes series arcs. The AFCI is designed to meet the new National Electric Code (NEC) Article 690.11 requirements.
- **Convenient Installation:** Run all of the wiring to the unique, remain-in-place wiring box with ease prior to installing the full PT-100 unit.
- **Easy MP and MMP integration:** The PT-100 is designed to work with a Magnum Panel (MP) or Mini-Magnum Panel (MMP). It provides room and access to PV and battery disconnect breakers.

Even More Functionality with the Optional Remote

- Built-in programmable auxiliary relay for device control.
- Internal data logging functionality keeps energy harvest information and battery Ah/Whr data up to 255 days. Use the optional remote to display this information.

PT-100 CHARGE CONTROLLER SPECIFICATIONS

PT-100	
ELECTRICAL SPECIFICATIONS	
Maximum PV input voltage (any condition)	200 VDC + battery voltage or 240 VDC - whichever is lower
Maximum PV operating voltage	187 VDC
Maximum PV array short circuit current	100 ADC
Nominal battery voltage range	12, 24, or 48 VDC
Battery charger output voltage range	10 to 66 VDC
Continuous charger output current	100 ADC (from -20 °C to +40 °C) with proportional power reduction up to 60 °C ambient
Maximum output power	6600 watts
Peak (and full power) efficiency	>99% (98% typical)
Tare loss / nighttime power consumption	<2 watts (fan off, display/LEDs off)
Charger regulation method	Automatic three-stage (bulk, absorption, float) charge with manual equalization
GENERAL FEATURES AND CAPABILITIES	
Battery temperature compensation	With Battery Temperature Sensor (BTS) connected (battery temperature -20 °C to +55 °C)
Internal cooling	Using dual ball-bearing fans for long life
Overcurrent protection	With two overlapping circuits
Over-temperature protection	On transformer and MOSFETS
Listings	ETL Listed to UL/cUL 1741, CSA C22.2 #107.1-01, CE
Warranty	Five years parts and labor
ENVIRONMENTAL SPECIFICATIONS	
Operating temperature	-20° C to +60° C (-4° F to 140° F)
Nonoperating temperature	-40° C to +70° C (-40° F to 158° F)
Operating humidity	0 to 95% RH non condensing
PHYSICAL SPECIFICATIONS	
Enclosure type	Indoor, ventilated, with removable powder-coated conduit box
Unit dimensions (w x h x d)	8.5" x 15.5" x 4.0" (21.6 cm x 39.4 cm x 10.2 cm)
Shipping dimensions (w x h x d)	11.5" x 19.5" x 8.125" (29.2 cm x 49.5 cm x 20.6 cm)
Mounting	Mounted on a vertical surface (wall) or installed on MP or MMP enclosure
Weight	12.5 lb (5.7 kg)
Shipping weight	15 lb (6.8 kg)
Max operating altitude	15,000' (4570 m)



The World Depends on Sensors and Controls

MAGNUM-DIMENSIONS
2211 West Casino Road
Everett, Washington 98204 USA
425-353-8833

4467 White Bear Pkwy
St. Paul, MN 55110 USA
800-553-6418

www.magnumenergy.com

Testing for specifications at 25° C.
Specifications subject to change without notice.

August 2015 Rev C Part #64-0660

Fuente: Autosolar.

Anexo B3: Inversor MAGNUM ENERGY MS4024PAE



The MS-PAE 120/240V Series Inverter / Charger



MODEL NUMBERS

- MS4024PAE
- MS4448PAE

AVAILABLE FOR

- Renewable Energy Systems
- Off-grid Power
- Back-up Power

AVAILABLE ACCESSORIES

- Auto Generator Start - ME-AGS-N
- Battery Monitor Kit
- Conduit Box
- Fuse Blocks
- Remote - ME-ARC
- Remote - ME-RC
- Router - ME-RTR
- MP and MMP Panels

NEW WARRANTY!

Three-year warranty standard.
Five-year warranty if installed
on an MP or MMP panel.

The MS-PAE 120/240V Series Inverter / Charger from Magnum Energy is a pure sine wave inverter designed specifically for the most demanding renewable energy applications. The MS-PAE Series is powerful, easy-to-use, and best of all, cost effective.

No series stacking required: The unique design of the MS-PAE Series can provide 120 and 240 volts output in one unit, eliminating the need to stack two units together to get 240 volts.

Parallel stacking: You can parallel up to four inverter / chargers for up to 17.6kw of power at 120/240V. The MP panels and router are required for parallel stacking the MS-PAE Series.

Power Factor Corrected (PFC) Charger: Our PFC charger is built into all of our inverter chargers. It uses less energy from a generator than a standard charger – using 25-30% less AC current than standard chargers.

Safe and reliable: The MS-PAE Series is ETL Listed to the stringent requirements of UL 1741, 1st edition, and CSA C22.2 #107.1-01 for renewable energy installations.

Features

Pure sine wave: Power your T.V.s, stereos, plasma screens, and other sensitive electronics without worry. The pure sine wave inverter and power factor corrected charger provide clean, reliable inverter power with low total harmonic distortion (THD) of less than 5%.

Choices: The MS-PAE Series comes in 24 and 48 volt configurations, allowing you to choose the model that is right for you.

Versatile mounting: Mount the MS-PAE Series on a shelf or wall.

Lightweight: The lightweight aluminum base and cover also provides noise reduction and corrosion resistance.

Multiple ports: The MS-PAE Series provides multiple ports, including an RS485 communication port for network expansion, and a remote port.

Accessible design: The extra large AC access cover with terminal screw block and 360° DC connection terminals with covers make this inverter more accessible when it needs to be.

Convenient switches: The MS-PAE Series comes with an on/off inverter-mounted switch with an easy-to-read LED indicator.

Buy with ease: The MS-PAE Series is backed by a three-year (36-month) limited warranty, and a five-year limited warranty when installed on an MMP or MP system.

The Powerful Difference



MS-PAE 120/240V Series Specifications

	MS4024PAE	MS4448PAE
Inverter Specifications		
Input battery voltage range	18.0 - 34.0 VDC	36.0 - 64.0 VDC
Nominal AC output voltage	120/240 VAC split phase (± 5%)	120/240 VAC split phase (± 5%)
Output frequency and accuracy	60 Hz ± 0.1 Hz	60 Hz ± 0.1 Hz
Total Harmonic Distortion (THD)	< 5%	< 5%
1 msec surge current (amps AC)	Line-Neutral: 120, Line-Line: 70	Line-Neutral: 120, Line-Line: 70
100 msec surge current (amps AC)	Line-Neutral: 72, Line-Line: 40	Line-Neutral: 75, Line-Line: 40
5 sec surge power (real watts)	5800	8500
30 sec surge power (real watts)	5200	6000
5 min surge power (real watts)	4800	5400
30 min surge power (real watts)	4500	4800
Continuous power output at 25° C	4000 VA (L-L)	4400 VA (L-L)
Maximum continuous input current	266 A	144 A
Inverter efficiency (peak)	93%	94%
Transfer time	16 msec	16 msec
Search mode (typical)	< 6 watts	< 6 watts
No load (120 VAC output, typical)	27 watts	25 watts
Waveform	Pure Sine Wave	Pure Sine Wave
Charger Specifications		
Continuous output at 25° C	105 ADC	60 ADC
Charger efficiency	85%	85%
Power factor	> 0.95	> 0.95
Input current at rated output (AC amps)	15 AAC per leg at 120/240 VAC split phase	17.5 AAC per leg at 120/240 VAC split phase
General Features and Capabilities		
Transfer relay capability	2 legs at 30A per leg transfer standard on all models	
Five stage charging capability	Bulk, Absorb, Float, Equalize (requires remote), and Battery Saver™	
Battery temperature compensation	Yes, 15 ft Battery Temp Sensor standard	
Internal cooling	0 to 120 cfm variable speed drive using dual 92mm brushless DC fans	
Overcurrent protection	Yes, with two overlapping circuits	
Overtemperature protection	Yes on transformer, MOSFETS, and battery	
Conformal coating on PCB's for corrosion protection	Yes	
Powder coated chassis & top for corrosion protection	Yes	
Stainless steel fasteners for corrosion protection	Yes	
Listings	ETL Listed to ANSI / UL1741, 1 st edition, and CSA STD C22.2 No. 107.1-01	
Warranty	Three years parts and labor (five years when installed on MMP or MP system)	
Environmental Specifications		
Operating temperature	-20° C to +60° C (-4° F to 140° F)	
Nonoperating temperature	-40° C to +70° C (-40° F to 158° F)	
Operating humidity	0 to 95% RH non condensing	
Physical Specifications		
Dimensions (l x w x h)	13.75" x 12.65" x 8.0" (34.9 cm x 32.1 cm x 20.3 cm)	
Mounting	Shelf, wall (no vents on bottom), MP or MMP panels	
Unit Weight	55 lb (24.9 kg)	55 lb (24.9 kg)
Shipping Weight	62 lb (28.2 kg)	63 lb (29.6 kg)
Max operating altitude	15,000' (4570 m)	

Fuente: Autosolar

Anexo B4: Batería EnerSol T650.

Classic EnerSol T

Technical data, Drawings

Technical characteristics and data

Type	Part number	Nom. voltage V	Nominal capacity C_{120} 1.85 Vpc 25 °C Ah	Length (l) max. mm	Width (b/w) max. mm	Height* (h) max. mm	Installed length (L) max. mm	Weight incl. acid approx. kg	Weight acid** approx. kg	Internal resistance mOhm	Short circuit current A	Terminal	Pole pairs
EnerSol T 370	NVTS020370WC0FA	2	376	83.0	199	445	93.0	17.3	5.10	0.70	2900	F-M10	1
EnerSol T 460	NVTS020460WC0FA	2	452	101	199	445	111	21.0	6.30	0.56	3625	F-M10	1
EnerSol T 550	NVTS020550WC0FA	2	542	119	199	445	129	24.7	7.50	0.46	4350	F-M10	1
EnerSol T 650	NVTS020650WC0FA	2	668	119	199	508	129	29.5	8.60	0.45	4500	F-M10	1
EnerSol T 760	NVTS020760WC0FA	2	779	137	199	508	147	31.0	10.0	0.38	5250	F-M10	1
EnerSol T 880	NVTS020880WC0FA	2	897	137	199	556	147	38.0	11.0	0.43	4660	F-M10	1
EnerSol T 1000	NVTS021000WC0FA	2	1025	155	199	556	165	43.1	12.6	0.38	5325	F-M10	1
EnerSol T 1130	NVTS021130WC0FA	2	1154	173	199	556	183	47.7	14.1	0.34	5991	F-M10	1
EnerSol T 1250	NVTS021250WC0FA	2	1282	191	199	556	201	52.8	15.6	0.30	6657	F-M10	1

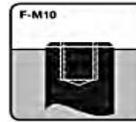
* The above mentioned height can differ depending on the used vent(s).

**Acid density d_{40} = 1.26 kg/l

Type	$C_{1.75}$ V/C	$C_{1.80}$ V/C	$C_{1.85}$ V/C	$C_{1.90}$ V/C	$C_{2.00}$ V/C	$C_{2.25}$ V/C	$C_{2.50}$ V/C	$C_{2.75}$ V/C	$C_{3.00}$ V/C
EnerSol T 370	260	280	294	333	361	368	369	376	383
EnerSol T 460	327	350	367	416	437	460	444	452	478
EnerSol T 550	393	425	441	499	524	553	533	542	574
EnerSol T 650	492	527	552	625	656	668	647	668	719
EnerSol T 760	574	615	645	729	766	780	755	779	839
EnerSol T 880	654	714	742	840	854	953	869	897	966
EnerSol T 1000	755	809	848	960	1008	1089	993	1025	1104
EnerSol T 1130	850	910	954	1080	1134	1225	1117	1154	1242
EnerSol T 1250	944	1011	1060	1200	1260	1361	1241	1282	1380

The capacities are given in Ah at 25 °C after 5 cycles.

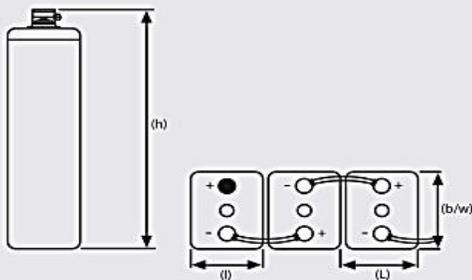
Terminal and torque



25 Nm



Drawings with terminal position



Not to scale!

Classic™

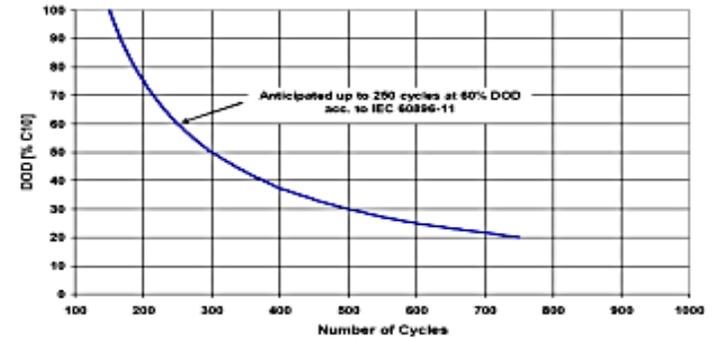


Energol	
	Vida en ciclos: 250 ciclos según IEC 60896-11
	Placa Plana
	Bajo mantenimiento
	Reciclable



Densidad 1,28Kg/l a 25°C

TIPO	VOLTS	C120 1,85VpC 25°C Ah	LONGITUD x PROFUNDIDAD x ALTURA			PESO Kg
Energol 250	12	256	518	276	242	63,0



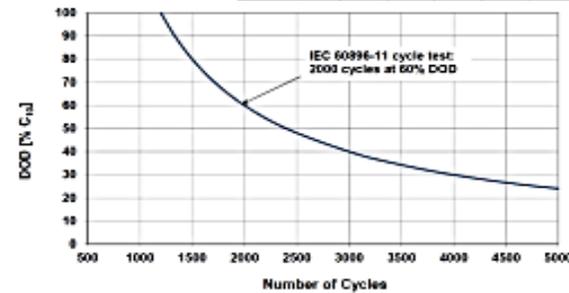
Aplicaciones	
	Fotovoltaica

Energol T	
	Vida en ciclos: 2000 ciclos según IEC 60896-11
	Placa Tubular
	Bajo mantenimiento
	Reciclable



TIPO	VOLTS	C120 1,85VpC 25°C Ah	LONGITUD x PROFUNDIDAD x ALTURA			PESO Kg
Energol T 370	2	376	83	199	445	17,3
Energol T 460	2	452	101	199	445	21,0
Energol T 550	2	542	119	199	445	24,7
Energol T 650	2	668	119	199	508	29,5
Energol T 760	2	779	137	199	508	31,0
Energol T 880	2	897	137	199	558	38,0
Energol T 1000	2	1025	155	199	556	43,1
Energol T 1130	2	1154	173	199	556	47,7
Energol T 1250	2	1282	191	199	556	52,8

Type	C ₁ 1,75 W/C	C ₂ 1,80 W/C	C ₃ 1,80 W/C	C ₄ 1,80 W/C	C ₅ 1,80 W/C	C ₆ 1,80 W/C	C ₇ 1,85 W/C	C ₈ 1,85 W/C	C ₉ 1,85 W/C
Energol T 370	250	280	294	333	361	368	369	376	383
Energol T 460	327	350	367	416	437	460	444	452	478
Energol T 550	393	425	441	499	524	553	533	542	574
Energol T 650	492	527	552	625	656	668	647	660	719
Energol T 760	574	615	645	729	766	780	755	779	839
Energol T 880	654	714	742	840	854	869	869	897	966
Energol T 1000	755	839	848	960	1008	1089	993	1025	1104
Energol T 1130	858	918	954	1090	1134	1225	1117	1154	1242
Energol T 1250	944	1011	1060	1200	1260	1361	1241	1282	1380



Fuente: Autosolar

ANEXO C: ESTRUCTURA SOPORTE MODELO SI-ESF-S-SB3V-3X16

Anexo C1: Especificaciones de la estructura



SOLAR INNOVA GREEN TECHNOLOGY, S.L.
N.I.F.: E55-54.627.278
Paseo de los Molinos, 12, Bajo
03660 - NOVELDA (Alicante) SPAIN
Tel./Fax: +34 965075767
E-mail: info@solarinnova.net
Website: www.solarinnova.net



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

SOPORTES - SUELO - BIPOSTE - VERTICAL - SI-ESF-S-SB3V

CALIDAD

- ✓ La calidad del acero en todos los elementos que componen estas estructuras es S-235/275-JR, según UNE-EN 10027-1:2006 y CR 10260.
- ✓ Las estructuras son adaptables a las diferentes dimensiones de los paneles del mercado (tres filas de paneles) incluso con la estructura montada.
- ✓ Todos los elementos estructurales así como la tornillería son galvanizados en caliente por inmersión a 450º según ISO 1461:2010.
- ✓ Se pueden suministrar los elementos con otras calidades y acabados en función del requerimiento del cliente y basado en la norma UNE-EN 10326:2007 (Ej: S250GD + Z275).
- ✓ Los elementos galvanizados presentan una durabilidad conforme a lo establecido en la norma UNE-EN ISO 14713:2011, en función del tipo de ambiente al que se encuentran expuestos.
- ✓ En estas estructuras las uniones entre todos los elementos son atornilladas, no existiendo soldaduras ni antes ni después del proceso de acabado.
- ✓ Incluida la tornillería y todos los elementos de unión. La tornillería es en acero inoxidable, con calidad A2, métricas M8-M10-M12-M16.
- ✓ Facilidad en el montaje debido a la sencillez de sus elementos y uniones.
- ✓ Sistemas perfectamente adaptables a la topografía del terreno.
- ✓ No necesita cimentación ni ningún tipo de obra civil.

CERTIFICADOS

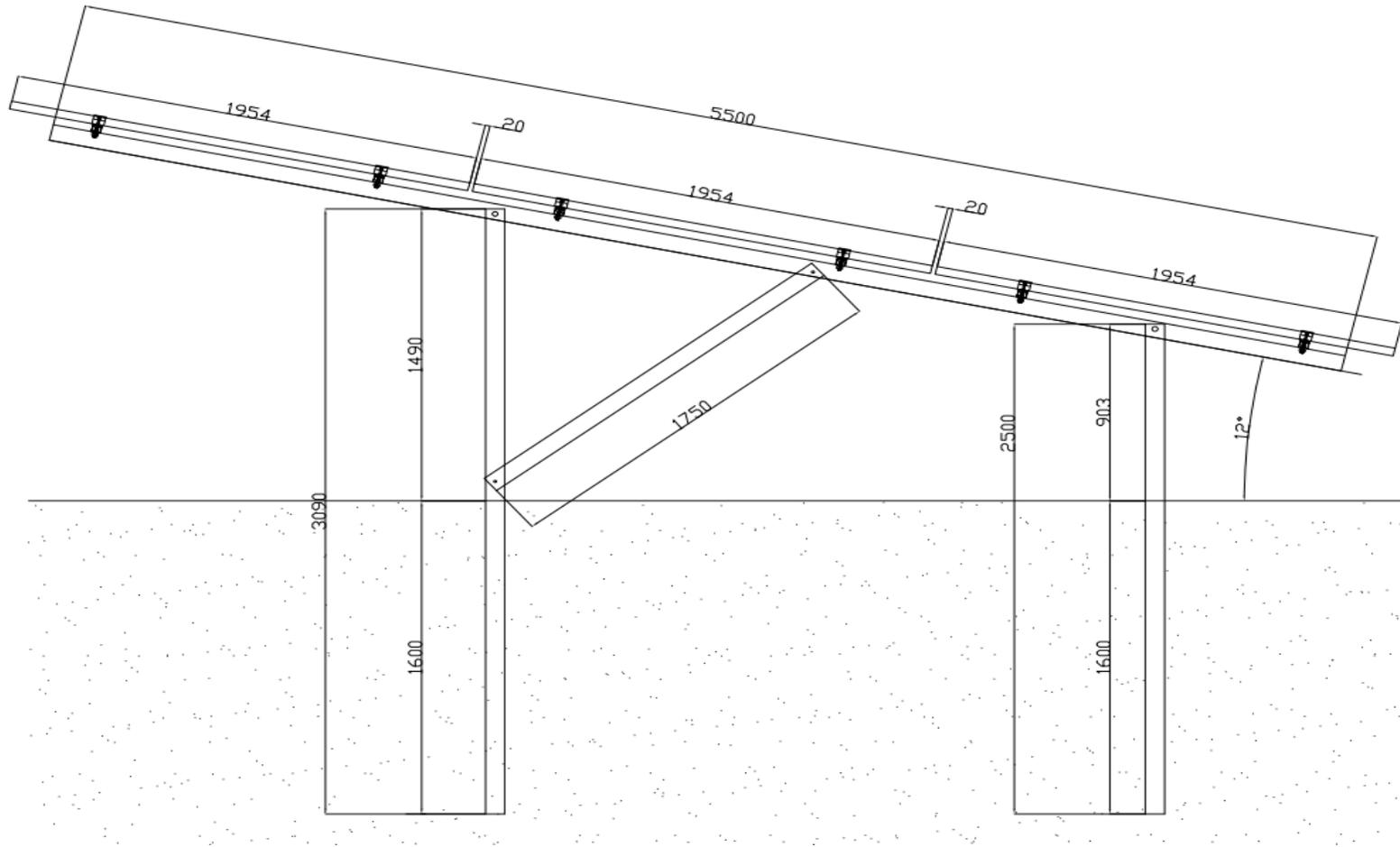
Nuestras plantas de producción han sido preparadas de acuerdo a lo dispuesto por las Normas:

- ✓ ISO 9001:2008, en cuanto a Sistemas de Calidad y Gestiones.
- ✓ ISO 14001:2004, en cuanto a Sistemas de Gestión Ambiental.
- ✓ OHSAS 18001:2007, en cuanto a Sistemas de Gestión de Salud y Seguridad Laboral.

GARANTÍA

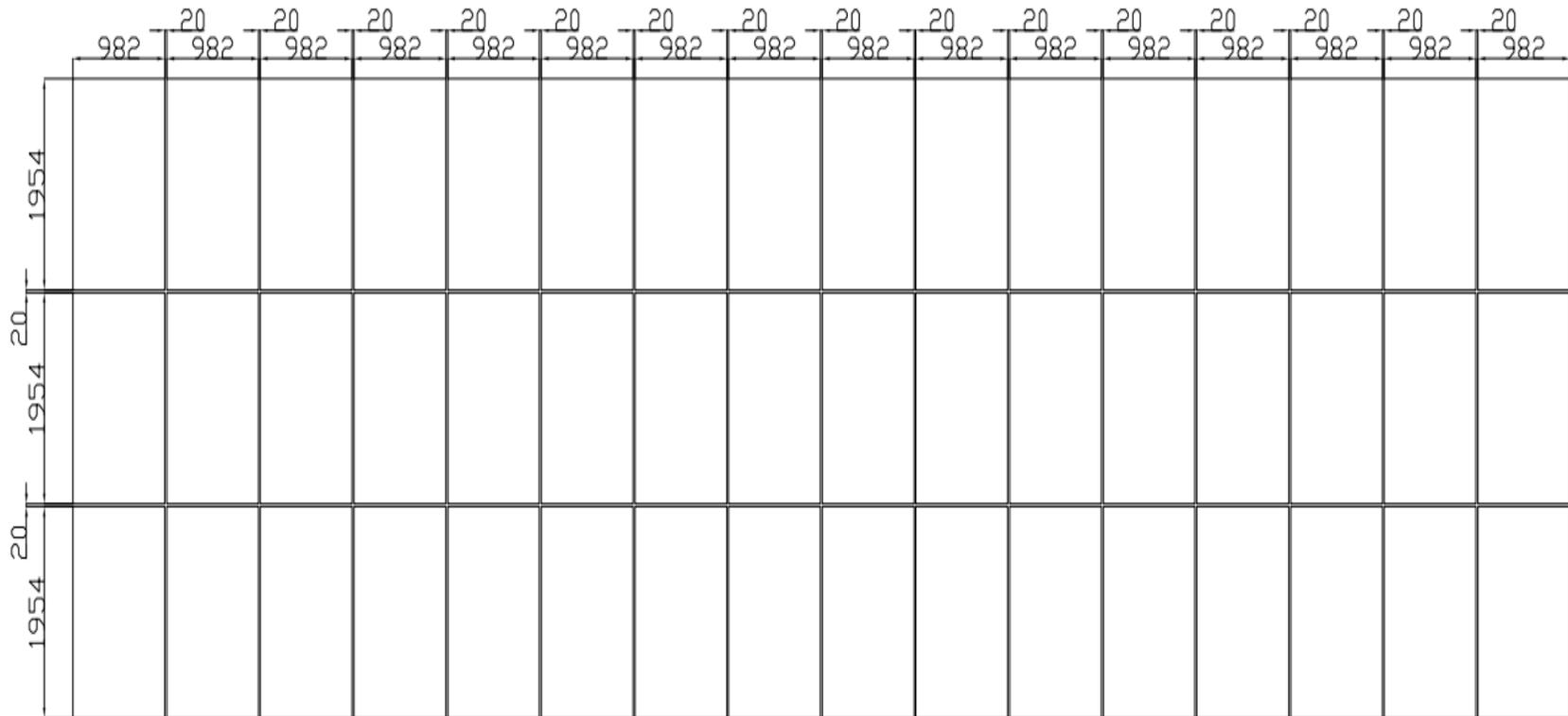
Por defecto de fabricación: 15 años.

Anexo C2: Diagrama del soporte estructural



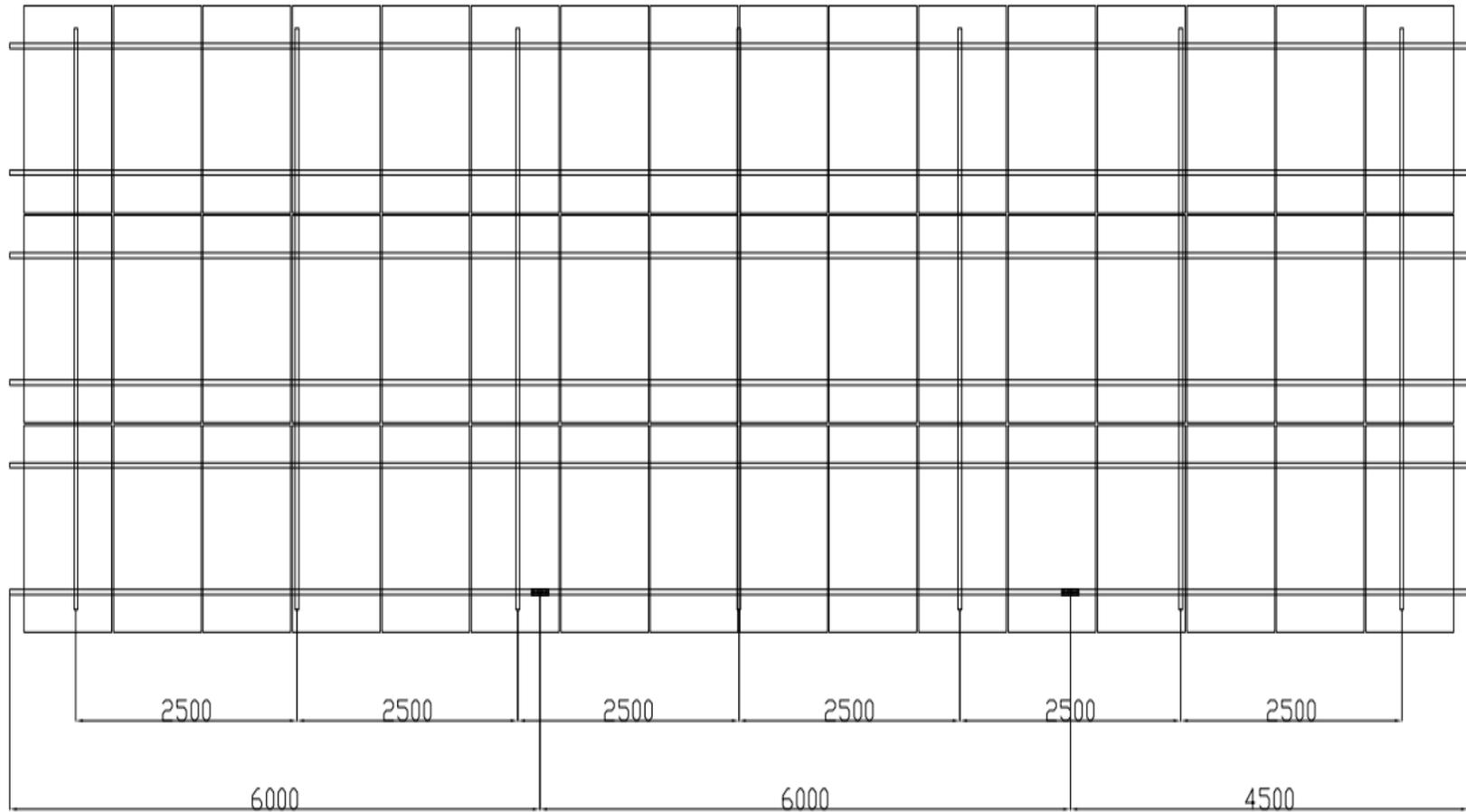
Fuente: <http://www.solarinnova.net/es/productos/fotovoltaica/soportes/suelo/2-postes/3v>

Anexo C3: Diagrama de la instalación de los módulos fotovoltaicos



Fuente: <http://www.solarinnova.net/es/productos/fotovoltaica/soportes/suelo/2-postes/3v>

Anexo C4: Diagrama de la instalación de los soportes de los módulos.



Fuente: <http://www.solarinnova.net/es/productos/fotovoltaica/soportes/suelo/2-postes/3v>

Anexo C5: Detalle de Materiales de la estructura del modulo fotovoltaico

DETALLE MATERIALES				
	Descripción	Medidas (mm)	Piezas por mesa	Material
1	Poste Frontal	C80 x 40 x 15 x 2.5 x 2300	7	Acero Galvanizado en caliente
2	Poste Trasero	C80 x 40 x 15 x 2.5 x 3500	7	Acero Galvanizado en caliente
3	Soporte Vertical	C80 x 40 x 15 x 2.5 x 5500	7	Acero Galvanizado en caliente
4	Soporte Refuerzo	C80 x 40 x 15 x 2.5 x 2000	7	Acero Galvanizado en caliente
5	Pieza de conexión ente soporte trasero y soporte refuerzo	150 x 100 x 5.0	7	Acero Galvanizado en caliente
6	Soporte transversal	41 x 41 x 2.0 x 4000	18	Acero Galvanizado en caliente
7	Soporte transversal	41 x 41 x 2.0 x 4400	6	Acero Galvanizado en caliente
8	Pieza de conexión soportes transversales	43 x 40 x 3.0 x 200	18	Acero Galvanizado en caliente
9	Abrazadera Omega (intermedia entre paneles)	20-L50 x φ9 (6063-T5)	90	Oxidación anódica
10	Abrazadera Z (para los lados)	45-L50 x φ9 (6063-T5)	12	Oxidación anódica
11	Tornillo para abrazadera	M8 x 50 + Arandela plana 8 + Arandela de resorte 8	102	Acero AISI 304
12	Tornillo para conexión a soporte transversal	M10 x 30 + Arandela plana 10 x 2 + Arandela de resorte 10	42	Acero Galvanizado en caliente
13	Tornillo para soporte vertical	M10 x 30 + Arandela plana 10 x 2 + Arandela de resorte 10	14	Acero Galvanizado en caliente
15	Tornillo para conexión entre soporte de refuerzo y poste trasero	M10 x 30 + Arandela plana 10 x 2 + Arandela de resorte 10	14	Acero Galvanizado en caliente
16	Tornillo para soporte de refuerzo	M10 x 30 + Arandela plana 10 x 2 + Arandela de resorte 10	14	Acero Galvanizado en caliente
17	Tornillo para soporte transversal	M10 x 30 + Arandela plana 10 x 2 + Arandela de resorte 10	72	Acero Galvanizado en caliente
Medidas del panel: 1954*982*40			720 - Cantidad total de paneles instalados en este proyecto	

Fuente: <http://www.solarinnova.net/es/productos/fotovoltaica/soportes/suelo/2-postes/3v>

ANEXO D: Cotizaciones

Anexo D1: Cotizacion de los equipos de la instalacion autonoma.

Cantidad	Código	Descripción	Precio unitario	Precio total
288		Modulo Canadian Solar CS6X- 320W Policristalino 36.8V mpp	\$ 384	\$ 110,592
36		Banco de bat Enersolt T650 12 Vasos	\$ 2,663.82	\$ 95,897.52
18		Inversor Magnum Energy MS4024PAE-24V 4000W	\$ 1,595	\$ 28,710
36		Controlador Magnum Energy PT-100 100A/187V	\$ 782	\$ 28,152
36		Medidor de carga de bateria Midnite Solar	\$ 51	\$ 1,836
				\$ -
				\$ -
				\$ -
				\$ -
				\$ -
Nota			Sub total	\$ 265,187.52
1. Los módulos y baterías no pagan IVA, según la ley 532 Art.07.			I.V.A	8,804.7
2. Los materiales eléctricos para el montaje y mano de obra es un estándar. Se recomienda realizar visita previa al sitio de trabajo.			Total \$	\$ 273,992.22
3. Se realiza mantenimiento mensual a la batería.			T/C	31.1261
4. Garantías solo aplican por desperfectos de fábrica.			Equivalente C\$	C\$ 8,528,309.2
			Descuento \$	

<p>Ejecutivo de ventas: Ing. Carlos Lacayo</p> <p>correo: lester.cortez@hotmail.com</p> <p>Teléfono: 2277-0194</p> <p>Cel.: 87579440</p> <p>Web: www.nicasolar.com.ni</p>	<p style="color: red;">Validez de la oferta : 10 días hábiles</p> <p>Elaborar Ck a Nombre de : <u>Nicasolar y/o Jorge Rivera</u></p> <p style="text-align: center;">Garantías</p> <p>Módulo: 10 años</p> <p>Controlador: 24 meces</p> <p>Baterías: 12 meces</p> <p>Inversor: 12 Meces</p> <p>Mano de obra: 30 dias</p>
---	---

Fuente: Nicasolar.

Anexo D3: Cotizacion del cableado.

TECNOSOL		Oferta de ventas						
SUCURSAL DE CASA MATRIZ RUC No: J0310000012806		No. 10525						
Dirección: Rotonda Bello Horizonte 420mts al este Managua		Fecha: 06/Marzo/2 11:25						
Teléfonos:PBX. 505-22515152 Fax.: (505) 22499871 E-mail: info@tecnosolsa.com.ni Website: http://www.tecnosolsa.com.ni								
Cliente: CN-99901 Pedro Gutiérrez	Dirección: MANAGUA							
	Teléfono: NICARAGUA							
Contacto:	Plazo de entrega:	Fax:						
Validez de la oferta: 15 DIAS								
Condición de pago: Contado	Vendedor: Vladimir Delagneau							
E-mail:								
Id Producto	Descripción	Unid	Cantidad	Precio Unitario	Descuento	Sub-Total	Impuesto	Total Final
01-01-0178	Cable sección 50 mm	Unidad	668	5.54	0	3,700.72	0	3,700.72
01-01-0821	Cable sección 25 mm	Unidad	334	3.21	0	1,072.14	0	1,072.14
01-01-0180	Cable sección 120 mm	Unidad	432	21.85	0	9,439.2	0	9,439.2
01-01-0195	Cable sección 60 mm	Unidad	216	5.83	0	1,259.28	0	1,259.28
01-01-029	Cable sección 150 mm	Unidad	432	25	0	10,800	0	10,800
01.01-046	Cable sección 75 mm	Unidad	216	6.12	0	1,321.92	0	1,321.92
01-01-052	Cable seccion 16 mm	Unidad	280	2.04	0	571.2	0	571.2
						Sub-Total:		U\$28,164.46
						Descuento 1:		U\$ 0.00
						Descuento 2:		U\$ 0.00
						Total Impuesto:		U\$4,224.669
						Otros Gastos:		U\$0.00
						Total General:		U\$32,389.13
						TACAM:		30.3172
						Equivalente:		C\$981,947.73
Valor en letras:	Novcientos ochenta y un mil, Novcientos cuarenta y siete con Setenta y tres centavos							

Nota:

Pasado del tiempo de su validez de la oferta de venta, deberá consultar con su vendedor los posibles cambios en los precios y equipos en existencia.

Los precios de esta oferta de ventas están expresados en dólares americanos. Si el pago se realiza en moneda local (Córdobas) pagarse en base al tipo de cambio paralelo del Banco LAFISE BANCENTRO, del día en que se recibe el pago.

Elaborar cheque Certificado a nombre de TECNOSOLUCION, S.A.

Cotizado por:
Firma y sello

Aceptado por:
Firma y sello

Fecha:06/Septiembre/2018

Fuente: Tecnosol.

Anexo D4: Cotización de la tubería.

CONDUIT LIVIANO

CONDUIT LIVIANO

Tubería y Conexiones PVC - Conduit Liviano (Tubería cementada en 3 metros de longitud para aplicaciones eléctricas)

TUBERÍA PVC CONDUIT LIVIANO 3MTS



Código	Medida	Precio Unitario
914812	½" 12mm	CS 18.0
914957	¾" 18mm	CS 28.0
914961	1" 25mm	CS 37.50
914963	1¼" 31mm	CS 53.0
914965	1½" 38mm	CS 66.0
914966	2" 50mm	CS 88.0

CONEXIONES PARA AGUA CALIENTE GPVC - CTS CAMPANA CEMENTADA

CONECTOR CONDUIT LIVIANO



Código	Medida	Unidades de empaque a bolsa	Unidades de empaque a caja	Precio Unitario
909988	½" 12 mm	100	1600	CS 3.0
909989	¾" 18 mm	25	900	CS 3.50

CURVA 90° PVC CONDUIT LIVIANO / CAMPANA CEMENTADA



Código	Ø	Medida	Unidades de empaque a bolsa	Unidades de empaque a caja	Precio Unitario
910174	½"	12 mm	100	400	CS 3.0
910176	¾"	18 mm	50	250	CS 5.0
910178	1"	25 mm	25	100	CS 7.20
910213	1¼"	31 mm	-	50	CS 13.0
910214	1½"	38 mm	-	30	CS 16.0
910215	2"	50 mm	-	15	CS 20.0



Mexichem Nicaragua, S.A.
Asesoría Técnica y Ventas: 22661551/Fax.22663034

Precios rigen a partir del 15 de enero del 2018

17

Fuente: Amanco.

Anexo D5: Cotizacion de la estructura.



Pedro Gutierrez <pedrogutierrez025@gmail.com>

Re: Live Chat offline message received from (Ing. Pedro Gutierrez<pedrogutierrez025@gmail.com>)

Solar Innova <info@solarinnova.net>
Para: Pedro Gutierrez <pedrogutierrez025@gmail.com>

12 de diciembre de 2017, 03:51

Hola Pedro;

Adjunto te remito información detallada sobre la estructura.

El peso de las 10 estructuras es de 6100 kg.

Precio: 1872 Euros/unidad

Transporte: incluido CIF puerto marítimo.

Saludos cordiales.

Manuel Gil
(Texto citado oculto)

2 archivos adjuntos

 si-esf-s-sb3v-72-3x16-20-ft-es.pdf
386K

 si-esf-s-sb3v-72-3x16-detalle-materiales.pdf
45K

Fuente: info@solarinnova.net