



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

Tema:

“Análisis de la viabilidad de la instalación de un sistema solar fotovoltaico autónomo para suplir el consumo energético del Centro de Cómputo Multimedia 2 de la Facultad de Tecnología de la Industria de la Universidad Nacional de Ingeniería”.

AUTORES

Br. Luis Eduardo Gómez Mendoza
Br. Jonathan Nahúm Fajardo Téllez
Br. Elvin Otoniel Meneses Pérez

TUTOR

ING. MARIA TERESA CASTILLO RAYO

Managua, 11 de marzo del 2021

Resumen

El presente estudio tiene como finalidad cuantificar la demanda de energía eléctrica actual en el Centro de Cómputo Multimedia 2 de la Facultad de Tecnología de la Industria; diseñar un sistema fotovoltaico autónomo que satisfaga el consumo de energía eléctrica del mismo, así como evaluar la viabilidad técnica y económica de la instalación del sistema fotovoltaico autónomo, propuesto en el Recinto Universitario Pedro Arauz Palacio (RUPAP) Managua, Nicaragua.

Se detallan los conceptos básicos relacionados a los sistemas solares fotovoltaicos, se cuantifica la demanda de energía del Centro de Cómputo por medio de la medición en tiempo real de la energía consumida en horarios de labores normales, con el CLAMP UT 243 (pinza amperimétrica) adecuado para obtener dicho parámetro.

El dimensionamiento del sistema se realiza haciendo los cálculos con la capacidad de cada uno de los dispositivos seleccionados del sistema, esto para evitar sobredimensionar o sub dimensionar la cantidad de cada uno de los componentes, tomando en cuenta siempre la demanda necesaria de energía a cubrir. Se seleccionan los equipos más adecuados para realizar la instalación

Una vez obtenido el dimensionado del sistema se desarrolla el plan de mantenimiento para evitar reducción de la vida útil del mismo.

A continuación, se realiza un análisis del valor presente neto (VPN) del proyecto se comparan los costos del sistema fotovoltaico autónomo con sus beneficios los que se traducen en ahorros energéticos, donde se recupera la inversión a largo plazo.

Índice

Introducción.....	1
Objetivos.	2
Justificación.....	3
Marco teórico.....	4
1. Energías Renovables.....	4
2. Energía solar.....	4
2.1 Energía solar fotovoltaica.....	4
3. Componente de un sistema fotovoltaico.....	4
3.1 Célula fotovoltaica.....	5
3.2 Tipos de células o celdas solares de silicio.....	5
3.4 Factor de forma o fotovoltaico.....	6
3.5. Efecto fotovoltaico o fotovoltaico.....	7
3.6. Paneles fotovoltaicos.....	7
3.7 Baterías.....	9
3.8 Regulador o controlador de carga.....	10
3.9 Inversores.....	10
3.10 Cableado o conductor eléctrico.....	11
3.11 Estructura de soporte.....	13
3.12 Protección y seguridad.....	13
3.13 Mantenimiento de una instalación fotovoltaica.....	15
CAPITULO I.....	19
Cuantificación del consumo de energía del centro de cómputo multimedia II de la Facultad de Tecnología de la Industria.....	19
1.1 Introducción.....	20
1.1 Cuantificación del consumo de energía del Centro de Computo Multimedia 2 de la Facultad de Tecnología de la Industria (FTI).....	20
1.1.1 Ubicación del estudio.....	20
1.1.2 Consumo energético actual del Centro de Computo Multimedia 2 del FTI.....	20
1.2 Análisis de las mediciones.....	20
1.3 Análisis del consumo de potencia.....	22
Capítulo II.....	31

Dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico autónomo.	31
2.1 Introducción	32
2.2 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico autónomo.	33
2.2.1 Potencia generada por el panel fotovoltaico.....	33
2.2.2 Selección de los paneles fotovoltaicos.	33
2.2.3 Tamaño del arreglo fotovoltaico.	35
2.2.4 Selección de la batería.	41
2.2.5 Selección del regulador de carga.	44
2.2.6 Selección del Inversor.	46
2.2.7 Distancia entre paneles.....	47
2.2.8 Cableado del sistema.	48
2.2.9 Protecciones eléctricas para el cableado del sistema fotovoltaico.	52
2.3 Plan de Mantenimiento de la instalación solar fotovoltaica autónoma.	71
CAPITULO III	77
Evaluación de la viabilidad técnica y económica de la instalación del sistema fotovoltaico autónomo.	77
3.1 Introducción	78
3.2 Cuantificación de la inversión	78
3.2.1 Tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR).	79
3.2.2 Costo del mantenimiento del sistema fotovoltaico.....	82
3.3 Cálculo del precio del Kilovatio hora (kWh).....	83
3.4 Costo anual uniforme equivalente (CAUE).	85
3.4.1 CAUE de los costos proyectados con la utilización del sistema de interconectado nacional actual.	85
3.4.2. CAUE del costo de la inversión del proyecto.....	87
CONCLUSIONES	91
RECOMENDACIONES	92
Glosario.	93
BIBLIOGRAFIA	94

Introducción

En el presente trabajo se realiza la propuesta de un sistema solar fotovoltaico autónomo que satisfaga la demanda energética actual del Centro de Cómputo Multimedia 2 de la Facultad de Tecnología de la Industria, de la Universidad Nacional de Ingeniería, del recinto universitario Pedro Arauz Palacios (RUPAP), además se evalúan los costos de instalación, tomando en cuenta factores como precio actuales de la energía consumida en el centro, costo total que tendrá la obra y el periodo de recuperación de la inversión.

En los últimos años el consumo energético ha incrementado considerablemente ocasionando que los recursos utilizados actualmente para la producción de energía eléctrica tiendan a agotarse, generando a su vez, precios más altos en la producción de electricidad. Por otro lado, los recursos más usados en la actualidad son derivados del petróleo y presentan un impacto negativo muy importante en el medio ambiente, esto hace necesario buscar fuentes alternas de producción de energía eléctrica que permitan cubrir la demanda energética existente y no posean impacto ambiental negativo.

Con la instalación de un sistema solar fotovoltaico en el Centro de Cómputo Multimedia 2 de la Facultad de Tecnología de la Industria, se pretende un ahorro energético y un impacto positivo al medio ambiente, ya que no se estaría consumiendo, ningún tipo de combustible fósil, por el contrario se estarían utilizando energía limpia que permite que los equipo conectados al sistema, no se deterioren por falta del flujo eléctrico en ningún momento, todo esto será de gran provecho para la Universidad Nacional de Ingeniería, donde se puede dar la iniciativa para continuar implementando energías limpias en esta alma mater.

Objetivos.

Objetivo General

- Determinar la viabilidad de la instalación de un sistema solar fotovoltaico autónomo para suplir el consumo de energía eléctrica del Centro de Cómputo Multimedia 2 de la Facultad de Tecnología de la Industria

Objetivos Específicos

- Cuantificar la demanda de energía eléctrica actual en el Centro de Cómputo Multimedia 2 de la Facultad de Tecnología de la Industria.
- Diseñar un sistema fotovoltaico autónomo que satisfaga el consumo de energía eléctrica del Centro de Cómputo Multimedia 2.
- Evaluar la viabilidad técnica y económica de la instalación del sistema fotovoltaico autónomo propuesto.

Justificación.

Actualmente el porcentaje de energía eléctrica producida a partir de combustibles fósiles es perjudicial, debido a que son altamente contaminantes y muy costosos, teniendo un valor promedio el barril de petróleo al mes de enero del año 2020 de 61.22 dólares. Esto ha causado que organizaciones de distintos países trabajen en desarrollar tecnologías que permitan obtener energía limpia, procedente de fuentes que no presenten un impacto ambiental negativo.

El Centro de Cómputo Multimedia 2 de la Facultad de Tecnología de la Industria localizado en el Recinto Universitario Pedro Arauz Palacios de la Universidad Nacional de Ingeniería; cuyas coordenadas son 12°08'12.0" N, 86°13'26.3" O, tiene la oportunidad de generar energía limpia por medio del uso de paneles solares fotovoltaicos, por eso el estudio "Análisis de la viabilidad de la instalación de un sistema solar fotovoltaico autónomo para suplir el consumo energético del Centro de Cómputo Multimedia 2 de la Facultad de Tecnología de la Industria de la Universidad Nacional de Ingeniería". Esto es necesario ya que permitirá conocer que tan seguro es utilizar un sistema fotovoltaico autónomo para la producción de energía limpia, reducción de la tarifa energética y evitar la falta de fluido eléctrico en dicho laboratorio, para evitar la suspensión de clases y el deterioro de los equipos, que son de suma importancia, para la comunidad estudiantil de esta facultad.

Marco teórico.

1. Energías Renovables.

Las energías renovables son aquellas que se generan de forma continua y son inagotables a escala humana; se renuevan continuamente, a diferencia de los combustibles fósiles, de los que existen una determinada cantidades o reservas; agotados en un lazo más o menos determinado. (Plá, Durán, & Pérez, 2016, pág. 3)

2. Energía solar.

La energía solar es una fuente de energía abundante, no contaminante y se encuentra disponible, en mayor o menor medida, en cualquier parte del planeta, pudiendo ser colectada y transformada en energía térmica o eléctrica en el lugar de utilización. (Plá, Durán, & Pérez, 2016, pág. 3)

2.1 Energía solar fotovoltaica.

La conversión directa de energía solar en electricidad se obtiene mediante la utilización de dispositivos electrónicos, denominadas celdas o células solares fotovoltaicas (CSFV), que hacen uso de un proceso físico denominado efecto fotovoltaico, descubierto por el físico francés Alexander Edmond Becquerel (1820-1891). El dispositivo fotovoltaico por excelencia es la celda solar de silicio cristalino (material semiconductor), consistente esencialmente en un diodo que transforma la radiación solar en corriente continua. (Plá, Durán, & Pérez, 2016, pág. 3)

3. Componente de un sistema fotovoltaico.

Los componentes que conforman un sistema fotovoltaico son:

- Paneles o generador fotovoltaico.
- Reguladores o controladores de carga.
- Baterías o acumuladores.
- Inversor de corriente.
- Accesorios de instalación

3.1 Célula fotovoltaica.

Las celdas o células fotovoltaicas son dispositivos formados por metales sensibles a la luz que desprenden electrones cuando los rayos de luz inciden sobre ellos, generando energía eléctrica. Están formados por celdas hechas a base de silicio con alto grado de pureza, con adición de impurezas de ciertos elementos químicos, siendo capaces de generar cada una de 2 a 4 amperios, a un voltaje de 0.46 a 0.48 voltios. (Arencibia-Carballó, 2016, pág. 2)

3.2 Tipos de células o celdas solares de silicio.

3.2.1. Celda solar monocristalina.

Las células de silicio monocristalina se obtienen a partir de silicio muy puro, que se refunde en un crisol junto con una pequeña proporción de Boro. Una vez que el material se encuentra en estado líquido se le introduce una varilla con un 'crisol germen' de silicio, que se va haciendo recrecer con nuevos átomos procedentes del líquido, que quedan ordenados siguiendo la estructura del cristal. Se componen de secciones de un único cristal de silicio (Si), reconocibles por su forma circular u octogonal. (Perpiñán Lamigueiro., Colmanar Santos, & Castro Gil, Dispositivos fotovoltaicos, 2012, pág. 9)

3.2.2. Celda solar policristalina.

Está constituida por numerosos granos de silicio (Si) monocristalino empacado al azar y se obtiene como paso intermedio en la producción de este. El tamaño y la calidad de los granos determinan su efecto en el comportamiento de la celda solar. (Perpiñán Lamigueiro., Colmanar Santos, & Castro Gil, Dispositivos fotovoltaicos, 2012, pág. 10)

3.3.3. Celda solar de película delgada.

Es una celda solar que se fabrica mediante el depósito de una o más capas delgadas (película delgada) de material fotovoltaico en un sustrato. El rango de espesor de esta capa es muy amplio y varía desde unos pocos nanómetros a decenas de micrómetros. (Arencibia-Carballó, 2016, pág. 3)

3.3.4. Celda de silicio amorfo.

“Es la forma no cristalina del silicio utilizado para las células solares y los transistores de película delgada en las pantallas de cristal líquida (LCD) cuando el silicio no se ha cristalizado. Utilizado como material semiconductor para las células solares o células solares de silicio de película delgada o fina, se deposita en películas delgadas en sustratos flexibles, como vidrio, metal y plástico. Generalmente tienen una baja eficiencia, pero son una de las tecnologías fotovoltaicas más respetuosas con el medio ambiente, ya que no usan metales pesados”. (Grupo NAP, 2014).

“Las células más utilizadas son las de silicio mono-cristalino y silicio policristalino en las que se ha realizado una unión p-n y contactos en ambas caras. Estas células proporcionan aproximadamente 0.5 voltios y una corriente de 35 mili amperios (mA/cm^2) cuando son iluminadas por el Sol en un día claro a 1000 watts por metro cuadrado (w/m^2) que se toma como referencia estándar. Ambos materiales utilizan el mismo silicio empleado en la industria microelectrónica, de cuyos excedentes se ha nutrido la industria fotovoltaica hasta hoy”. (Ing. Carlos Orbegozo, 2010).

3.4 Factor de forma o fotovoltaico.

El factor fotovoltaico es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto de la corriente de corto circuito (I_{sc}) y la tensión a circuito abierto (V_{oc}). Este parámetro sirve para conocer la curva característica I-V de los paneles y la eficiencia del panel según datos del fabricante. (Ente Vasco de la Energía., 2000)

TECNOSUN (se citó en Mora, 2017) dice que el factor fotovoltaico se calcula con la siguiente formula:

$$FF = \frac{I_{m\acute{a}x} * V_{m\acute{a}x}}{V_{oc} * I_{cc}} \quad \text{Ec.1}$$

Donde:

$I_{M\acute{a}x}$: Corriente máxima del panel solar.

$V_{m\acute{a}x}$: Voltaje máximo del panel fotovoltaico.

V_{oc} : Voltaje en circuito abierto del panel.

I_{cc} : Corriente de cortocircuito del mismo.

3.5. Efecto fotovoltaico o fotovoltaico.

El efecto fotoeléctrico es el principio físico sobre el cual se ha basado el desarrollo de la tecnología de aprovechamiento directo de la radiación solar para producir electricidad. Este efecto consiste en la propiedad de algunos materiales de aumentar su cantidad de electrones libres como respuesta a la incidencia de una radiación electromagnética (principalmente luz visible y ultravioleta). (Ortiz, 2013, pág. 105)

3.6. Paneles fotovoltaicos.

En el panel se asocian eléctricamente un determinado número de células solares y se protege todo sellándolo al vacío. Normalmente, un módulo fotovoltaico está constituido por células conectadas en serie, aunque también se comercializan otras combinaciones (conectadas en paralelo o conexiones mixtas serie-paralelo). Hay módulos constituidos por 154 células, otros utilizan 72. Lo más usual es que se encuentren compuestos por 30 a 36 células.

Las tensiones de trabajo dependen del número de células del panel. Tensiones típicas son 6, 12, 24 y 48 voltios.

Actualmente, los módulos más utilizados tienen 36 células de silicio cristalino (mono- cristalino o poli cristalino), con una tensión teórica de trabajo de 12 voltios en condiciones normales de operación. Es una tensión de trabajo muy frecuente en corriente continua y coincide con la tensión de trabajo de los acumuladores.

Lo habitual es que los módulos fotovoltaicos presenten formas cuadradas o rectangulares (con áreas entre 0,1 y 2,3 m²). La potencia de los módulos se mide en vatios pico (Wp). (Ente Vasco de la Energía., 2000, pág. 16)

Según Valdivieso (2014), la cantidad de paneles fotovoltaicos necesarios se calculan con la siguiente formula:

$$N. \text{ paneles} = \frac{P_{m\acute{a}xima}}{P_{Panel}} \quad \text{Ec.2}$$

Donde:

$P_{m\acute{a}x}$: Potencia que se desea abastecer por medio de paneles fotovoltaicos.

P_{panel} : Potencia en condiciones óptimas del panel.

3.7.1 Estructura de un panel fotovoltaico.

Un módulo fotovoltaico está compuesto por:

(Solar Energy, 2011)

- Cubierta frontal
- Encapsulante
- Cubierta posterior
- Marco de aluminio
- Conexiones
- Células o celdas solares
- Cristal

PARTES DE UN PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO

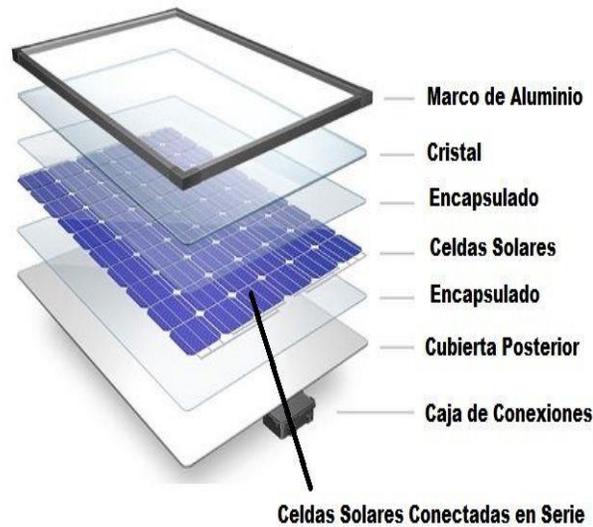


Figura 1. Partes de un módulo solar fotovoltaico

3.7 Baterías.

El acumulador o batería es un dispositivo compuesto por elementos activos que convierten directamente la energía química en energía eléctrica mediante una reacción electroquímica de reducción-oxidación. El sistema de almacenamiento de energía de una instalación solar fotovoltaica normalmente está compuesto por acumuladores o baterías. (Ente Vasco de la Energía., 2000, pág. 31)

Revista electrónica tecnológica (RET, 2016) menciona la manera de como calcular la potencia necesaria de las baterías:

$$P_{Bat} = \frac{P_c * F_s}{\eta_{bat} * \eta_{inversor} * \eta_{cableado} * \%_{bat} * V_s} \quad \text{Ec.3}$$

Donde:

P_c : Potencia consumida.

F_s : Factor de seguridad.

η_{bat} : Eficiencia de la batería.

$\eta_{inversor}$: Eficiencia del inversor.

$\eta_{cableado}$: Eficiencia del cableado.

$\%_{bat}$: Profundidad de descarga de la batería

V_s : Voltaje del sistema fotovoltaico

3.8 Regulador o controlador de carga

El regulador o controlador de carga gestiona la corriente eléctrica que absorbe y ceden las baterías o acumuladores. Vigilando el ciclo de carga y descarga, desarrolla un papel fundamental en la gestión de una instalación fotovoltaica autónoma: Proporciona el control que día a día se necesita. El regulador siempre es recomendable para la seguridad y protección del sistema de acumulación. Su labor consiste en evitar sobrecargas y sobre descargas en las baterías. Si el acumulador está lleno y el panel recibe radiación, éste intentará inyectar energía en la batería sobrecargándola. Para evitarlo el regulador corta esta inyección de energía. Y en el caso contrario, si el acumulador está bajo de carga y el inversor sigue extrayendo energía, el regulador corta el suministro eléctrico desde la batería hacia inversor. (Ente Vasco de la Energía., 2000, pág. 35)

Ente vasco de la energía (2000), dice que la capacidad de los reguladores de carga está dada por:

$$C_R = \#_{paneles} * I_{CC} * F_S \quad \text{Ec.4}$$

Donde:

$\#_{paneles}$: cantidad de paneles solares que se utilizaran en el sistema fotovoltaico.

I_{CC} : Corriente cortocircuito.

F_S : factor de seguridad.

3.9 Inversores.

Es un dispositivo que convierta esta corriente eléctrica continua en alterna. Funciona como un elemento de acople entre la electricidad continúa generada

por el panel solar fotovoltaico y la carga que requiera corriente eléctrica alterna. (Ortiz, 2013, pág. 109)

De acuerdo con Valdivieso (2014), la potencia requerida por el inversor se determina de la siguiente manera:

$$P_{inversor} = \sum P_c * \frac{F_s}{\eta_{inversor}} \quad \text{Ec.5}$$

Donde:

F_s : Factor de seguridad.

P_c : Potencia consumida.

$\eta_{inversor}$: eficiencia del inversor

3.10 Cableado o conductor eléctrico.

Un cable o conductor eléctrico es un elemento fabricado para conducir electricidad. El material principal con el que están fabricados es el cobre (por su alto grado de conductividad) aunque también se utiliza el aluminio que, aunque su grado de conductividad es menor resulta más económico. (Ortiz, 2013, pág. 109).

Para dimensionar el cableado de un sistema eléctrico, existe la referencia de clasificación de calibres o espesor de conductor eléctrico de sección circular (alambres) o rectangular (láminas), American Wire Gauge, AWG, que dice que cuanto más alto es este número del alambre, se refiere a que posee un menor espesor. (Ente Vasco de la Energía., 2000).

Las tablas para el dimensionado del cableado son:

AWG	Ø [Pulg]	Ø [mm]	Ø [mm ²]	AWG	Ø [Pulg]	Ø [mm]	Ø [mm ²]
6/0 = 000000	0.580	14.73	170.30	18	0.0403	1.02	0.823
5/0 = 00000	0.517	13.12	135.10	19	0.0359	0.912	0.653
4/0 = 0000	0.460	11.7	107	20	0.0320	0.812	0.518
3/0 = 000	0.410	10.4	85.0	21	0.0285	0.723	0.410
2/0 = 00	0.365	9.26	67.4	22	0.0253	0.644	0.326
1/0 = 0	0.325	8.25	53.5	23	0.0226	0.573	0.258
1	0.289	7.35	42.4	24	0.0201	0.511	0.205
2	0.258	6.54	33.6	25	0.0179	0.455	0.162
3	0.229	5.83	26.7	26	0.0159	0.405	0.129
4	0.204	5.19	21.1	27	0.0142	0.361	0.102
5	0.182	4.62	16.8	28	0.0126	0.321	0.0810
6	0.162	4.11	13.3	29	0.0113	0.286	0.0642
7	0.144	3.66	10.5	30	0.0100	0.255	0.0509
8	0.128	3.26	8.36	31	0.00893	0.227	0.0404
9	0.114	2.91	6.63	32	0.00795	0.202	0.0320
10	0.102	2.59	5.26	33	0.00708	0.180	0.0254
11	0.0907	2.30	4.17	34	0.00631	0.160	0.0201
12	0.0808	2.05	3.31	35	0.00562	0.143	0.0160
13	0.0720	1.83	2.62	36	0.00500	0.127	0.0127
14	0.0641	1.63	2.08	37	0.00445	0.113	0.0100
15	0.0571	1.45	1.65	38	0.00397	0.101	0.00797
16	0.0508	1.29	1.31	39	0.00353	0.0897	0.00632
17	0.0453	1.15	1.04	40	0.00314	0.0799	0.00501

Figura 2. Sección transversal de cables AWG, Fuente: Energías limpias, Universidad Nacional Agraria, (UNA).

Amperaje que soportan los cables de cobre					
Nivel de temperatura:	60°C	75°C	90°C	60°C	
Tipo de aislante:	TW	RHW, THW, THWN	THHN, XHHW-2, THWN-2	SPT	
Medida / calibre del cable	Amperaje soportado			Medida / calibre del cable	Amperaje soportado
14 AWG	15 A	15 A	15 A	20 AWG	2 A
12 AWG	20 A	20 A	20 A		
10 AWG	30 A	30 A	30 A		
8 AWG	40 A	50 A	55 A		
6 AWG	55 A	65 A	75 A	18 AWG	10 A
4 AWG	70 A	85 A	95 A		
3 AWG	85 A	100 A	115 A	16 AWG	13 A
2 AWG	95 A	115 A	130 A		
1 AWG	110 A	130 A	145 A	14 AWG	18 A
1/0 AWG	125 A	150 A	170 A		
2/0 AWG	145 A	175 A	195 A	12 AWG	25 A
3/0 AWG	165 A	200 A	225 A		
4/0 AWG	195 A	230 A	260 A		

Figura 3. Resistencia Eléctrica del conductor. Fuente: Energías limpias, Universidad Nacional Agraria, (UNA).

3.11 Estructura de soporte.

Es el conjunto de elementos unidos, ensamblados o conectados entre sí, que tiene la función de recibir cargas y soportar esfuerzos al que es sometido por factores externos e internos. Sirven para dotar a los paneles solares de la inclinación y orientación que necesitan a la hora de aprovechar al máximo el potencial de la instalación solar. (Ente Vasco de la Energía., 2000, pág. 35)

3.11.1 Tipos de estructuras.

3.11.1.1. Sistemas fijos.

Son aquellos en los que no existen variaciones de acuerdo a su forma o posición en la cual son instaladas. (Solar Energy, 2011)

3.11.1.2. Sistemas móviles o seguidores solares

Un seguidor solar es un dispositivo mecánico capaz de orientar los paneles solares de forma que éstos permanezcan aproximadamente perpendiculares a los rayos solares, que inciden sobre los paneles solares, especialmente en cielos despejados, con alto efecto de radiación directa (nubosidad baja). Estos incrementan los costos iniciales, ya que se necesitan sistemas de control para modificar la inclinación hacia el sol, requieren un mantenimiento mecánico adicional lo que incrementa los costos. Sin embargo, suelen aumentar la potencia generada por los paneles. (Universidad de Costa Rica, 2008).

3.12 Protección y seguridad.

Los elementos de protección tienen una doble función: protegen a los usuarios y protegen a los componentes del sistema.

Las Comisiones Internacionales de Electrotécnica (IEC) proporciona la norma EIC 60269-6 gPV, para el dimensionado y selección de los accesorios de protección eléctrica en el uso especializado de la generación eléctrica solar fotovoltaica para corriente directa (DC). (Solar Energy, 2011)

Las protecciones de un sistema fotovoltaico autónomo (SFA) se dividen:

- Fusibles e interruptores magneto-térmicos
- Puesta a tierra.

3.12.1 Fusible para el cableado del sistema

Un fusible consiste en un alambre fino que se quema cuando la corriente alcanza el valor definido por el fabricante, el fusible para las baterías se tiene que instalar lo más cerca posible del terminal positivo de la batería, en el conductor positivo. (Style, 2012, págs. 78-79)

3.12.2 Magneto-térmico

Un magneto-térmico consiste en un interruptor que se abre cuando la corriente alcanza el valor definido por el fabricante. (Style, 2012, pág. 78)

3.12.3 La puesta a tierra.

La puesta a tierra es una medida de seguridad en la instalación de un sistema fotovoltaico autónomo SFA, y consiste en la conexión eléctrica de las partes metálicas de los equipos con la tierra (denominado “tierra de protección”) y la conexión eléctrica de un conductor eléctrico a tierra (denominado “tierra de servicio”). Su función es la siguiente:

- Protección contra rayos: protege a los usuarios y equipos por la caída de un rayo en una tormenta eléctrica.
- Protección en caso de corto-circuito: evita que las partes metálicas del equipo estén electrificadas, protegiendo a los usuarios, de cortocircuito en un equipo.

Todos los equipos (de comunicación o de medición) requieren una puesta a tierra para funcionar de forma correcta, y en muchos casos mejora el funcionamiento del inversor. En zonas de frecuentes tormentas eléctricas, siempre hay que realizar una puesta a tierra de protección, la cual consiste en una varilla de cobre enterrada, y conectada un equipo de una determinada área seccional. Este conductor se conecta a las partes conductoras (metálicas) del sistema, o a partes específicas de un equipo o circuito (por ejemplo, a la terminal

a tierra de un inversor). La sección de los conductores de protección se calcula en función de los conductores de fase del sistema. (Style, 2012, pág. 80)

3.13 Mantenimiento de una instalación fotovoltaica.

Según el INATEC (2015) el mantenimiento es un proceso amplio y multidisciplinario. Se refiere a que en la industria se encuentran maquinas que serán trabajadas por un grupo de especialistas en las áreas de electricidad, mecánica, hidráulica, neumática, etc. Por ende, es necesario lograr organizar las acciones a las que se someterá la máquina.

3.13.1. Tipos de Mantenimiento

- **Mantenimiento diario:** es el mantenimiento básico de un equipo realizado por los usuarios del mismo. Consiste en una serie de tareas elementales (tomas de datos, inspecciones visuales, limpieza, lubricación, reapriete de tornillos) para las que no es necesario una gran formación, sino un entrenamiento breve. Este tipo de mantenimiento es la base del TPM (Total Productive Maintenance, que significa Mantenimiento Productivo Total). (Barrera, 2014)
- **Mantenimiento preventivo:** Es el mantenimiento que tiene por misión mantener un nivel de servicio determinado en los equipos, programando las intervenciones de sus puntos vulnerables en el momento más oportuno. Suele tener un carácter sistemático, es decir, se interviene, aunque el equipo no haya dado ningún síntoma de tener un problema. (Miguel Laborde, 2013)
- **Mantenimiento predictivo:** Es el que persigue conocer e informar permanentemente del estado y operatividad de las instalaciones mediante el conocimiento de los valores de determinadas variables, representativas de tal estado y operatividad. Para aplicar este mantenimiento, es

necesario identificar variables físicas (temperatura, vibración, consumo de energía, etc.) cuya variación sea indicativa de problemas que puedan estar apareciendo en el equipo. Es el tipo de mantenimiento más tecnológico, requiere de medios técnicos avanzados, y en ocasiones, de fuertes conocimientos matemáticos, físicos y/o técnicos. Al tener cierta máquina que bajo ciertas condiciones ha presentado fallas de determinada característica se deben de tomar medidas específicas y particulares para ella, esto con el fin de prevenir nuevamente la falla que se ha corregido con anterioridad. (Miguel Laborde, 2013)

- **Mantenimiento correctivo:** El mantenimiento correctivo se lleva a cabo cuando se corrige un desperfecto encontrado en la maquina o dispositivo, este mantenimiento se realiza cuando ya hay una falla visible que está perjudicando la producción. Es el conjunto de tareas destinadas a corregir los defectos que se van presentando en los distintos equipos y que son comunicados al departamento de mantenimiento por los usuarios de los mismos. (Grupo NAP, 2014)

Diseño metodológico.

Tipo de investigación

La presente investigación tiene un enfoque cuantitativo no experimental, de acuerdo a Sampieri (2014), en este tipo de investigación se observan fenómenos tal como se dan en su contexto natural, para posteriormente analizarlos. En este estudio el Centro de Cómputo Multimedia 2 se observó en su ambiente natural, es decir para poder realizar el diseño del sistema fotovoltaico autónomo, se hizo uso del consumo eléctrico del lugar.

Se trabaja en base a un diseño transaccional debido a que la recopilación de datos fue progresiva, se midió durante 5 días de lunes a viernes, el consumo energético normal del Centro de Cómputo Multimedia 2 considerando el promedio por día para luego ponderarlo al consumo del mes.

Tiene un alcance exploratorio debido a que la implementación del sistema fotovoltaico autónomo queda como un preámbulo para futuras investigaciones, debido a que no se han realizado estos tipos de estudios en el recinto.

Posee un alcance explicativo debido a que al concluir la investigación se debe tener la capacidad de explicar por qué resulta o no viable la implementación de dicho sistema como una energía alternativa en el laboratorio.

Obtención de datos.

Fuente: equipos eléctricos del Centro de Cómputo Multimedia 2 de la Facultad de Tecnología de la Industria.

Método de recolección de datos:

Aparato: "CLAMP UT 243", la medición se realizará con ayuda de un profesor de la F.T.I con experiencia en el uso de dichos equipos.

Localización

Ciudad de Managua, UNI-RUPAP, ubicado a 12°08'12.0" N, 86°13'26.3" O.

Matriz de datos.

- Variable a medir: Consumo eléctrico en tiempo real

Recursos disponibles: económico (satisfactorio)

Tiempo: 5 días de lunes a viernes.

- Variable a medir: Radiación Solar

Análisis de datos:

En el caso de la variable consumo eléctrico se hace a través de promedios de mediciones reales y gráficas que muestran el comportamiento real de consumo en el centro, también se observa a través del uso del programa Solarius PV las incidencias de radiación solar en el lugar lo cual facilita el uso de algunos factores en base a la posición localizada, todo esto ayuda al ingreso de los datos necesarios en las fórmulas para el diseño del sistema.

CAPITULO I

**Cuantificación del consumo de energía del
centro de cómputo multimedia II de la
Facultad de Tecnología de la Industria.**

1.1 Introducción

En este capítulo se aborda todo lo referente al consumo de energía que demandan los equipos del Centro de Computo Multimedia 2, los que se obtuvieron por las mediciones realizadas en lapso de tiempo de 5 días laborados una semana, en dicho centro.

1.1 Cuantificación del consumo de energía del Centro de Computo Multimedia 2 de la Facultad de Tecnología de la Industria (FTI).

1.1.1 Ubicación del estudio.

El Centro de Computo Multimedia 2 se encuentra en las coordenadas 12°08'12.0" N, 86°13'26.3" O.

1.1.2 Consumo energético actual del Centro de Computo Multimedia 2 del FTI.

El Centro de Computo Multimedia 2 de la FTI registra un consumo actual de 1745.9562 kWh/mes, para esto se estableció una cantidad de 24 días al mes para obtener el consumo total mensual; la carga de potencia al día consumida se obtuvo por un promedio de cargas en días laborados en una semana en el centro de cómputo, de lunes a viernes. Cabe señalar que este registro de consumo se llevó a cabo con un Digital Power Clamp UNI-T UT243, ya que la universidad no cuenta con facturación que indique cual es el registro de consumo energético de dicho centro, sino que solo cuenta con el consumo general de carga de toda la universidad.

1.2 Análisis de las mediciones.

En la siguiente tabla se refleja el consumo de los equipos que utilizan energía eléctrica, atendiendo a que los valores son reflejados en las mediciones puntuales hechas con un multímetro de Digital Power Clamp para obtener la demanda de potencia en comportamiento real de los equipos.

Tabla 1. Mediciones puntuales de los equipos eléctricos.

Equipo	Número de equipos	Marca	Capacidad	Demanda promedio (KW).	Demanda total de equipos (kW).	Demanda máxima. (kW).
Computador	42	Varios	-	0.047	1.96	1.96
Lámparas	12	-	-	0.185	2.22	2.22
Aire A. 1	1	-	-	3.83	3.83	15.4
Aire A. 2	1	-	-	3.55	3.55	15.4
Data S.	1	-	-	0.12	0.12	0.12
Total					11.68	35.1

Cabe destacar que la demanda total de los equipos registrada en la columna 6 de la tabla 1 corresponde a las medidas en funcionamiento normal de los equipos. La demanda máxima registrada en la columna 7 corresponde a la demanda máxima incluyendo los picos de corriente registrado por los compresores de cada aire acondicionado, la cual funciona para romper la inercia del rotor. Los datos se obtuvieron de la ficha técnica de los aires. A continuación, detalles:

Tabla 2. Tarifa actualizada a entrar en vigencia el 1 de marzo del 2020

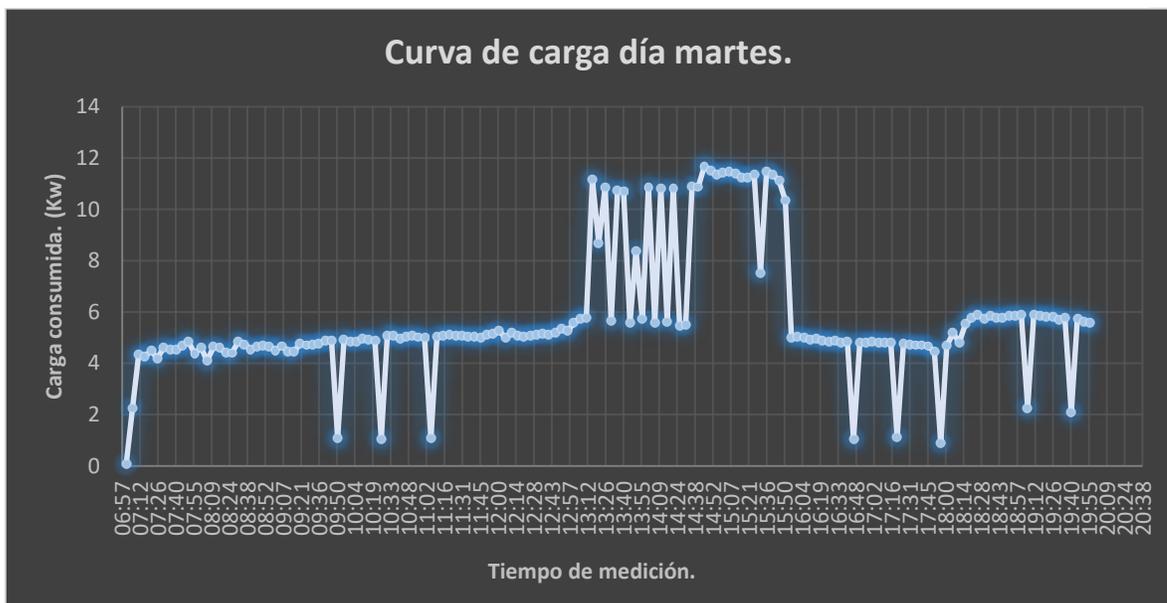
MEDIA TENSION (VOLTAJE PRIMARIO EN 13.8 Y 24.9 KV)						
Tipo de tarifa	Aplicación	Tarifa		Cargo por		
		Código	Descripción	Energía (C\$/kWh)	Potencia (C\$/kW-mes)	
General mayor	Carga contratada mayor de 25 kW para uso general (Establecimientos Comerciales, Oficinas Públicas y Privadas Centro de Salud, Hospitales, etc.)	T-2D	TARIFA BINOMIA SIN MEDICIÓN HORARIA ESTACIONAL			
			Todos los kWh		6.9719	
			kW de Demanda Máxima			1,024.34

1.3 Análisis del consumo de potencia.

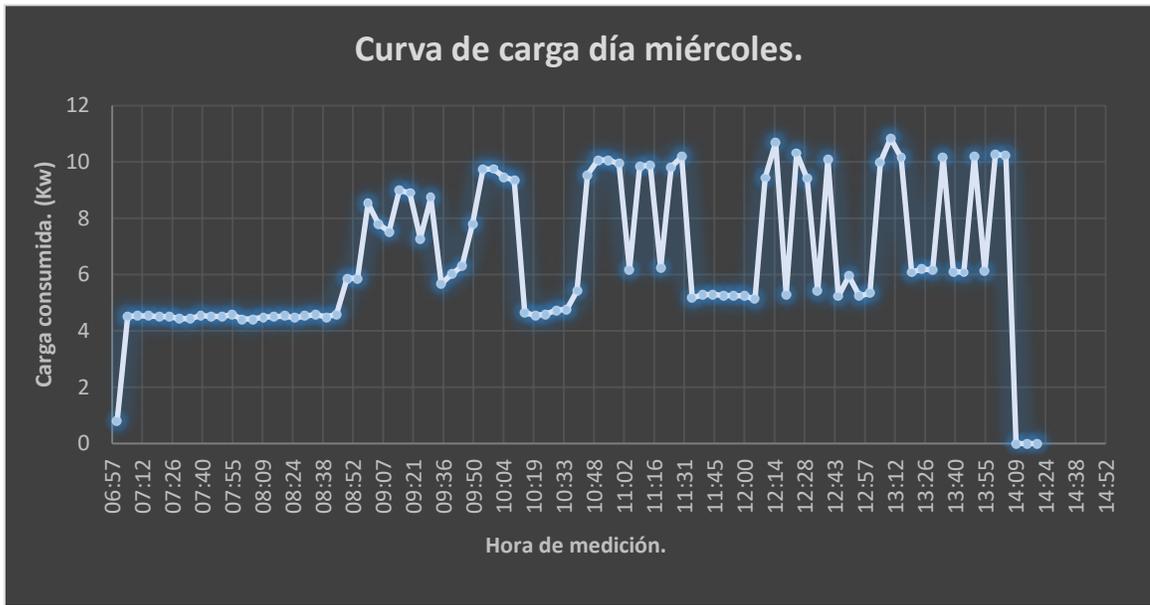
La curva de carga permite obtener información sobre el comportamiento del consumo de un sistema eléctrico a lo largo del tiempo. La curva de carga que se obtuvo a través de las lecturas tomadas se muestra a continuación, detallando los resultados de los días laborados en el centro, correspondientes a los días de consumo energético:



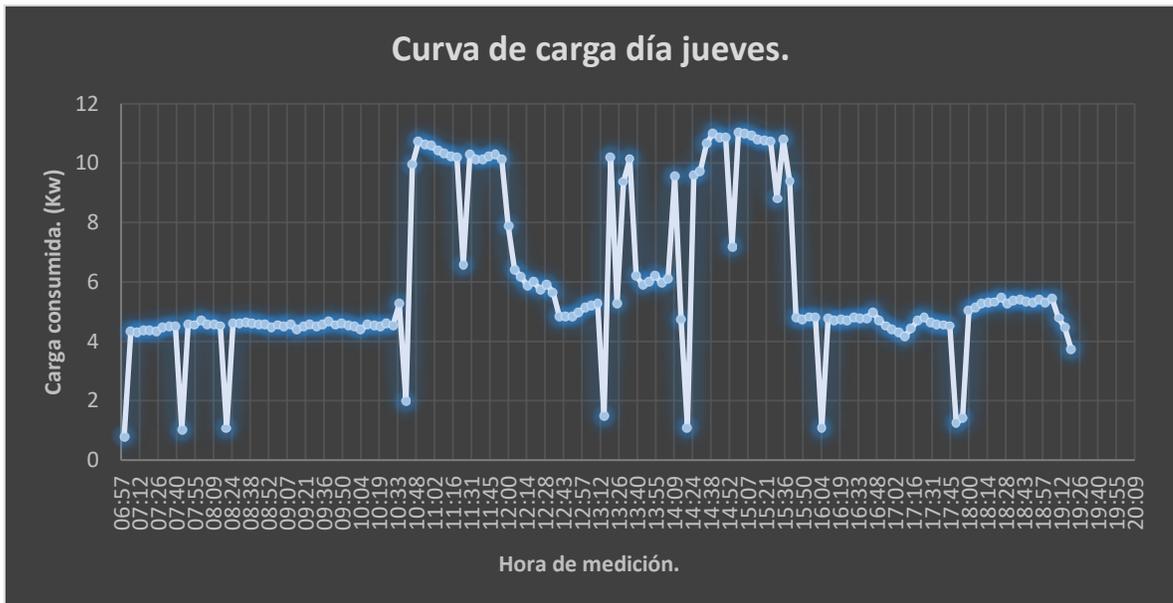
Gráfica 1. Curva de carga día lunes. Fuente: Elaboración propia



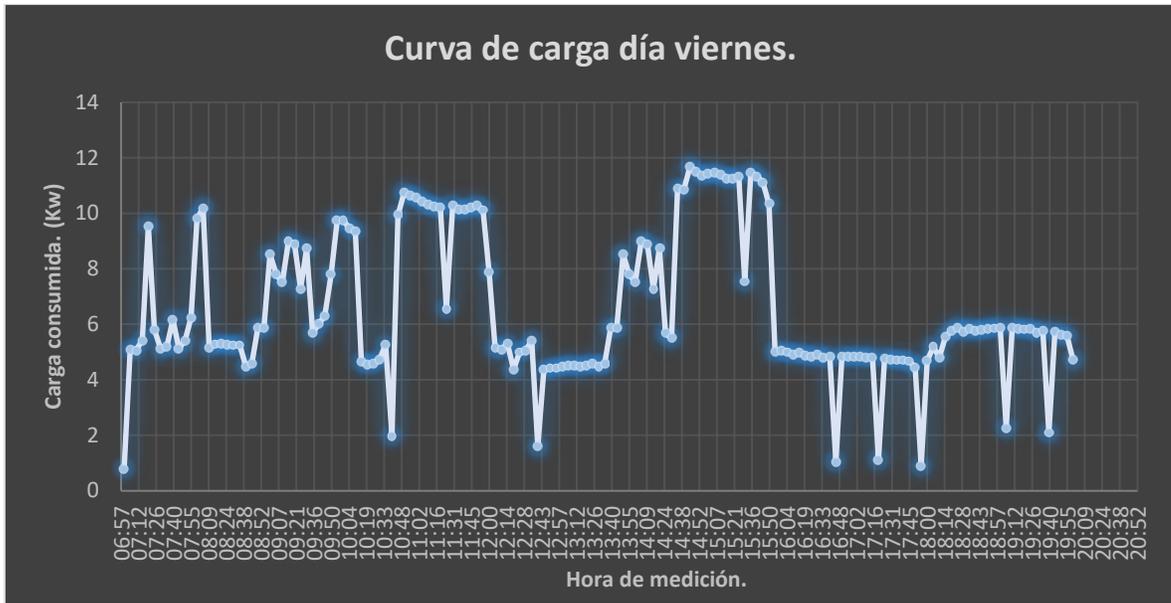
Gráfica 2. Curva de carga del martes. Fuente: elaboración propia.



Grafica 3. Curva de carga día miércoles. Fuente: Elaboración propia.



Grafica 4. Curva de carga día jueves. Fuente: Elaboración propia.



Grafica 5. Curva de carga día viernes. Fuente: Elaboración propia.

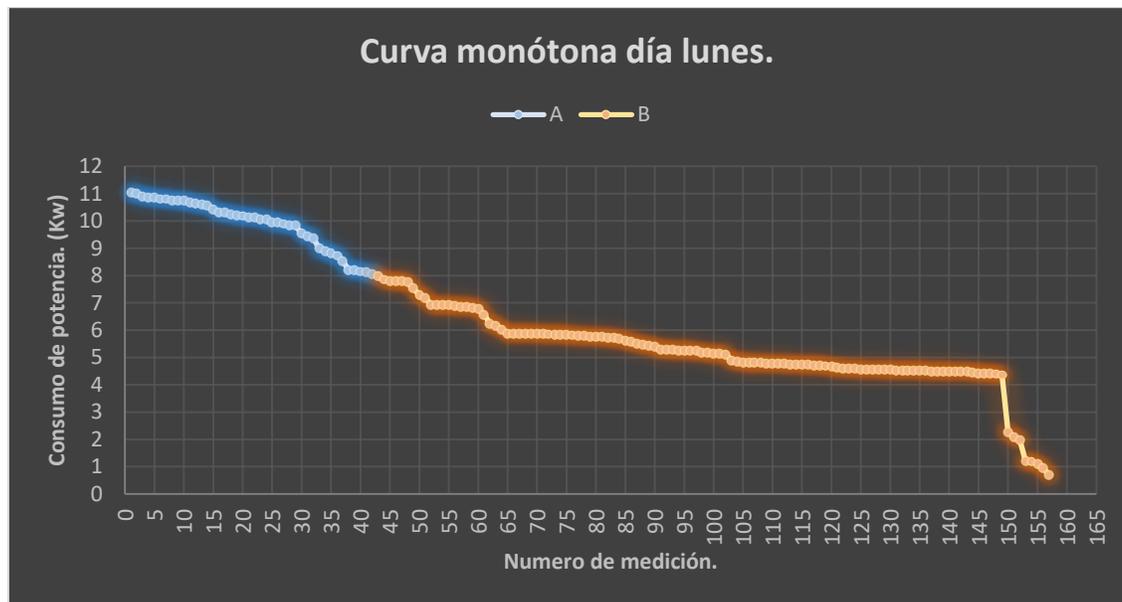
De las curvas de carga se observa que el centro de cómputo tenía un horario de operación, de las 7:00 am hasta las 8:05 pm, a excepción del día miércoles en donde operaba desde las 7:00 am hasta las 2:10 pm.

De las curvas de carga se pueden hacer los siguientes comentarios:

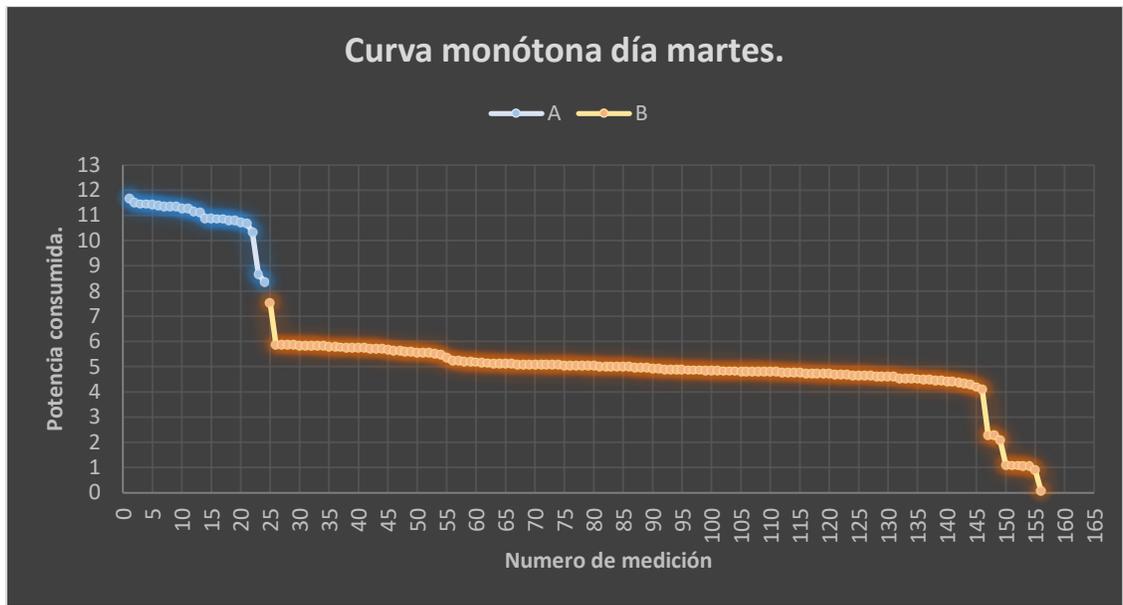
- A las 7:00 am se dio comienzo al uso de los equipos de cómputo de dicho centro y de 2 aires acondicionados con lo que cuenta, por eso se puede apreciar los picos máximos que se generan mayores a 10 KW normalmente, a excepción del día martes en el que no se le dio velocidades de giro a los aires acondicionados.
- En el turno nocturno se da una disminución del uso de equipos de cómputo, debido a que la cantidad de estudiantes que se presentan es menor, con respecto a la de los turnos diurnos, por eso se puede apreciar una disminución en la carga a partir de la 5:30 pm.
- Por la activación de los aires acondicionados, a mediodía, los picos de carga siguen vigentes, aunque con baja velocidad de giro, más no la de los equipos de cómputo y proyector los cuales se encuentran apagados.

- En el turno nocturno disminuye la demanda de potencia de los aires acondicionados por eso se observa en la gráfica que están los picos por debajo de 8 KW, esto se debe a las pocas personas presentes, lo que se traduce en disminución del uso de equipos.
- Los aires acondicionados se apagan a las 8:00 pm, así como los equipos eléctricos en su totalidad.

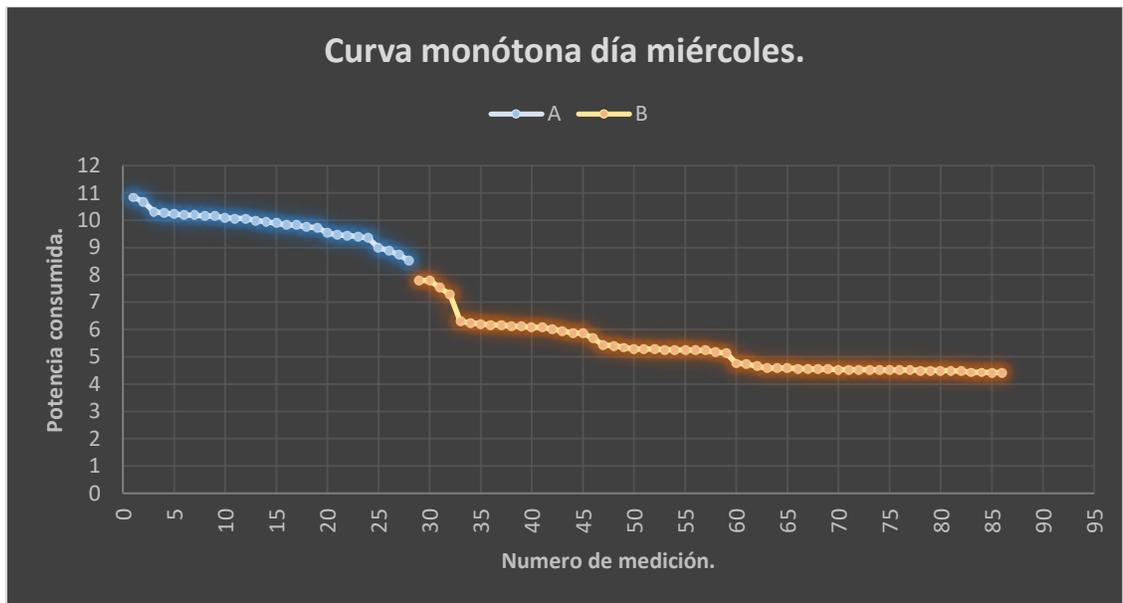
Para conocer el consumo energético de potencia del Centro de Computo Multimedia 2, se realiza la curva monótona la cual representa en forma descendente los valores registrados de potencia a través del Digital Power Clamp y en los que se seccionó valores de acuerdo al comportamiento de consumo y la cantidad de veces en que se obtuvo, estos datos se muestran por día a continuación:



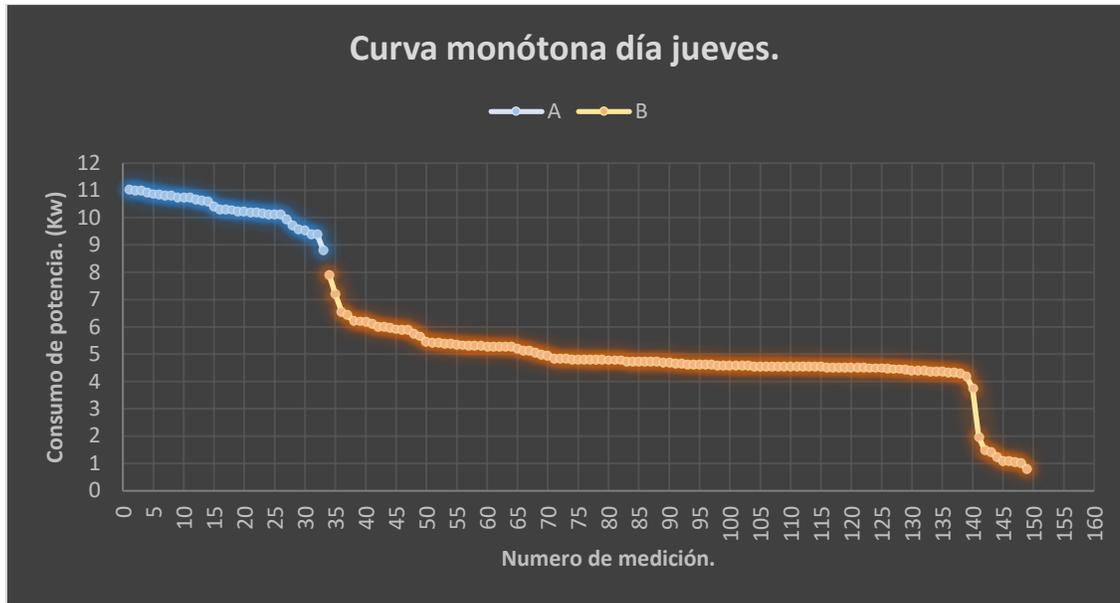
Gráfica 6. Curva monótona día lunes. Fuente: Elaboración propia.



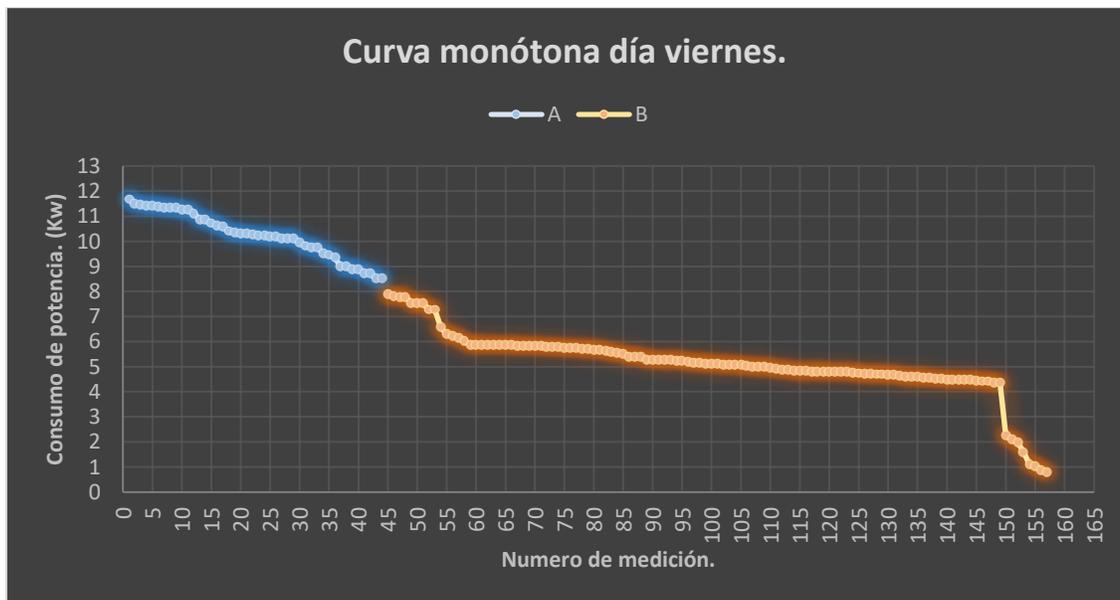
Grafica 7. Curva monótona día martes. Fuente: Elaboración propia.



Grafica 8. Curva monótona día miércoles. Fuente: Elaboración propia.



Gráfica 9. Curva monótona día jueves. Fuente: Elaboración propia.



Gráfica 10. Curva monótona día viernes. Fuente: Elaboración propia.

De las curvas monótonas antes descritas se obtienen las siguientes observaciones:

- El segmento A corresponde a los picos de encendido de los aires acondicionados lo cual corresponde a medidas registradas mayores o iguales a 8 KW, las que se describen a continuación según el día:

Lunes:

El 26.75 % del total de mediciones, realizadas en este día, equivale a una cantidad de 3.478 horas al día, en este tiempo hay una demanda de 9.8931 KW y el consumo diario registrado es producto de las horas equivalente a la lectura por la demanda obtenida anteriormente, con el resultado de 34.4053 KWh/día.

Martes:

Un 15.38 % del total de mediciones realizadas equivale a una cantidad de 1.9872 horas al día, en este tiempo hay una demanda de 10.9033 KW y el consumo diario registrado es de 21.6669 KWh/día.

Miércoles:

El 32.56 % del total de mediciones realizadas equivale a una cantidad de 2.3064 horas al día, en este tiempo hay una demanda de 9.8046 KW y el consumo diario registrado es de 22.6136 KWh/día.

Jueves:

El 22.15 % del total de mediciones realizadas equivale a una cantidad de 2.7315 horas al día, en este tiempo hay una demanda de 10.3142 KW y el consumo diario registrado es de 28.1737 KWh/día.

Viernes:

Un 28.03 % del total de mediciones realizadas equivale a una cantidad de 3.6433 horas al día, en este tiempo hay una demanda de 10.2518 KW y el consumo diario registrado es de 37.3506 kWh/día.

- El segmento B corresponde al comportamiento en baja velocidad de los aires acondicionados más la carga de los demás equipos eléctricos del centro de cómputo, con valores de carga que son menores a los 8 KW y los cuales se registraron de la siguiente forma:

Lunes:

Un 73.25 % del total de lecturas realizadas, es el tiempo proporcionado de 9.5223 horas y en el cual también se obtuvo un valor de carga de 5.1812 KW, cuyo producto es un consumo de 49.3371 KWh/día.

Martes:

El 84.62 %, del total de mediciones hechas en este día, resulta en un tiempo de 10.9295 horas y en el cual también se obtuvo un valor de carga de 4.7808 KW, donde los 52.2522 KWh/día se debe al producto de la carga promedio y las horas determinadas.

Miércoles:

Un 67.44 % corresponde a un tiempo de 4.7776 horas del total de lecturas realizadas en este día y en el cual se obtuvo un valor de carga de 5.2802 KW, que da como resultado un consumo de 25.2265 KWh/día.

Jueves:

El 77.8523 %, del total de mediciones hechas correspondiente al día jueves, equivalen a un periodo de 9.60176 horas y a un valor de carga de 4.6677 KW, que determinó un consumo de 44.8179 KW/día

Viernes:

Un 71.97 % equivale a 9.3567 horas, que determinó un valor de carga de 5.1190 KW, con un consumo de 47.8971 KWh/día.

Al sumar el consumo de energía de cada segmento dio como resultado un consumo total por día mostrado en la siguiente tabla:

Tabla 3. Carga consumida por día.

Día	Carga consumida (KWh)
Lunes.	83.7424
Martes.	73.9191
Miércoles.	47.8401
Jueves.	72.9916
Viernes.	85.2477

Se determina el consumo por cada uno de los días laborados, se establece el consumo óptimo de 72.7481 KWh/día para evitar el sobre dimensionado del sistema fotovoltaico; se consideran 24 días laborales del Centro de Cómputo, el producto resulta que el consumo de energía es de 1745.9562 KWh/mes.

Se procede a estimar los costos energéticos teniendo en cuenta que se conoce la demanda, consumo y los pliegos tarifarios vigentes:

Tabla 4. Estimación del costo de la energía en el Centro de Computo Multimedia 2 del FTI.

Consumo y demanda		
	Consumo de energía (KWh/mes)	Demanda de energía (KW)
Centro de cómputo multimedia 2 de la FTI.	1745.9562	11.68
Costos de operación		
Consumo de energía	6.9719	(C\$/kWh)
Demanda de energía	1,024.34	(C\$/KW-mes)
Costo total		
Consumo de energía	12172.632	(C\$/mes)
Demanda de energía	11964.2492	(C\$/mes)
Total	24136.8812	(C\$/mes)

Capítulo II

Dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico autónomo.

2.1 Introducción

El procedimiento de dimensionado del sistema fotovoltaico autónomo toma como punto de partida los datos de consumo de las cargas a satisfacer y los datos de radiación solar para el mes más desfavorable; conocidas estas especificaciones, se hace la elección de características fundamentales del sistema como son la tensión nominal y los componentes.

Se hace el dimensionado básico de los equipos que componen el sistema que consiste en determinar los parámetros cada uno de ellos.

Para definir el número de módulos fotovoltaicos y su disposición serie-paralelo se toma el consumo eléctrico, potencia pico, tensión de cada módulo fotovoltaico y la tensión nominal del sistema en el conjunto de acumulación, se determina la capacidad total en amperios-horas de las baterías, esto permite conocer la cantidad de baterías y su disposición en serie-paralelo, de datos como la capacidad y tensión de cada batería y la tensión nominal del sistema.

En el sistema se determina la corriente máxima de entrada del regulador, que proviene del campo fotovoltaico y por último la conversión de corriente directa en alterna, en el que se determina la potencia nominal del inversor.

Se realizan el dimensionamiento eléctrico del sistema en el cual se aborda la configuración del mismo, que determina la forma de conexión y dispositivos de protección que se utilizan y el cálculo de la sección de cableado, esto se realiza respetando las normas eléctricas, EIC 60269-6 gPV y American Wire Gauge, (AWG).

2.2 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico autónomo.

El sistema fotovoltaico se diseñó de acuerdo a la energía eléctrica consumida por el Centro de Computo Multimedia 2, se cuantifica la cantidad de los distintos dispositivos que conforman el sistema, para suplir la demanda energética requerida.

2.2.1 Potencia generada por el panel fotovoltaico.

Para la selección de potencia de los paneles fotovoltaico es necesario que, el arreglo de paneles deba solventar las potencias de carga diaria consumida por los equipos del centro de cómputo y las pérdidas presentes en el sistema.

2.2.2 Selección de los paneles fotovoltaicos.

Para seleccionar el panel adecuado de la instalación se calcula la energía real necesaria L_{md} del sistema fotovoltaico, las pérdidas y el consumo diario real en corriente alterna de los equipos en el centro de cómputo a través de la siguiente fórmula: (Aguilera, Hontoria, & Muñoz, 2012, pág. 12)

$$L_{md} = \frac{L_{md,ac}}{\eta_{BAT} * \eta_{INV} * \eta_{CON}} \quad \text{Ec.6}$$

Donde:

$L_{md, ac}$: Energía consumida en corriente alterna ($\frac{Wh}{día}$)

η_{BAT} : Rendimiento de la batería.

η_{INV} : Rendimiento del inversor.

η_{CON} : Factor de rendimiento de los conductores.

L_{md} : Consumo medio diario (Energía real requerida por el sistema en un día)
($\frac{Wh}{día}$)

$$L_{md} = \frac{72748 \text{ } \frac{wh}{día}}{(0.85)(0.96)(0.98)}$$

$$L_{md} = 90971.3886 \text{ } \frac{wh}{día}$$

Conocido este valor, se procede a la selección de los paneles del sistema, la empresa ERA SOLAR, oferta paneles de la marca PEIMAR que cuentan con 72 células de silicio monocristalino de 400 w, para altas generaciones de potencia siendo esta una necesidad dentro de la instalación.

Figura 4. Ficha técnica del panel fotovoltaico PEIMAR SM400M 70 células monocristalino.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS (STC) ⁽¹⁾	SM400M
Potencia pico (Pmax)	400 W
Tolerancia de potencia	0/+5 W
Tensión a Pmax (Vmp)	40.60 V
Corriente a Pmax (Imp)	9.86 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	48.64 V
Corriente de corto circuito (Isc)	10.30 A
Tensión máxima de sistema	1500 V
Máximo valor nominal del fusible	15 A
Eficiencia Módulo	20.17%
Clase de protección contra descarga eléctrica	Clase II

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Células	72 (6x12) M3 monocristalinas PERC
Tamaño Células	158.75x158.75 mm / 6.25x6.25"
Cubierta Frontal	3.2 mm / 0.12" grosor. vidrio templado
Cápsula	TPT (Tedlar-PET-Tedlar)
Cubierta Posterior	EVA (Etilene Vinil Acetato)
Marco	Aleación de aluminio anodizado doble grosor
Acabados Marco	Plata
Acabados Lámina posterior	Blanco
Diodos	3 Diodos de Bypass
Caja de conexiones	certificado IP67
Conectores	MC4 o conectores compatibles
Longitud Cables	1100 mm / 43.3"
Sección Cables	4.0 mm ² / 0.006 in ²
Tamaño	1979x1002x40 mm / 77.91x39.44x1.57"
Peso	22 Kg / 48.5 lbs
Carga máxima	Certificado per 5400 Pa

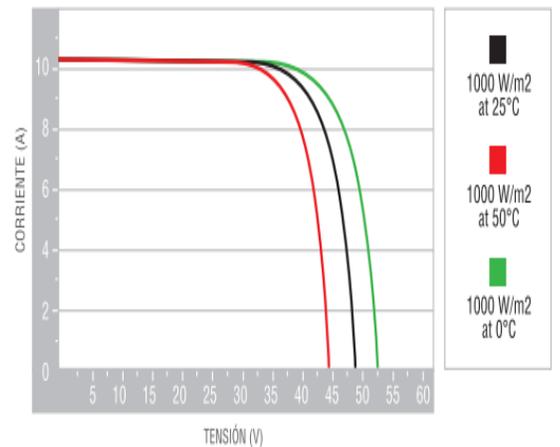
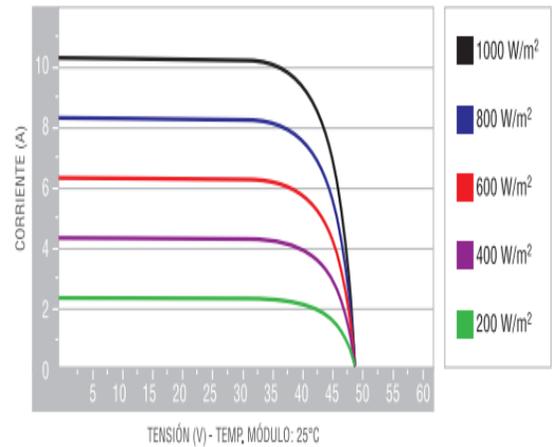
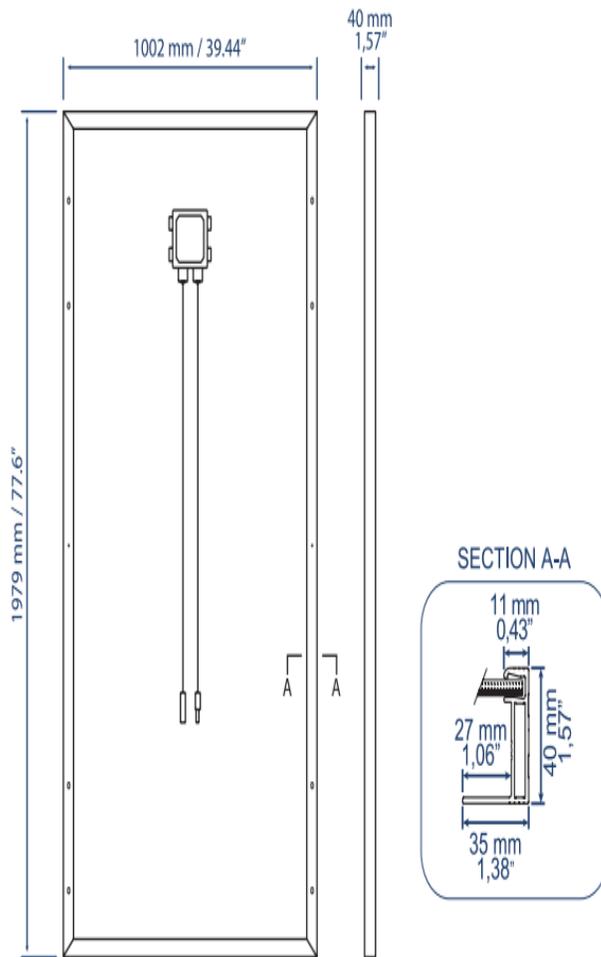
CARACTERÍSTICAS TEMPERATURA

NOCT ⁽²⁾	45±2 °C
Coefficiente temperatura de la potencia máxima	-0.40 %/°C
Coefficiente temperatura de la tensión de circuito abierto	-0.32 %/°C
Coefficiente temperatura de la corriente de corto circuito	0.047 %/°C
Temperatura de funcionamiento	-40 °C ~ +85°C

EMBALAJE ⁽³⁾

Medidas Palé	2000x1200x1210 mm / 78.7x47.2x47.6"
Paneles por Palé	27
Peso	630 Kg / 1388.9 lbs

Figura A. Datos del panel fotovoltaico seleccionado



- 1. STC (Standard Test Condition): Irradiación 1000W/m², Temperatura del módulo 25°C, Aire 1.5
- 2. NOCT: Nominal Operation Cell Temperature Sun 800W/m²; Air 20°C; Wind speed 1m

Figura B. Dimensiones del panel fotovoltaico seleccionado

2.2.3 Tamaño del arreglo fotovoltaico.

Para determinar el tamaño del arreglo fotovoltaico se requiere de la energía real necesaria del sistema, en donde se incluye la carga que se consume, más pérdidas por eficiencia (L_{md}) y Horas Sol Pico incidente sobre el plano de los paneles en el ángulo óptimo (HSP_{α}). Siendo la carga real consumida de $90971.3886 \text{ } \frac{wh}{\text{día}}$.

La hora sol pico (HSP) es la cantidad de energía solar que incide en una superficie perpendicular en determinada longitud y latitud, la cual varía de acuerdo a la región geográfica donde se pretende instalar el sistema solar fotovoltaico, está dado por tablas de programas como el Solarius Pv, que brindan los datos de radiación solar. Se obtiene dividiendo la irradiación percibida por un lugar en particular, medida en Kwh/m^2 y la irradiación máxima ideal percibida sin pérdidas que se estipula es de $1000 W/m^2$. (Abella, 2010).

La irradiación diaria media por mes para la ubicación específica del lugar se obtuvo del Solarius PV, el cual cuenta con un paquete de datos actualizados en una de sus herramientas, llamada meteonorm 7.1 los datos se muestran a continuación:

Tabla 5. Irradiación sobre el plano horizontal. Tomado del programa Solarius.

Irradiación sobre el plano horizontal.											
Irradiación diaria media (Kwh/m ²)											
Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
4.73	5.33	5.95	5.86	5.23	4.72	4.94	5.14	4.68	4.65	4.39	4.46

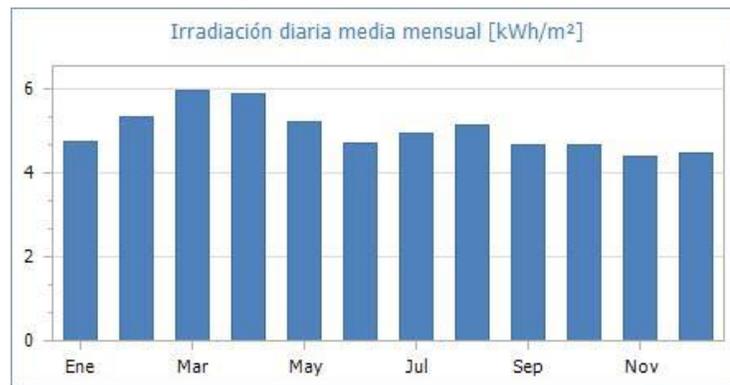


Tabla 6. Irradiación diaria media mensual. Fuente: Elaboración propia a través del programa Solarius Pv

Factor de sombra

Es un coeficiente que muestra los obstáculos que producen sombras en el lugar de instalación, este se obtiene mediante un levantamiento panorámico del sitio donde se aplicará el montaje del sistema y se analiza con el programa Solarius PV donde se establece los obstáculos que en su mayoría son árboles, lo cual

genera un factor de sombra de 0.98 y hace que varíen los valores de irradiación diaria media.

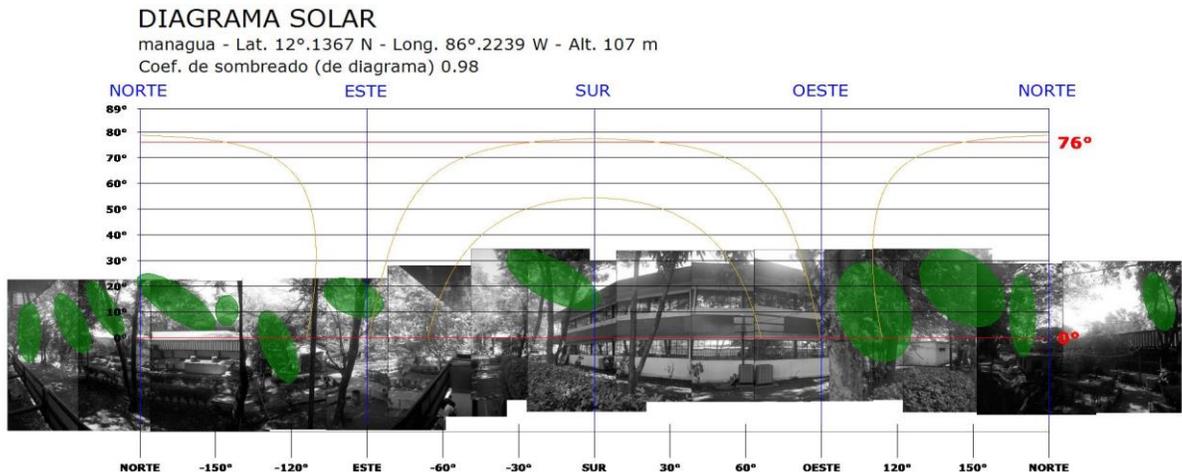


Tabla 7. Coeficiente de sombreado. Fuente: Elaboración propia a través del programa Solarius Pv.

Tabla 8. Irradiación sobre el plano horizontal con factor de sombra.

Irradiación sobre el plano horizontal											
Irradiación diaria media (Kwh/m ²) con factor de corrección de sombra.											
Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
4.73	5.33	5.95	5.68	4.9	4.41	4.62	4.83	4.68	4.65	4.39	4.46
HSP (horas)											
4.73	5.33	5.95	5.68	4.9	4.41	4.62	4.83	4.68	4.65	4.39	4.46

El ángulo de elevación que se seleccionó del sol es de 76° debido a que es el más bajo de los promedios en los meses del año estando el sol al medio día. Para este fin se utiliza la fórmula para encontrar el ángulo de elevación para lugares situados en el hemisferio norte:

$$\alpha = 90 - \varphi + \sigma \tag{Ec.7}$$

Donde:

α = ángulo de elevación.

φ = latitud del lugar. → la latitud es de 12.1367N

σ = declinación

La declinación se encuentra con siguiente formula:

$$\sigma = -23.45^\circ \times \cos\left(\frac{360}{365} \times (d + 10)\right) \quad \text{Ec.8}$$

Donde:

d: es el día en el que se quiere encontrar la declinación.

Se encuentran promedios por meses de los ángulos de elevación obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 9. Angulo de elevación (α) promedio al día por mes.

Angulo de elevación media diaria al mes (grados)											
Ene	Feb	Mar	Abril	May	Jun	Julio	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
77.2946	78.2583	78.2225	76.01	77.2953	78.2197	78.5148	78.2789	77.0799	77.2642	78.0826	78.5138

La radiación calculada es de superficies horizontales, para conocer la variación de la radiación con el ángulo de 12.5° que es la inclinación óptima correspondiente con la latitud de la zona, se usa siguiente formula: (Barrera, 2014, pág. 22)

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0)}{1 - 4.46 \times 10^{-4} * \beta_{opt} - 1.19 \times 10^{-4} * \beta_{opt}^2} \quad \text{Ec.9}$$

Donde:

$G_a(\beta_{opt})$: Radiación solar global obtenida a un determinado ángulo de inclinación.

$G_a(0)$: Irradiación global horizontal.

β_{opt} : Angulo óptimo de inclinación del panel solar.

Tabla 10. Irradiación global obtenida al ángulo óptimo del sistema.

Irradiación global con inclinación de 12 grados respecto a la horizontal											
Irradiación diaria media (Kwh/m ²)											
Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
4.85	5.46	6.1	5.82	5.02	4.52	4.73	4.95	4.8	4.77	4.5	4.57
HSP (horas)											
4.85	5.46	6.1	5.82	5.02	4.52	4.73	4.95	4.8	4.77	4.5	4.57

Para efectos de cálculos se toma la HSP menor encontrado en el año, para garantizar que, en el momento de la menor cantidad de irradiación captada por el sistema, pueda suplir la carga requerida sin problemas. El mes de menor incidencia de radiación solar es el de noviembre el cual tiene un HSP de 4.5. Teniendo en cuenta los vatios picos del panel y las HSP se calculan los paneles necesarios: (Barrera, 2014, pág. 17)

$$N^{\circ} \text{ de modulos fotovoltaicos} = \frac{L_{md}}{W_p * HSP_{\alpha} * (1 - \eta_d)} \quad \text{Ec.10}$$

Donde:

L_{md} : es la energía real diaria necesaria. $\left(\frac{Wh}{\text{día}}\right)$

W_p : Los vatios pico del módulo fotovoltaico que se utiliza en la instalación.

HSP_{α} : Horas sol pico incidente sobre el plano de los paneles en el ángulo óptimo.

η_d : es un factor global de pérdida que se producen en el generador fotovoltaico.

Se suman las pérdidas del sistema, que en general no coincide con el punto de máxima potencia de los paneles. Abarca la disminución de potencia entre la nominal y la real de los módulos. Los fabricantes aseguran una potencia pico nominal $\pm 10\%$, teniendo en cuenta todos estos factores, las pérdidas de potencia del generador son del 25 % según los distribuidores y diseñadores de sistemas fotovoltaicos.

$$N^{\circ} \text{ de modulos fotovoltaicos} = \frac{90971.3886 \text{ wh/día}}{400w * 4.50 * (1 - 0.25)}$$

$$N^{\circ} \text{ de modulos fotovoltaicos} = 66.3862 \approx 66 \text{ modulos.}$$

2.2.3.1 Numero de paneles conectados en serie.

El número de módulos en serie está determinado por la tensión nominal del sistema, siendo el número entero igual al cociente entre la tensión nominal del sistema (V_N) y la tensión del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico seleccionado bajo condiciones estándar de medida (STC): (Abella, 2010, pág. 12)

$$N_{ms} = \frac{V_N}{V_{mp}} \quad \text{Ec.11}$$

Donde:

V_N : Tensión nominal del sistema. (V)

V_{mp} : Tensión a máxima potencia del panel fotovoltaico.

El voltaje nominal del sistema se selecciona por recomendación de los diseñadores de sistemas fotovoltaicos de la empresa SUNI-SOLAR, quienes orientan que cuando el consumo de potencia es mayor a 5000 W se elige una tensión de 48 V como tensión del sistema y según ficha técnica del panel seleccionado, la tensión es de 40.6 V en el punto de máxima potencia.

$$N_{ms} = \frac{48 \text{ V}}{40.6 \text{ V}}$$

$$N_{ms} = 1.1822 \approx 2 \text{ paneles en serie.}$$

2.2.3.2 Numero de paneles conectados en paralelo.

El cálculo de número de módulos conectados en paralelo se realiza con el cociente entre el total de módulos del sistema (N_t) y el número de módulos conectados en serie (N_{ms}).

$$N_{mp} = \frac{N_t}{N_{ms}} \quad \text{Ec.12}$$

$$N_{mp} = \frac{66 \text{ modulos}}{2}$$

$N_{mp} = 33$ paneles en paralelo.

2.2.4 Selección de la batería.

Se debe conocer la cantidad de energía de consumo instalada (capacidad del banco de baterías); los Amperios-horas requeridos, así como el voltaje de los equipos, artefactos o herramientas a usarse. Una vez obtenida la energía real requerida (L_{md}) que resulta ser de $90971.3886 \text{ Wh/día}$ se calcula la capacidad del banco de batería: (Abella, 2010, pág. 11)

$$CB^* = \frac{L_{md} * N}{DOD * \eta_c} \quad \text{Ec.13}$$

Donde:

L_{md} : Es la energía real diaria necesaria. $\left(\frac{Wh}{día}\right)$

CB^* : Capacidad del banco de baterías

N: días de autonomía.

DOD: Máxima profundidad de descarga

η_c : Perdida en los cables.

$$CB^* = \frac{\left(90971.3886 \text{ Wh/día}\right) * 1 \text{ día}}{(0.8) * (0.98)}$$

$$CB^* = 116034.934 \text{ Wh}$$

Para poder obtener el tamaño del sistema de acumulación en amperios horas (Ah) se dividen la capacidad del banco de baterías (CB^*) entre el voltaje nominal: (Abella, 2010, pág. 11)

$$CB = \frac{CB^*}{V_N} \quad \text{Ec.14}$$

$$CB = \frac{116034.934 \text{ wh}}{48 \text{ v}}$$

$$CB = 2417.3944 \text{ Ah.}$$

Conocida la capacidad del banco de batería en Ah se calcula la cantidad de baterías en serie y en paralelo. (Abella, 2010, pág. 13)

$$N_{BS} = \frac{V_n}{V_b} \tag{Ec.15}$$

Donde:

N_{BS} : Numero de baterías en serie.

V_b : Voltaje de la batería seleccionada. (V).

$$N_{BS} = \frac{48 \text{ v}}{6 \text{ v}}$$

$$N_{BS} = 8$$

Se selecciona la batería de ciclo profundo, MARCA TROJAN L-16E-AC 6V 370 Ah. Esta incorpora la nueva tecnología de Trojan DURAGrid, la cual ofrece rendimientos de carga excelentes permitiendo así que la Batería TROJAN L-16E-AC 6V 370 Ah se cargue rápidamente a lo largo de toda su vida.

La Batería TROJAN L-16E-AC de 6V a 370 Ah, ha incorporado un nuevo separador denominado MaxGuard XL, que le permite ser aún más resistente a la estratificación del electrolito dado que dicho separador es un 30% más grueso que sus anteriores modelos. Le han incorporado la pasta Plus con T2 Technology; la cual es una fórmula de pasta de alta densidad elaborada precisamente para ofrecer un sorprendente rendimiento de la batería en este dispositivo se incorpora para optimizar la porosidad del material activo, repercutiendo así en el rendimiento durante un período más prolongado. La ficha técnica de la batería se muestra a continuación:

Figura 5. Ficha técnica de la batería L16e-ac Trojan.



TROJAN
BATTERY COMPANY

DATA SHEET

MOTIVE L16E-AC

MODEL **L16E-AC with Bayonet Cap**
 VOLTAGE **6**
 MATERIAL **Polypropylene**
 DIMENSIONS **Inches (mm)**
 BATTERY **Deep-Cycle Flooded/Wet Lead-Acid Battery**
 COLOR **Maroon**
 WATERING **HydroLink™ Watering System**

MADE IN THE
USA

WITH **T₂** TECHNOLOGY



6 VOLT

PHYSICAL SPECIFICATIONS

BCI	MODEL NAME	VOLTAGE	CELL(S)	TERMINAL TYPE ⁶	DIMENSIONS ⁸ INCHES (mm)			WEIGHT ⁹ LBS. (kg)
					LENGTH	WIDTH	HEIGHT ⁷	
903	L16E-AC	6	3	4	12.31 (313)	6.85 (174)	16.41 (417)	99 (45)

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

CRANKING PERFORMANCE		CAPACITY ¹ MINUTES		CAPACITY ² AMP-HOURS (Ah)				ENERGY (kWh)	INTERNAL RESISTANCE (mΩ)	SHORT CIRCUIT CURRENT (amps)
C.C.A. ³ @ 0°F (-18°C)	C.A. ⁴ @ 32°F (0°C)	@ 25 Amps	@ 75 Amps	5-Hr	10-Hr	20-Hr	100-Hr	100-Hr		
—	—	766	185	303	340	370	411	2.47	—	—

Cálculo del número de baterías en paralelo.

El número de batería en paralelo se calcula con la siguiente formula:

$$N_{BP} = \frac{CB}{C_{BN}} \tag{Ec.16}$$

Donde:

N_{BP} : Numero de baterías en paralelo

C_{BN} : Capacidad de la batería seleccionada (Ah).

$$N_{BP} = \frac{2417.3944 \text{ Ah}}{370 \text{ Ah}}$$

$$N_{BP} = 6.5334 \approx 7$$

El número total de baterías a utilizar es:

$$N_{tb} = N_{BS} * N_{BP} \quad \text{Ec.17}$$

Donde:

N_{tb} : Número total de batería del sistema.

$$N_{tb} = 8 * 7$$

$$N_{tb} = 56 \text{ baterias.}$$

Se consideró instalar el arreglo de las baterías requeridas por el sistema, en la parte trasera del centro de cómputo, con la finalidad de que estas no se encuentren ubicadas lejos de los inversores, ya que provocaría más pérdidas energéticas de acuerdo con las empresas distribuidoras y diseñadoras de sistemas fotovoltaicos.

2.2.5 Selección del regulador de carga.

Se selecciona en función de la tensión nominal del sistema y de la corriente de operación. Es recomendable que la corriente máxima de operación del regulador, I_R , sea como mínimo un 20 % superior a la máxima corriente nominal del sistema. (Solar Energy, 2011)

Para calcular la corriente de operación se utiliza la siguiente ecuación: (Mejía V., 2019, pág. 82)

$$I_R = (1.2 * N_{mp}) * I_{cc} \quad \text{Ec.18}$$

Donde:

1.2: Coeficiente de operación, recomendado por los diseñadores y distribuidores de sistemas fotovoltaico. (Grupo NAP, 2014)

N_{mp} : Número de paneles fotovoltaicos conectados en paralelo.

I_{cc} : Corriente de cortocircuito corregido del panel seleccionado en condiciones estándar de medidas (STC).

$$I_R = 1.2(33) * 10.3 A$$

$$I_R = 407.88 \text{ A}$$

Conocido el valor de la corriente, se selecciona un controlador de carga que cumpla con los requerimientos necesarios, para este caso se selecciona el Blue solar debido a que su tensión de entrada es la misma que del sistema, cuya ficha técnica es la siguiente:

Figura 6. Ficha técnica del controlador de carga MPPT Blue Solar 150/100.

Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/45	MPPT 150/60	MPPT 150/70	MPPT 150/100 VE.Can
Tensión de la batería	Selección automática 12 / 24 / 48 V (se necesita una herramienta de software para seleccionar 36 V)			
Corriente de carga nominal	45A	60A	70A	100A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	650W	860W	1000W	1450W
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	1300W	1720W	2000W	4350W
Potencia FV nominal, 48V 1a,b)	2600W	3440W	4000W	5800W
Corriente de cortocircuito máxima FV 2)	50A	50A	50A	70A

$$N^{\circ} \text{ de reguladores} = \frac{I_R}{I_{mr}} \quad \text{Ec.19}$$

Donde:

I_R : Corriente de operación.

I_{mr} : Corriente máxima de salida.

$$N^{\circ} \text{ de reguladores} = \frac{407.88 \text{ A}}{70 \text{ A}}$$

$$N^{\circ} \text{ de reguladores} = 5.8268 \approx 6 \text{ reguladores.}$$

El resultado indica que tienen que haber 6 subsistemas de paneles que trabajen con un regulador cada uno.

El número de paneles en paralelo por cada regulador se obtiene de la siguiente forma:

$$N_{mps} = \frac{I_{mr}}{(1.2 * I_{cc})} \quad \text{Ec. 20}$$

Donde:

N_{mps} : Numero de paneles en paralelo del subsistema.

$$N_{mps} = \frac{70 A}{(1.2 * 10.3 A)}$$

$$N_{mps} = 5.6041 \approx 6$$

Se estableció que tres reguladores, se conectaran a matrices de 12 paneles y los otros 3 controladores, a conjuntos de 10 módulos; con este arreglo se garantiza que la corriente por cortocircuito generada en cada subsistema esté dentro del rango a la permitida por el regulador, esto para evitar subdimensionamiento de este, que ocasionaría sobrecalentamiento y posterior daño. Con el arreglo de estos subsistemas de varios reguladores hace variar el número de paneles que se tenía de 67 a 66 módulos, ya que no es recomendable trabajar con irregularidades en la tensión de los arreglos según la empresa distribuidora SUNI-SOLAR.

2.2.6 Selección del Inversor.

El sistema fue diseñado para suplir consumos de corriente alterna por lo tanto se necesita disponer de inversores, los cuales se seleccionan en función de la potencia demandada que podía operar simultáneamente en el centro de cómputo, pero teniendo en cuenta también la capacidad de carga y el factor de potencia. (Barrera, 2014, pág. 18)

El centro de cómputo tiene una potencia de carga de 11.68 KW. El problema se presenta en el arranque que tienen los compresores de los aires acondicionados lo cual hace que la potencia se eleve hasta los 35.1 KW; es por ello que se seleccionan 2 inversores para el sistema, modelo Quattro 48/10000/140-100/100, la cual presenta la siguiente ficha técnica:

Figura 7. Ficha técnica inversor Quattro 48/10000/140-100/100

Quattro	12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100	48/15000/200-100/100
PowerControl / PowerAssist	Sí				
Conmutador de transferencia integrado	Sí				
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 VCA Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1				
Corriente máxima de alimentación (A)	2x 50	2x100	2x100	2x100	2x100
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (VCC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida (1)	Tensión de salida: 230 VCA ± 2% Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%				
Potencia cont. de salida a 25°C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000	15000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	2400	4000	6500	8000	12000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	2200	3700	5500	6500	10000
Potencia cont. de salida a 65°C (W)	1700	3000	3600	4500	7000
Pico de potencia (W)	6000	10000	16000	20000	25000
Eficacia máxima (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Consumo en vacío (W)	20 / 20	30 / 30 / 35	60 / 60	60	110
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	15 / 15	20 / 25 / 30	40 / 40	40	75
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	8 / 10	10 / 10 / 15	15 / 15	15	20

Este inversor cuenta con picos de potencia de 20 KW, por lo que dos son suficientes para mantener el suministro continuo de energía sin preocupaciones de que puedan dañarse alguno, por los picos de arranque del compresor de los aires acondicionados, estos inversores deben conectarse en paralelo en el sistema para que puedan entregar la potencia de 40 KW pico entre los dos, según especificaciones del fabricante.

2.2.7 Distancia entre paneles.

Para que la sombra proyectada por un panel no afecte en lo absoluto sobre otro en el arreglo de paneles, es necesario calcular la distancia mínima que debe haber entre estos. (Abad Mariños & Flores Mendo, 2016, pág. 56)

$$d = \frac{h}{(\tan(61^\circ - lat))} \quad \text{Ec. 21}$$

Donde:

h: Altura de los paneles a su inclinación máxima.

lat.: Latitud del lugar.

$$h = \sin(\alpha) * L$$

Donde:

α : Angulo óptimo de inclinación del panel.

L: Longitud del panel (metros)

$$h = \sin(12.5) * 1.979 \text{ m}$$

$$h = 0.4283 \text{ m}$$

Una vez calculada la altura de los paneles, se obtiene la distancia mínima entre cada uno de ellos.

$$d = \frac{0.4283 \text{ m}}{(\tan(61^\circ - 12.1367^\circ))}$$

$$d = 0.3741 \text{ m}$$

Como área destinada de instalación para los paneles fotovoltaicos, se escogió el techo del Centro de Computo Multimedia 2, el cual tiene un área de 919.77 m², y se calculó el área del panel fotovoltaico dando como resultado de 1.98 m², según las dimensiones establecidas en su ficha técnica. Por lo tanto, se comprobó que el techo del centro tiene la capacidad albergar 465 paneles fotovoltaicos sin considerar un espacio reglamentario entre cada dispositivo.

2.2.8 Cableado del sistema.

Para dimensionar el cableado del sistema fotovoltaico se consideraron 3 fases de funcionamiento del mismo: Panel-regulador, regulador-baterías y baterías-inversor.

Al calcular la sección transversal del conductor se toma en cuenta lo siguiente:

- Conductividad eléctrica del material conductor en función de la temperatura del entorno de trabajo.

- El material del conductor eléctrico.

Al calcular la sección transversal del cable en las distintas etapas, se usa la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot \Delta V} \quad \text{Ec.22}$$

Donde:

S: Área transversal del conductor eléctrico.

L: Longitud del cable por etapa en el sistema fotovoltaico.

I: Intensidad por cada etapa

K: Conductividad eléctrica.

ΔV : Caída de tensión requerida.

Tabla 11. Caídas de tensión recomendada. Fuente: Ente vasco de la energía solar.

Criterios para el cálculo.	
Se recomienda hacer uso de los siguientes porcentajes en la caída de tensión por cada tramo.	
Paneles-regulador	Como máximo un 3% de caída de tensión
Regulador-baterías	El 1% de caída de tensión
Baterías-inversor	El 1% de caída de tensión

Tabla 12. Coeficientes de conductividad para el cobre a diferentes temperaturas. Fuente: Ente vasco de la energía solar.

Material	K a 20°C	K a 70°C	K a 90°C
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28

2.2.8.1 Panel-regulador.

Se calcula la sección transversal del cable según los siguientes datos:

Tensión: 48V

Amperaje panel-regulador: 59.16 A

K: 44 m/Ω*mm²

Longitud del cable: 10 m

ΔV: 3% de la tensión del sistema.

Se considera la conductividad más baja del cobre, cuyo valor es 44 m/Ω*mm², ya que parte de los cables en este tramo, y su canalización en conjunto, estarán expuesto al ambiente.

Se calcula la sección transversal del conductor:

$$S = \frac{2 * 10 \text{ m} * 59.16 \text{ A}}{44 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 1.44 \text{ V}}$$

$$S = 18.67 \text{ mm}^2$$

Debido a que no existe una sección normalizada de 18.67 mm², se selecciona la sección transversal superior inmediata a esta, dentro de las normas AWG las cuales sirven de referencia para el dimensionamiento del conductor de sistemas eléctricos.

Se selecciona la sección de 21.1 mm² que corresponde a un calibre de cable #4 (Ver fig. 1).

Los cálculos propuestos se realizan en consideración a cada matriz con cadenas de paneles conexión mixta, conectados a un regulador.

2.2.8.2 Regulador-baterías.

Para esta sección se calcula la sección transversal del conductor con los siguientes datos:

Tensión: 48V

Amperaje panel-regulador: 59.16 A

K: 48 m/Ω*mm²

Longitud del cable: 6 m

ΔV : 1% de la tensión del sistema.

La conductividad del cobre varia y se establece con un valor de $48 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$, ya que los cables en este tramo estarán bajo techo, debido a la posición de las baterías.

Se calcula una sección transversal de:

$$S = \frac{2 * 6 \text{ m} * 59.16 \text{ A}}{48 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 0.48 \text{ V}}$$

$$S = 30.81 \text{ mm}^2$$

Se selecciona la sección transversal superior inmediata de 33.6 mm^2 que corresponde a un cable calibre de #2, (Ver fig. 1).

2.2.8.3 Baterías-inversor.

En este tramo se considera únicamente la intensidad de entrada al inversor debido a que sería contraproducente sobredimensionar el cableado al considerar un corriente menor o mayor a la de admisión. Además, la corriente sustraída de los acumuladores no será mayor a la corriente máxima de entrada del inversor requerido por el sistema. Por tanto:

Tensión: 48V

Amperaje panel-regulador: 200 A

K: $48 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$

Longitud del cable: 5 m

ΔV : 1% de la tensión del sistema

La conductividad eléctrica es de $48 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$, ya que el inversor estará dentro del centro sin exposición al ambiente.

Para este tramo la sección transversal del conductor se calcula de la siguiente manera:

$$S = \frac{2 * 6 m * 200 A}{48 \frac{m}{\Omega * mm^2} * 0.48 V}$$

$$S = 104.17 mm^2$$

Se selecciona la sección transversal superior inmediata de 107 mm² que corresponde a un cable de calibre # 4/0, (Ver fig. 1).

El resultado del cálculo del dimensionamiento del cableado del sistema se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 13. Resultado del cableado requerido por el sistema fotovoltaico autónomo.

Tramo	Carga eléctrica	Calibre AWG por tramo	Nivel de temperatura	Tipo de aislante	Máxima carga eléctrica soportada por el conductor
	(A)	(#)	(°C)		(A)
Panel-Regulador	59.16	4	90	THHN	95
Regulador-baterías	59.16	2	75	RHW	115
Baterías-inversor	208.33	4/0	75	RHW	260

2.2.9 Protecciones eléctricas para el cableado del sistema fotovoltaico.

Se dimensiona cada dispositivo de protección eléctrica para el sistema fotovoltaico en base a la norma EIC 60269-6 gPV de la Comisión internacional de electrotécnica, que reconoce los dispositivos de protección para sistemas fotovoltaico es diferente de las instalaciones eléctricas convencionales, por lo cual, se debe realizar un correcto manejo de dimensionamiento y selección de los accesorios.

De acuerdo con la norma EIC 60269-6 gPV, existen dos tipos de protecciones, para corriente alterna y directa (AC y DC), cuyos dispositivos varían de acuerdo a la configuración de sistema fotovoltaico:

- Para baja-media capacidad (sistemas con demanda de 1200 a 4800 Watts).
- Para media-alta capacidad (sistemas con demanda de 4800 hasta 9600 Watts)

La norma EIC 60269-6 gPV aclara los mecanismos que deben instalarse para un correcto aislado ante riesgos eléctricos, tanto en la etapa de corriente continua, que comprende desde el tramo paneles-regulador hasta baterías-inversor en el sistema, así como en la etapa corriente alterna, que va desde inversor hasta las cargas, ya sean por cortocircuitos, descargas eléctricas, sobretensión o sobrecargas; sin embargo, se dimensiona únicamente las protecciones para corriente directa debido a que el inversor seleccionado tiene integrado los dispositivos necesarios en contra cualquier riesgo y existe una caja de distribución y protección eléctrica en el centro de cómputo multimedia II.

El sistema fotovoltaico diseñado es de media-alta capacidad, con una demanda de 5615.55 Watts (Wp), por esto se requiere lo siguiente:

- Caja de arreglo.
- Caja principal.

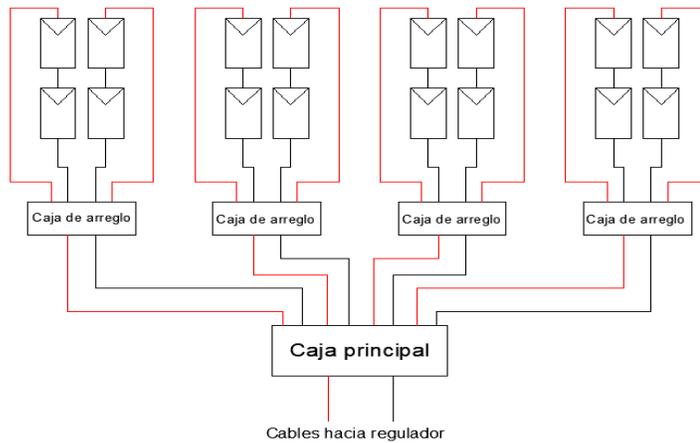


Figura 8. Elementos de protección en un sistema fotovoltaico.

La caja de arreglo para una configuración de media-alta capacidad debe contener barras de conexión donde se distinga el polo positivo y el negativo, un fusible por cadena de paneles en serie y uno bipolar a la salida de la caja de arreglo.

La caja principal debe contener para el mismo sistema, un protector contra sobretensiones y sobrecargas, un magneto-térmico por cada caja de arreglo, conectores de distintas polaridades y un totalizador a la salida.

2.2.9.1 Dimensionamiento de las protecciones del cableado del sistema.

2.2.9.1.1 Etapa paneles-regulador.

La norma EIC 60269-6 gPV define que cada cadena de paneles en serie, debe ser protegida con cartuchos fusibles y porta fusibles adecuados y a su vez cada matriz conectada en paralelo con porta fusibles bipolares, que es la cantidad de generadores fotovoltaicos requeridos por regulador o controlador de carga del sistema respectivamente.

Cálculos del dimensionamiento de las protecciones para la caja de arreglo.

Para la protección de cadena, se define los siguientes términos para dimensionar las protecciones correspondientes:

I_{sc} : corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico.

V_{oc} : tensión a circuito abierto del panel fotovoltaico.

N_s : cantidad de módulos en serie por cadena

N_p : cantidad de cadenas en paralelo por matriz.

I_{OCPR} : Régimen de fusible de serie máximo o intensidad del fusible máxima permitido en el cableado del panel fotovoltaico.

El cálculo de la dimensión del fusible por cadena con $N_p > 3$, se realiza, con el número de cadenas de paneles conectadas en paralelo. También se determina el tamaño del fusible de cadena para todas las matrices con 6 y 5 cadenas de paneles.

Para 6 cadenas de paneles fotovoltaicos.

I_{sc} : 10.30 A

V_{oc} : 48.64 V

N_s : 2 módulos

N_p : 6 cadenas

I_{OCPR} : 15 A

El fabricante establece la capacidad máxima de la intensidad soportada por los cables de conexión del panel (I_z), de 20 A.

Cálculo de corriente de cortocircuito máxima de la cadena.

$$I_{C,m\acute{a}x} = (N_p - 1) * 1.25 * I_{SC} \quad \text{Ec. 23}$$

Donde:

$I_{C, m\acute{a}x}$: corriente de cortocircuito de la cadena.

N_p : cantidad de cadenas de paneles en paralelo por matriz.

I_{sc} : corriente de cortocircuito del panel.

$$I_{C,m\acute{a}x} = (6 - 1) * 1.25 * 10.3 A$$

$$I_{C,m\acute{a}x} = 64.375 A$$

La corriente de cortocircuito máxima de cadena es mayor que la capacidad máxima soportada por el cableado del panel, por lo tanto, se necesita un cartucho de fusible por cada cadena, de manera que proteja los cables de conexión y a los paneles de sobrecargas en el sistema.

Cálculo del régimen de corriente de fusible mínimo.

$$I_n = 1.56 * I_{sc} \tag{Ec. 24}$$

Donde:

I_n : régimen de corriente del fusible mínimo.

I_{sc} : corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico.

$$I_n = 1.25 * 10.3 A$$

$$I_n = 12.875 A$$

Se verifica el resultado de la siguiente manera:

- $I_n (12.875 A) \leq I_{OCPR} (15 A)$
- $I_n (12.875 A) \leq I_z (20 A)$

La capacidad del cartucho fusible debe estar dentro del rango establecido.

La tensión del fusible se calcula de la siguiente manera:

$$V_n \leq 1.2 * V_{oc} * N_s \tag{Ec. 25}$$

Donde:

V_n : Tensión del fusible.

V_{oc} : Tensión a circuito abierto del panel fotovoltaico.

N_s : Numero de paneles fotovoltaicos en serie

$$V_n \leq 1.2 * 48.64 V * 2$$

$$V_n \leq 116.736 V.$$

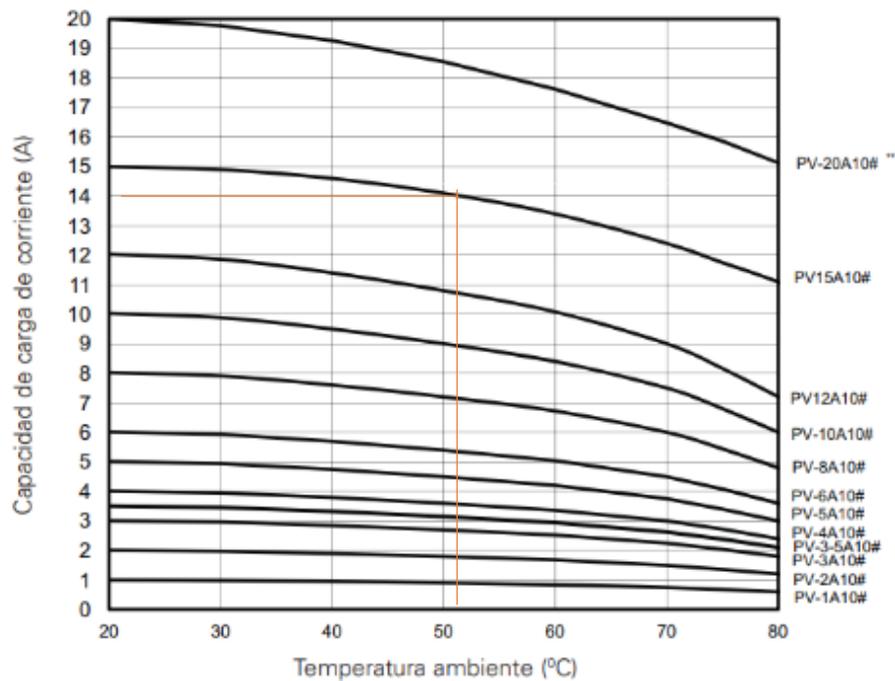


Figura 9. Grafica de selección del cartucho fusible según su temperatura y capacidad.

El cartucho fusible seleccionado debe tener una intensidad nominal de 13 amperes y 600 V CC en un formato de Ø10 mm x 38 mm

Se selecciona un fusible con código PV15A10. Este tiene una capacidad de carga de corriente de 14 amperes a 50°C, de temperatura ambiente, la que es mayor que el régimen de corriente mínimo del fusible de 12.875 A. (Ver intercepción en fig. 20)

Para matrices con 5 cadenas de paneles fotovoltaicos:

Cálculo del fusible del cableado de cadena.

I_{sc} : 10.30 A

V_{oc} : 48.64 V

N_s : 2 módulos

N_p : 5 cadenas

I_{OCPR}: 15 A

El fabricante establece la capacidad máxima de la intensidad soportada por los cables de conexión del panel (I_z), siendo este de 20 A.

Cálculo de corriente de cortocircuito máxima de cadena (Ver ec. 23).

$$I_{C,m\acute{a}x} = (N_P - 1) * 1.25 * I_{SC}$$

Donde:

$I_{C,m\acute{a}x}$: corriente de cortocircuito de la cadena.

N_P : cantidad de cadenas de paneles en paralelo por matriz.

I_{sc} : corriente de cortocircuito del panel.

$$I_{C,m\acute{a}x} = (5 - 1) * 1.25 * 10.3 A$$

$$I_{C,m\acute{a}x} = 51.5 A$$

La corriente de cortocircuito máxima de cadena es mayor que la capacidad máxima soportada por el cableado del panel. Es necesario un cartucho de fusible por cada cadena, que proteja los cables de conexión de los paneles fotovoltaicos.

Cálculo del régimen de corriente de fusible mínimo (Ver ec. 24).

$$I_n = 1.25 * I_{sc}$$

Donde:

I_n : régimen de corriente del fusible mínimo.

I_{sc} : corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico.

$$I_n = 1.25 * 10.3 A$$

$$I_n = 12.875 A$$

Se verifica el resultado de la siguiente manera:

- $I_n (12.875 \text{ A}) \leq I_{OCPR} (15 \text{ A})$
- $I_n (12.875 \text{ A}) \leq I_z (20 \text{ A})$

La capacidad del cartucho fusible debe está dentro del rango establecido.

La tensión del fusible se calcula de la siguiente manera (Ver ec. 25):

$$V_n \leq 1.2 * V_{oc} * N_s$$

Donde:

V_n : Tensión del fusible.

V_{oc} : Tensión a circuito abierto del panel fotovoltaico.

N_s : Numero de paneles fotovoltaicos en serie

$$V_n \leq 1.2 * 48.64 \text{ V} * 2$$

$$V_n \leq 116.736 \text{ V}.$$

No existe un fusible con una intensidad nominal de carga estándar de 12.875 A, por ello se seleccionó un fusible de capacidad superior inmediata establecida por la norma EIC 60269-6 gPV, de Ø10 mm x 38 mm. Se selecciona un cartucho con código PV15A10, que posee una capacidad de carga de corriente de 14 amperes a 50°C, de temperatura ambiente, que es mayor que el régimen de corriente mínimo del fusible de 12.875 A. (Ver intercepción en fig. 20).

Selección del fusible para cableado de cada matriz.

Para matrices de 12 paneles:

Se realiza tomando en cuenta los siguientes datos:

- Nivel máximo de irradiación, en este caso se consideró la irradiación máxima de 1000 Watt por metro cuadrado de acuerdo a la norma, factor de irradiación (F_2) de 1.
- 2 módulos en serie por cada cadena (N_s : 2).

- Módulo 85°C máximo, factor de temperatura (F_1) de 1.02 según IEC
- Tamaño de cable de matriz de 26.7 mm², régimen del cable 95 A en 90°C.
- 6 cadenas en paralelo (N_p :6)
- 3 matrices en paralelo (N_A : 3)

Cálculo del régimen del cable.

$$I_R = 1.3 * I_{SC} * N_p$$

Ec. 26

Donde:

I_R : régimen o intensidad del cable.

I_{SC} : corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico.

N_p : cadenas de paneles fotovoltaico en una matriz.

$$I_R = 1.3 * 10.3 A * 6$$

$$I_R = 80.34 A$$

$$I_R (80.34 A) \leq I_z (95 A)$$

Donde:

I_z : corriente máxima permisible en el cableado

El cable seleccionado según la norma IEC 60269-6 gPV es adecuado.

Cálculo de corriente de cortocircuito máxima de matriz.

$$I_{M\acute{a}x. M} = (N_A - 1) * N_p * I_{SC} * F_1 * F_2$$

Ec. 27

Donde:

$I_{m\acute{a}x, M}$: corriente de cortocircuito máxima de matriz

N_A : número de matrices en paralelo

N_p : número de cadenas de paneles fotovoltaicos

I_{sc} : corriente a cortocircuito del panel fotovoltaico.

F_1 : factor de temperatura, según la norma EIC 60269-6 gPV.

F_2 : factor de irradiación, según la norma EIC 60269-6 gPV.

$$I_{M\acute{a}x. M} = (3 - 1) * 6 * 10.3 A * 1.02 * 1$$

$$I_{M\acute{a}x. M} = 126.072 A$$

$$I_{M\acute{a}x. M} \geq I_Z$$

Se requiere de un cartucho fusible de matriz.

Cálculo de régimen de corriente de fusible mínimo.

$$I_n \geq 1.3 * I_{SC} * N_p$$

Ec. 28

Donde:

I_n : régimen de corriente del fusible mínimo.

I_{sc} : corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico.

N_p : número de cadenas de paneles fotovoltaicos

$$I_n \geq 1.3 * 10.3 A * 6$$

$$I_n \geq 80.34 A$$

Se verifica resultando:

$$I_n \leq I_Z$$

$$80.34 A \leq 95 A$$

Cálculo del régimen de tensión de fusible mínimo.

$$U_n \geq 1.2 * V_{oc} * N_s$$

Ec. 29

Donde:

U_n : Tensión del fusible.

V_{oc} : Tensión a circuito abierto del panel fotovoltaico.

N_s : Numero de paneles fotovoltaicos en serie

$$U_n \geq 1.2 * 48.64 V * 2$$

$$U_n \geq 116.736 V$$

El cartucho debe tener una corriente nominal de 90 A y 600 V en un formato de 22 x 58 mm, con código PV-90ANH1. Su capacidad de carga de corriente es de 85 A en 45°C, que es mayor al régimen de corriente de fusible mínimo, por lo tanto, protegerá los cables y las matrices, sugerido por la norma EIC 60269-6 gPV.

Para matrices de 10 paneles.

Se realiza tomando en cuenta los siguientes datos:

- Nivel máximo de irradiación, en este caso se consideró la irradiación máxima de 1000 Watt por metro cuadrado, factor de irradiación (F_2) de 1.
- 2 módulos en serie por cada cadena (N_s : 2).
- Módulo 85°C máximo, factor de temperatura (F_1) de 1.02 según IEC
- Tamaño de cable de matriz de 26.7 mm², régimen del cable 95 A en 90°C.
- 5 cadenas en paralelo (N_p :5)
- 3 matrices en paralelo (N_A : 3)

Cálculo del régimen del cable (Ver ec. 26).

$$I_R = 1.3 * I_{SC} * N_p$$

Donde:

I_R : régimen o intensidad del cable.

I_{sc} : corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico.

N_p : cadenas de paneles fotovoltaico en una matriz.

$$I_R = 1.3 * 10.3 A * 5$$

$$I_R = 66.95 A$$

$$I_R (66.95 A) \leq I_z (95 A)$$

Donde:

I_z : Intensidad máxima permisible del cableado.

El cable seleccionado según la norma EIC 60269-6 gPV es adecuado.

Cálculo de corriente de cortocircuito máxima de matriz (Ver ec. 27).

$$I_{M\acute{a}x. M} = (N_A - 1) * N_p * I_{SC} * F_1 * F_2$$

Donde:

$I_{m\acute{a}x, M}$: corriente de cortocircuito máxima de matriz

N_A : número de matrices en paralelo

N_p : número de cadenas de paneles fotovoltaicos

I_{sc} : corriente a cortocircuito del panel fotovoltaico.

F_1 : factor de temperatura, según la norma EIC 60269-6 gPV.

F_2 : factor de irradiación, según la norma EIC 60269-6 gPV.

$$I_{M\acute{a}x. M} = (3 - 1) * 5 * 10.3 A * 1.02 * 1$$

$$I_{M\acute{a}x. M} = 105.06 A$$

$$I_{M\acute{a}x. M} \geq I_z$$

Se requiere de un cartucho fusible de matriz.

Cálculo de régimen de corriente de fusible mínimo (Ver ec. 28).

$$I_n \geq 1.3 * I_{SC} * N_p$$

Donde:

I_n : régimen de corriente del fusible mínimo.

I_{sc} : corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico.

N_p : número de cadenas de paneles fotovoltaicos

$$I_n \geq 1.3 * 10.3 A * 5$$

$$I_n \geq 66.95 A$$

Se verifica resultando:

$$I_n \leq I_z$$

$$80.34 A \leq 95 A$$

Cálculo del régimen de tensión de fusible mínimo. (Ver ec. 29)

$$U_n \geq 1.2 * V_{oc} * N_s$$

Donde:

U_n : Tensión del fusible.

V_{oc} : Tensión a circuito abierto del panel fotovoltaico.

N_s : Numero de paneles fotovoltaicos en serie

$$U_n \geq 1.2 * 48.64 V * 2$$

$$U_n \geq 116.736 V$$

El cartucho debe tener una corriente nominal de 80 A y 600 V en un formato de 22 x 58 mm, con código PV-80ANH1. Su capacidad de carga de corriente es de 76 A en 45°C, que es mayor al régimen de corriente de fusible mínimo, por lo tanto, protegerá los cables de conexión de las matrices, recomendado por la norma EIC 60269-6 gPV.

Cálculo del dimensionamiento de las protecciones para la caja principal.

En esta parte del sistema se debe seleccionar la protección contra sobrecargas, y magnetos-térmicos por cada caja de arreglo.

Se selecciona el magneto-térmico tomando en cuenta los datos de cada matriz del sistema fotovoltaico.

Selección de magneto-térmico.

Para esto se calcula la corriente nominal de disparo del dispositivo y la tensión nominal del mismo.

Para esto es necesario saber la corriente a máxima potencia y de cortocircuito de los paneles, y la tensión en circuito abierto y a máxima potencia de los mismo.

Para matrices de 6 cadenas de paneles fotovoltaicos.

Cálculo de la tensión nominal del magneto-térmico.

$$V_n = N_s * V_{oc} * 1.25 \quad \text{Ec. 30}$$

Donde:

V_{oc} : Tensión a circuito abierto del panel fotovoltaico.

N_s : Numero de paneles fotovoltaicos en serie

$$V_n = 2 * 40.6 V * 1.25$$

$$V_n = 101.5 V$$

Cálculo de la corriente nominal de disparo.

$$I_{nd} = N_p * I_{m\acute{a}x} \quad \text{Ec. 31}$$

Donde:

N_p : número de cadenas de paneles fotovoltaicos.

$I_{m\acute{a}x}$: Corriente máxima del panel fotovoltaico.

$$I_{nd} = 6 * 9.86 A$$

$$I_{nd} = 59.16 A$$

Se encuentra los valores tensión y corriente de los magnetos-térmicos:

Tabla 14. Tensión y corriente nominal de los magneto-térmicos. Fuente: Comisión internacional de electrotécnica, (EIC).

Valores nominales de tensión y corriente de magneto-térmicos.					
Temperatura	30°C				
Tensión (V)	125	250	500	750	1000
	1	5	16	40	80
Corriente (A)	2	6	20	50	100
	3	10	25	63	125
	4	15	32	-	-

Para la selección del magneto-térmico adecuado se toma en cuenta los tipos de curvas de trabajo (véase fig. 16), de la norma EIC 60269-6 gPV, esta especifica el tiempo de disparo del dispositivo con respecto a las veces en las que se supera a la intensidad nominal de estos. La curva B corresponde a equipos electrónicos muy sensibles, la curva C y D para dispositivos con picos de intensidad de arranque.

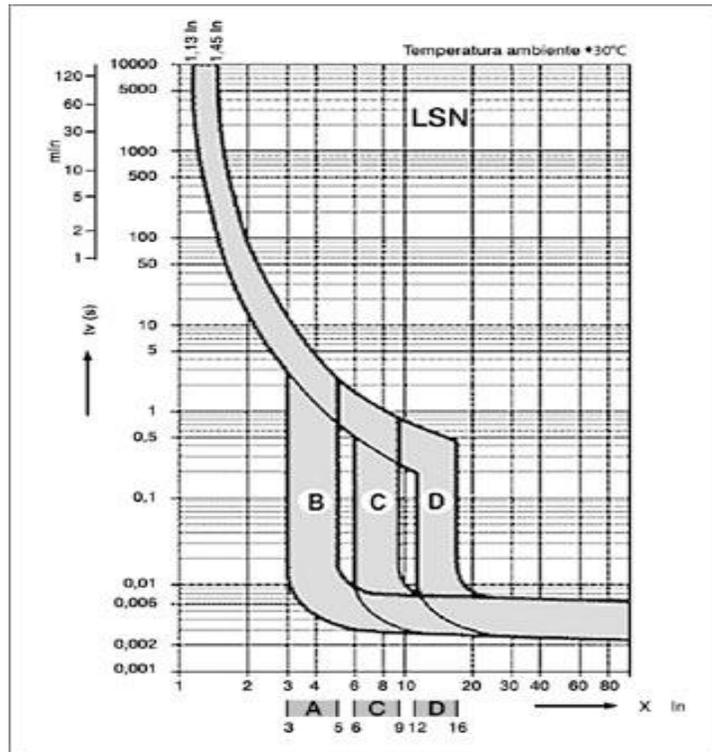


Figura 10. Curvas de disparos de los magnetos-térmicos.

Debido a que no existe una capacidad estándar de 59.16 amperios (A), se procede a la elección de un dispositivo con capacidad próxima superior a la calculada previamente, por lo tanto, con los resultados, se selecciona un magneto-térmico con una tensión nominal de 750 VDC e intensidad de 63 A, curva B, debido a que se implementará en equipos con electrónica muy sensible.

Para matrices de 5 cadenas de paneles fotovoltaicos.

Cálculo de la tensión nominal del magneto-térmico (Ver ec. 30).

$$V_n = N_s * V_{oc} * 1.25$$

Donde:

V_{oc} : Tensión a circuito abierto del panel fotovoltaico.

N_s : Numero de paneles fotovoltaicos en serie

$$V_n = 2 * 40.6 V * 1.25$$

$$V_n = 101.5 V$$

Cálculo de la corriente nominal de disparo (Ver ec. 31).

$$I_{nd} = N_p * I_{m\acute{a}x}$$

Donde:

N_p : número de cadenas de paneles fotovoltaicos.

$I_{m\acute{a}x}$: Corriente máxima del panel fotovoltaico.

$$I_{nd} = 5 * 9.86 A$$

$$I_{nd} = 49.3 A$$

La intensidad de 49.3 A no es estándar para la selección de un magneto térmico. Se optó por el valor normalizado superior, capacidad de carga es de 50 A y 750 VDC (véase tabla 14), del tipo de curva de disparo B (véase fig.21), destinado para equipos con electrónica muy sensible. De acuerdo con la norma EIC 60269-6 gPV.

Selección del protector contra sobrecargas (SPD).

Cálculo de la tensión e intensidad nominal.

Cálculo de la tensión nominal de matriz (Ver ec. 30).

$$V_n = N_s * V_{oc} * 1.25$$

Donde:

V_{oc} : Tensión a circuito abierto del panel fotovoltaico.

N_s : Numero de paneles fotovoltaicos en serie

$$V_n = 2 * 40.6 V * 1.25$$

$$V_n = 101.5 V$$

Calculo Intensidad nominal de matriz (Ver ec. 31).

$$I_n = N_p * I_{m\acute{a}x}$$

Donde:

N_p : número de cadenas de paneles fotovoltaicos.

$I_{m\acute{a}x}$: Corriente máxima del panel fotovoltaico.

$$I_n = 6 * 9.86 A$$

$$I_n = 59.16 A$$

La norma EIC 60269-6 gPV establece la tensión de máxima instantánea (U_p), la intensidad máxima y nominal de descarga (I_{mp} , I_n).

Tabla 15. Protección contra sobrecargas y sobretensiones. Fuente: Comisión internacional de electrotécnica, (IEC).

Uso	Tipos de equipos	Tensión máxima instantánea (U_p). (kV)	Intensidad máxima de descarga. (I_{mp}) (kA)	Intensidad nominal de descarga. (I_n) (kA)
Material electrotécnico	Motores AC, sistemas de control y potencia eléctricos con tecnología, cableado luminarias	De 1.8 a 2.5	100	50
Material con electrónica poco sensible	Equipos de acondicionamiento y preservación de alimentos, lavadoras, televisión, computadora, impresoras, herramientas eléctricas.	De 1.5 a 1.8	80	40
Material con electrónica sensible	Redes de comunicaciones, salas informáticas, salas de servidores, cajeros automáticos	De 1 a 1.5	30	60
Material con electrónica muy sensible	Instrumentaciones electrónicas, generadores solares, acumuladores, reguladores.	De 0.5 a 1	De 10 a 20	De 20 a 40

Se selecciona un SPD con una tensión de máxima instantánea de 0.5 a 1 kilo volts (kV), intensidad nominal de descarga de 10 kilo amperios (kA) y una intensidad máxima de descarga de 20 kilo amperios (kA), esto debido a que la norma 60269-6 gPV de la IEC, menciona que las sobrecargas por las caídas directas de rayos, son improbables, sin embargo, se toma en cuenta la proximidad de estas en cualquier otro lugar cercano a la instalación, cuyas afecciones eléctricas el SPD seleccionado podría desviar con facilidad.

2.2.9.1.2 Etapa baterías-inversor.

Se dimensione la protección de acuerdo con la máxima potencia de entrada del inversor, se debe citar la ficha técnica del acumulador y el inversor requerido por el sistema fotovoltaico.

Figura 11. Ficha técnica de la batería L-16e-ac Trojan.



DATA SHEET

MOTIVE L16E-AC

MODEL **L16E-AC with Bayonet Cap**

VOLTAGE **6**

MATERIAL **Polypropylene**

DIMENSIONS **Inches (mm)**

BATTERY **Deep-Cycle Flooded/Wet Lead-Acid Battery**

COLOR **Maroon**

WATERING **HydroLink™ Watering System**



WITH T₂ TECHNOLOGY



6 VOLT										
PHYSICAL SPECIFICATIONS										
BCI	MODEL NAME	VOLTAGE	CELL(S)	TERMINAL TYPE ⁰	DIMENSIONS ^c INCHES (mm)			WEIGHT ^a LBS. (kg)		
					LENGTH	WIDTH	HEIGHT ^e			
903	L16E-AC	6	3	4	12.31 (313)	6.85 (174)	16.41 (417)	99 (45)		

ELECTRICAL SPECIFICATIONS										
CRANKING PERFORMANCE		CAPACITY ^a MINUTES		CAPACITY ^a AMP-HOURS (Ah)				ENERGY (kWh)	INTERNAL RESISTANCE (mΩ)	SHORT CIRCUIT CURRENT (amps)
C.C.A. ^b @ 0°F (-18°C)	C.A. ^b @ 32°F (0°C)	@ 25 Amps	@ 75 Amps	5-Hr	10-Hr	20-Hr	100-Hr	100-Hr		
—	—	766	185	303	340	370	411	2.47	—	—

Figura 12. Ficha técnica inversor Quattro 48/10000/140-100/100

Quattro	12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100	48/15000/200-100/100
PowerControl / PowerAssist	Sí				
Conmutador de transferencia integrado	Sí				
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 VCA Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1				
Corriente máxima de alimentación (A)	2x 50	2x100	2x100	2x100	2x100
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (VCC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida (1)	Tensión de salida: 230 VCA ± 2% Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%				
Potencia cont. de salida a 25°C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000	15000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	2400	4000	6500	8000	12000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	2200	3700	5500	6500	10000
Potencia cont. de salida a 65°C (W)	1700	3000	3600	4500	7000
Pico de potencia (W)	6000	10000	16000	20000	25000
Eficacia máxima (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Consumo en vacío (W)	20 / 20	30 / 30 / 35	60 / 60	60	110
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	15 / 15	20 / 25 / 30	40 / 40	40	75
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	8 / 10	10 / 10 / 15	15 / 15	15	20

La intensidad que produce el acumulador es de 370 amperios-horas (A/hrs) en 20 horas, y la intensidad máxima soportada por el inversor es de 200 amperios (A). Debido a que no se puede dimensionar un magneto-térmico de esta capacidad, ya que el mayor de estos trabaja en 125 amperios (A), de instalar un dispositivo de estos se dispararía con los picos de arranques de los motores de los condensadores y compresores del sistema de climatización. Por esto se debe buscar un totalizador de 220 +/- 5% amperios (A) y de 500 volts de tensión nominal de trabajo y a una temperatura de trabajo de 40°C.

2.3 Plan de Mantenimiento de la instalación solar fotovoltaica autónoma.

Las instalaciones solares fotovoltaicas se caracterizan por requerir poco mantenimiento, si se utilizan en ellas materiales de calidad comprobada. Sin embargo, es sugiere realizar revisiones periódicas para asegurarse que todos los componentes funcionen correctamente. Se recomienda que el mantenimiento sea realizado por alguna empresa especializada y que posea autorización por las empresas proveedoras para evitar la pérdida de la garantía, aunque existen algunas actividades rutinarias que puede ejecutar el usuario final, por medio de personal capacitado para esas actividades. Después de cada operación de mantenimiento, se realizará un informe en el que se evalúa el estado de los componentes revisados, indicando las operaciones efectuadas.

Mantenimiento Preventivo

❖ Módulos solares fotovoltaicos

Cada 3 meses

1. Limpieza Periódica del panel

- Limpieza de los paneles fotovoltaicos, se puede usar cualquier detergente de los utilizados para limpiar cristales

2. Inspección visual

- Examinar que no exista oxidación o roturas del cristal

- Verificar que no exista ningún objeto o cualquier otro obstáculo que pueda producir sombra sobre los paneles solares

3. Control de temperatura del panel

- Revisar si es posible mediante termografía infrarroja que ningún punto del panel esté fuera del rango de temperatura permitido por el fabricante.

Cada año

1. Control de las características eléctricas de un panel.

- Evidenciar la ausencia de oxidación en los circuitos y soldaduras de las células
- Comprobar el estado y adherencia de los cables a los terminales de los paneles
- Visualizar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja, si la temperatura es superior a 60°C, se medirá la tensión e intensidad de la misma para asegurarse que este en buen estado

❖ Estructura de Soporte de Paneles

Cada 6 meses

1. Comprobar la estructura visualmente con posibles daños o desperfectos causados por la oxidación o por algún agente ambiental.
2. Verificar que los tornillos se encuentren correctamente apretados, si algún elemento de fijación presenta síntomas de defectos, se sustituirá por uno nuevo.
3. Comprobación de que los paneles fotovoltaicos estén bien sujetos a esta.

❖ Inversores

Los inversores son uno de los equipos más delicados de la instalación fotovoltaica y como tal requieren un mantenimiento más exhaustivo.

Cada mes

1. Lectura de los datos archivados y de la memoria de fallos
2. De forma visual supervisar que las conexiones sigan bien hechas
3. Corroborar posibles caídas de tensión entre los terminales

Cada 3 meses

1. Si existiera acumulación de polvo o suciedad, limpiar bien los dispositivos
2. Constatar que no exista ninguna alarma de mal funcionamiento de la instalación.
3. Control del funcionamiento de los indicadores.
4. Medición de eficiencia y distorsión armónica.

Cada 6 meses

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

Cada año

1. Examinar el envejecimiento de los descargadores de sobretensión y dado el caso, cambiarlos.
2. Revisión de las tensiones de mando y auxiliares de 230 V y 24 V.
3. Si es necesario, limpiar el inversor y tomar las medidas pertinentes.
4. Revisar la firmeza de todas las conexiones del cableado eléctrico y, dado el caso, apretarlas.
5. Limpieza del disipador de calor del componente de potencia.
6. Comprobar cubiertas y funcionamiento de bloqueos.

Debido al peligro inminente por riesgo eléctrico, las operaciones de mantenimiento

se deben realizar con los inversores desconectados y sin tensión.

❖ Reguladores

Cada mes

1. De forma visual revisar que las conexiones sigan bien hechas.
2. Asegurarse de que la temperatura es la adecuada para evitar posibles daños en los circuitos electrónicos.

3. Identificar posibles caídas de tensión entre los terminales

Cada 3 meses

1. Controlar el funcionamiento de los indicadores.
2. Si existiera acumulación de polvo o suciedad, limpiar bien los dispositivos

❖ Acumuladores

Los acumuladores son los elementos de la instalación solar fotovoltaica que más mantenimiento necesita, debido a su composición química, pudiendo ser muy perjudicial para el resto de dispositivos. Algunas de las acciones que se pueden realizar para mantener los acumuladores en buen estado son las siguientes:

Cada 4 meses

1. Inspección visual del nivel de líquido de las baterías.
2. Supervisar las terminales, su conexión y engrase.
3. Comprobación de la estanqueidad de la batería.
4. Medida de la densidad del líquido electrolítico
5. Comprobación de la utilización del acumulador

❖ Protecciones de la instalación solar fotovoltaica

Cada 3 meses

1. Inspección visual de mecanismos interiores para posible detección de anomalías visibles y dar aviso al profesional.

Cada año

1. Confirmación del correcto funcionamiento de los interruptores diferenciales
2. Comprobación del correcto funcionamiento de los interruptores magneto térmicos
3. Inspección visual del buen estado del conexionado
4. Realización de pruebas en cada uno de los elementos de la instalación solar fotovoltaica, debido a que cada uno de ellos lleva incorporado una serie de protecciones.

5. Observar mediante inspección visual el estado del interruptor de corte y los fusibles de protección
6. Limpieza superficial de los mecanismos con desconexión previa de la corriente eléctrica
7. Revisión del estado de conservación de las cubiertas aislantes de los interruptores

Se tomarán todas las precauciones referidas a trabajos con inminente riesgo eléctrico.

❖ Puesta a tierra

Para asegurar una buena circulación de las corrientes de defecto a tierra, se debe de realizar el mantenimiento de esta parte de la instalación. Las actividades que se deben de realizar son las siguientes:

Cada 6 meses (el terreno debe estar seco)

1. Medición de la resistencia de puesta a tierra.
2. Medición de la resistividad del terreno.
3. Comprobación de la continuidad de la instalación a tierra.
4. Comprobación de todas las masas metálicas a tierra.

Cada 5 años

1. Revisión de los conductores de enlace del electrodo con el punto de puesta a tierra.

❖ Transformador

Cada mes

1. Retirar el polvo del transformador mediante aspiración, y soplar con aire comprimido o con nitrógeno.

Cada 6 meses

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

Cada año

1. Controlar el apriete de las conexiones y las barras de las tomas de regulación.
2. Comprobar los aislamientos MT/masa, BT/masa y MT/BT.
3. 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.
4. Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
5. Control de la función de sobre temperatura y revisar el funcionamiento del circuito de seguridad de esta función.

Mantenimiento Correctivo.

El mantenimiento correctivo consiste en el reemplazo de elementos dañados o maltratados que no cumplen eficientemente con su función dentro del sistema autónomo fotovoltaico, asimismo como la reparación de conexiones en el sistema de conexión o el cableado del sistema fotovoltaico.

La empresa externa encargada de realizar las labores de mantenimiento correctivo deberá:

1. Garantizar la visita a la instalación en los plazos establecidos y cada vez que el usuario lo requiera debido a cualquier incidencia en la misma. Dicha visita a la instalación tras llamada del usuario se atenderá en el plazo máximo de 24 horas.
2. Analizar y realizar un presupuesto adecuado de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto y normal funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica.

Subsanar correctamente cualquier incidencia en un tiempo máximo de 48 horas, excepto cuando se trate de causas de fuerza mayor debidamente justificadas (por ejemplo: acopio de materiales).

CAPITULO III

**Evaluación de la viabilidad técnica y
económica de la instalación del sistema
fotovoltaico autónomo.**

3.1 Introducción

En este capítulo se determina la inversión inicial del proyecto propuesto, los costos por mantenimiento del sistema y los generados por el consumo eléctrico del centro al usar el sistema de interconectado nacional (SIN), proyectados en un periodo de 13 años recomendado por expertos dentro de compañías como Era Solar y Sunisolar para sistemas fotovoltaicos autónomos, valorando una inflación equitativa para este horizonte y premio al riesgo para el inversionista.

A través de un análisis de costo anual uniforme equivalente, se define la opción más viable que está entre seguir usando el SIN, o implementar un sistema fotovoltaico autónomo.

3.2 Cuantificación de la inversión

La cuantificación de la inversión se realiza sumando los costos de componentes del sistema fotovoltaico, de instalación y de mantenimiento. Los componentes seleccionados se muestran en la tabla 16.

El cálculo de recuperación de la inversión se basa en las propuestas de diferentes tipos de proveedores, esto debido a que no todas las empresas consultadas tienen todos los componentes de la instalación en su totalidad al momento de la cotización.

El sistema propuesto se compone de paneles fotovoltaicos, reguladores de carga, baterías, inversores, cableado de interconexión; a excepción de las baterías y el costo por mantenimiento del sistema.

Proyecto sin financiamiento.

La Universidad Nacional de Ingeniería costearía el 100% de la inversión sin necesidad de financiamiento externo.

Se calculan los distintos indicadores financieros para el proyecto:

Flujos de efectivo.

Son las entradas (Ingresos) y los egresos (Costos) estimadas de dinero. (Blank & Tarquin, 2006, pág. 11)

Tabla 16. Costos de inversión.

Costo total del sistema fotovoltaico autónomo.				
Componente	Descripción	Precio Unitario	Cantidad	Precio total
Modulo solar	PEIMAR 400 W monocristalino	\$147.50	66	\$9,735.00
Batería	Ciclo profundo 370 Ah 6 V	483.33	56	27066.48
Controlador de corriente	Blue Solar 150/100	819.00	6	4914.00
Inversor	Quattro 10000 W 48 V	4176.00	2	8352.00
Fusible de control	Fusible chilillo tipo K de 15 amp.	1.62	33	53.46
Portafusible	TE DF101V 10*38mm 1 polo 32 Amp.	6.37	33	210.11
Cable de cobre	#4 THHN negro	1.94	100	194.00
Cable de cobre	#2 THHN negro	2.97	30	89.10
Cable de cobre	#2 THHN azul	2.80	30	84.00
Cable de cobre	# 4/0 THHN AWG	9.45	12	113.40
Tubería	Conduit 2 pulg.	1.78	100	178.38
Generador eléctrico	20 kW con cabina	14051.26	2	28102.52
Jumper	2/0 de interconexion serie de bateria 1 ft	10.51	49	514.99
Jumper	2/0 de interconexion paralelo de bateria 3 ft	18.46	12	221.52
mano de obra	Instalacion de paneles y estructura	4320.00	1	4320.00
Estructura	Montaje y pedestales, gabinetes de baterias y controladores de carga.	10044.00	1	10044.00
Supresor	monofasico 36 KA 120/240 VDC	123.60	2	247.20
Magnetotermico	2 polos, 50 Amp Curva C, 10KA	49.09	3	147.28
Magnetotermico	2 polos, 63 Amp Curva C, 10 KA	51.58	3	154.74
Interruptor	200 A 600 V Max 18 KA, 65 KA 240 V	298.37	2	596.74
Subtotal				\$95,338.92
IVA 15%				\$14,300.84
Total				\$109,639.76
Total				C\$3,837,391.72

3.2.1 Tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR).

Es la tasa mínima de ganancia sobre la inversión propuesta por la persona que invierte el capital del proyecto.

La TMAR se define como:

$$TMAR = i + f + (i * f) \quad \text{Ec. 32}$$

Donde:

i: Inflación.

f: premio al riesgo. (Baca Urbina, 2016, pág. 192)

Premio de riesgo significa el verdadero crecimiento del dinero, y se le llama así porque el inversionista siempre arriesga su dinero y por arriesgarlo merece una ganancia adicional sobre la inflación; habiendo compensado los efectos inflacionarios, debe ser entre 10 y 15 %. (Baca Urbina, 2016)

La inflación proyectada resulta de la tendencia lineal de los índices de precio al consumidor (IPC) utilizando el programa Excel, con los datos proporcionados por el Banco Central de Nicaragua (BCN) y del IPC desde el año 2006 al 2019.

Tabla 17. Promedios de índice de precio al consumidor año 2006-2019.

Indice de precio al consumidor años 2006-2019.													
2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
95.5	106.1	127.2	131.9	139.1	150.3	161.1	172.6	183	190.3	197	204.6	214.8	226.3

Tabla 18. Proyección índice de precio al consumidor año 2020-2050.

Tendencia del IPC años 2020-2050	
Año	IPC
2020	237.0297
2021	246.7308
2022	256.4319
2023	266.1330
2024	275.8341
2025	285.5352
2026	295.2363
2027	304.9374
2028	314.6385
2029	324.3396
2030	334.0407
2031	343.7418
2032	353.4429
2033	363.1440
2034	372.8451
2035	382.5462
2036	392.2473
2037	401.9484
2038	411.6495
2039	421.3505
2040	431.0516
2041	440.7527
2042	450.4538
2043	460.1549
2044	469.8560
2045	479.5571
2046	489.2582
2047	498.9593
2048	508.6604
2049	518.3615
2050	528.0626

La inflación promedio por año resulta de la ecuación:

$$i = \left(\frac{IPC_a - IPC_{ant}}{IPC_{ant}} \right) * 100$$

Ec. 33

Donde:

IPC_a : Índice de precio al consumidor año actual.

IPC_{ant} : Índice de precio al consumidor año anterior al actual.

La inflación proyectada para el año 2020 es:

$$i = \left(\frac{(237.0297 - 226.3)}{226.3} \right) * 100$$
$$i = 4.7413$$

Al aplicar la ecuación 23 por cada año a proyectar resulta la tabla 19 de inflaciones proyectadas:

Tabla 19. Proyección de la inflación años 2020-2033.

Inflacion proyectada años 2020-2050	
Año	Inflacion
2020	4.7413
2021	4.0928
2022	3.9319
2023	3.7831
2024	3.6452
2025	3.5170
2026	3.3975
2027	3.2859
2028	3.1813
2029	3.0833
2030	2.9910
2031	2.9042
2032	2.8222
2033	2.7447
2034	2.6714
2035	2.6019
2036	2.5359
2037	2.4732
2038	2.4135
2039	2.3566
2040	2.3024
2041	2.2506
2042	2.2010
2043	2.1536
2044	2.1082
2045	2.0647
2046	2.0229
2047	1.9828
2048	1.9443
2049	1.9072
2050	1.8715

La tabla 19 proyecta valores de inflación por comportamiento de datos obtenidos del BCN, estos normalmente son afectados por imprevistos económicos en el país.

En la TMAR de la evaluación económica se selecciona un premio al riesgo de 0.9 % fijo, porque es un proyecto con financiamiento propio con dinero que la

universidad recibe por ley del estado, por lo tanto, no espera ganancias por inversión, solo se espera recuperar el dinero invertido con su cuota de inflación agregada.

La cuota de inflación seleccionada es el promedio de inflación proyectada desde los años 2021 hasta 2050 que es de 2.7%, donde se pretende recuperar la inversión. Aplicando la ecuación para encontrar TMAR resulta:

$$TMAR = 2.7 + 0.9 + (2.7)(0.9)$$
$$TMAR = 0.0603$$

En términos porcentuales la TMAR es de 6.03 %.

3.2.2 Costo del mantenimiento del sistema fotovoltaico.

Según las empresas proveedoras de los componentes del sistema fotovoltaico el mantenimiento del sistema está valorado entre los 0.5 %y 1.5 % del costo inicial de inversión del sistema por año; para calcularlo se elige el valor promedio de 1% por año, a esto se agrega la inflación proyectada por año.

Inversión inicial neta = \$ 109639.76

1% de inversión inicial= \$ 109639.76*0.01= \$ 1096.40.

Agregando a éste 1 % de inversión inicial, las inflaciones proyectadas por año y se logra obtener el costo por mantenimiento por año a través de la siguiente operación:

$$\text{Costo por mantenimiento al año} = \left(1\% I_0 + \left(1\% I_0 * \frac{I_P}{100} \right) \right) \quad \text{Ec. 34}$$

Donde:

I_0 : Inversión inicial.

I_p : Inflación proyectada.

Para el año 2021 el costo por mantenimiento se calcula:

$$\text{Costo por mantenimiento al año} = \left(\$ 1096.40 + \left(\$ 1096.40 * \frac{4.0928}{100} \right) \right)$$

$$\text{Costo por mantenimiento al año} = \$1141.27$$

A partir del año 2022 se agrega la inflación proyectada por año al costo por mantenimiento del año anterior, estos resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 20. Costo por mantenimiento con inflación año 2021-2050.

Año	Costos por mantenimiento
2021	C\$39,944.48
2022	41515.04
2023	43085.60
2024	44656.15
2025	46226.71
2026	47797.27
2027	49367.83
2028	50938.39
2029	52508.95
2030	54079.51
2031	55650.07
2032	57220.63
2033	58791.19
2034	60361.75
2035	61932.31
2036	63502.87
2037	65073.43
2038	66643.99
2039	68214.54
2040	69785.10
2041	71355.66
2042	72926.22
2043	74496.78
2044	76067.34
2045	77637.90
2046	79208.46
2047	80779.02
2048	82349.58
2049	83920.14
2050	85490.70

3.3 Cálculo del precio del Kilovatio hora (kWh).

Se hace una proyección lineal del precio de la energía para los próximos años obtenidas gracias a la tendencia del precio de años anteriores datos publicados por El Instituto Nicaragüense de la Energía (INE) desde el año 2006 al 2020; se obtiene tanto el precio en córdobas del consumo kWh/año como el precio en córdobas de la demanda de kW-mes.

Tabla 21. Costo de la energía por año periodo 2006-2020.

Costo de la energía por año periodo 2006-2020		
Año	KWh/anual	KW-mes
2006	C\$2.18	C\$323.26
2007	2.42	358.71
2008	3.18	469.35
2009	2.89	425.19
2010	3.50	514.39
2011	3.71	545.15
2012	4.85	713.07
2013	5.05	742.55
2014	5.26	773.52
2015	5.22	766.37
2016	5.10	749.73
2017	5.35	785.47
2018	5.68	833.93
2019	6.43	944.65
2020	6.91	1015.78

En la tabla 23 se refleja la proyección lineal de los costos de energía utilizando el programa Microsoft Excel:

Tabla 23. Proyección del costo de la energía por año periodo 2021-2050

Costo de la energía por año periodo 2021-2050		
Año	KWh/anual	KW-mes
2021	C\$7.02	C\$1,030.82
2022	7.34	1076.67
2023	7.65	1122.51
2024	7.96	1168.35
2025	8.27	1214.20
2026	8.59	1260.04
2027	8.90	1305.89
2028	9.21	1351.73
2029	9.53	1397.57
2030	9.84	1443.42
2031	10.15	1489.26
2032	10.47	1535.10
2033	10.78	1580.95
2034	11.09	1626.79
2035	11.41	1672.64
2036	11.72	1718.48
2037	12.03	1764.32
2038	12.35	1810.17
2039	12.66	1856.01
2040	12.97	1901.85
2041	13.29	1947.70
2042	13.60	1993.54
2043	13.91	2039.38
2044	14.23	2085.23
2045	14.54	2131.07
2046	14.85	2176.92
2047	15.16	2222.76
2048	15.48	2268.60
2049	15.79	2314.45
2050	16.10	2360.29

3.4 Costo anual uniforme equivalente (CAUE).

El método CAUE se utiliza para comparar alternativas; significa que todos los ingresos y egresos (irregulares y uniformes) son convertidos en una cantidad anual uniforme equivalente (fin de periodo). (Blank & Tarquin, 2006, pág. 182)

Las dos alternativas utilizadas para analizar la viabilidad del proyecto es la comparación entre los costos proyectados con la utilización del sistema de interconectado nacional (SIN) versus los costos generados por inversión en el sistema fotovoltaico autónomo; con un horizonte de estudio de 13 años.

3.4.1 CAUE de los costos proyectados con la utilización del sistema de interconectado nacional actual.

Se calculan los costos proyectados por consumo actual y demanda respectivamente cuyos valores son 20951.4744 KWh/año y 140.16 KW/año. Se toman como referencia de carga energética los años posteriores; la carga energética por los valores de costos proyectados de energía en la tabla 23 arroja como resultado los costos proyectados de consumo y demanda de energía del sistema eléctrico actual y se reflejan en la siguiente tabla.

Tabla 24. Costos proyectados de consumo y demanda de la energía con el sistema de interconectado nacional actual.

Costos proyectados por consumo y demanda de energía del sistema eléctrico actual.							
Año	(kWh/año)	kWh	Subtotal	(kW)	kW-mes/año	subtotal	Total
2021	20951.4744	C\$7.02	C\$147,119.16	140.16	C\$1,030.82	C\$144,480.22	C\$291,599.38
2022	20951.4744	7.34	153681.16	140.16	1076.67	150905.67	304586.83
2023	20951.4744	7.65	160241.07	140.16	1122.51	157331.12	317572.19
2024	20951.4744	7.96	166803.07	140.16	1168.35	163756.58	330559.64
2025	20951.4744	8.27	173365.07	140.16	1214.20	170182.03	343547.10
2026	20951.4744	8.59	179927.07	140.16	1260.04	176607.48	356534.55
2027	20951.4744	8.90	186489.07	140.16	1305.89	183032.93	369522.01
2028	20951.4744	9.21	193051.08	140.16	1351.73	189458.38	382509.46
2029	20951.4744	9.53	199613.08	140.16	1397.57	195883.84	395496.91
2030	20951.4744	9.84	206175.08	140.16	1443.42	202309.29	408484.37
2031	20951.4744	10.15	212737.08	140.16	1489.26	208734.74	421471.82
2032	20951.4744	10.47	219299.08	140.16	1535.10	215160.19	434459.28
2033	20951.4744	10.78	225861.08	140.16	1580.95	221585.65	447446.73
Subtotal			C\$2,424,362.15			C\$2,379,428.12	
			Total				C\$4,803,790.27

Los costos totales por años de la energía se convierten a su valor presente en el tiempo con la ecuación: (Baca Urbina, Fundamentos de ingeniería económica., 2007, pág. 12)

$$P = \frac{F}{(1+i)^n} \quad \text{Ec. 35}$$

Donde:

P: Cantidad depositada en el presente.

F: Cantidad acumulada en el periodo n

i: Interés cobrado o ganado por periodo.

n: Periodo que debe transcurrir para ganar o cobrar un interés.

La tasa de interés para este CAUE es de 2.7 % que es la inflación aplicada a los costos energéticos.

El valor presente de los costos energéticos del año 2021 se calcula:

$$P = \frac{C\$291,599.38}{(1 + 0.027)^1}$$

$$P = C\$283,933.18$$

El CAUE de los costos energéticos se calcula con la ecuación: (Baca Urbina, Fundamentos de ingeniería económica., 2007, pág. 17)

$$CAUE = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad \text{Ec. 36}$$

Donde:

P: Valor presente

i: Interés a cobrar

n: Periodo de capitalización.

El valor presente es la sumatoria de todos los costos presentes encontrados en el periodo de 13 años, n es el periodo de estudio 13 años, i es la tasa de inflación de los costos de energía 2.7%. (Ver ec. 36).

$$CAUE = C\$3,953,914.70 \left[\frac{0.027(1+0.027)^{13}}{(1+0.027)^{13}-1} \right]$$

$$CAUE = C\$364,687.94$$

El valor presente de los 13 años de estudio y el CAUE se reflejan en la siguiente tabla:

Tabla 25. CAUE del costo de la energía consumida en un periodo de 13 años.

CAUE del costo de la energía consumida en un periodo de 13 años.			
Periodo	Año	Costo total de la energía proyectada	Valor presente
0	2020		
1	2021	C\$291,599.38	C\$283,933.18
2	2022	304586.83	288782.08
3	2023	317572.19	293177.84
4	2024	330559.64	297144.75
5	2025	343547.10	300700.44
6	2026	356534.55	303863.80
7	2027	369522.01	306652.99
8	2028	382509.46	309085.50
9	2029	395496.91	311178.16
10	2030	408484.37	312947.15
11	2031	421471.82	314408.06
12	2032	434459.28	315575.84
13	2033	447446.73	316464.92
Total			C\$3,953,914.70
CAUE			C\$364,687.94

3.4.2. CAUE del costo de la inversión del proyecto.

Se calcula el valor futuro equivalente con inflación tanto de los reguladores como de las baterías en el año 10 después de instalado el sistema por recomendación de los fabricantes se debe reemplazar en ese tiempo utilizando el criterio de la ecuación 34.

$$\text{Costo del componente al año} = \left(P_0 + \left(P_0 * \frac{I_p}{100} \right) \right) \quad \text{Ec. 37}$$

Donde:

P_0 : Precio por año del componente.

I_p : Inflación proyectada por año.

En el año 2021 el costo de las baterías es:

$$\text{Costo de la batería} = \left(C\$947,326.80 + \left(C\$947,326.80 * \frac{4.0928}{100} \right) \right)$$

$$\text{Costo de la batería} = C\$986,098.99$$

A partir del año 2022 se le agrega valor por inflación al costo del año anterior del componente (Ver tabla 26).

Tabla 26. Costos proyectados de las baterías y reguladores en 10 años.

Costo proyectado de la batería y regulador en 10 años				
Año	Inflacion	Costo de baterías	Costo de reguladores	Total
2020	-	C\$947,326.80	C\$171,990.00	C\$1,119,316.80
2021	4.0928	986098.99	179029.21	1165128.20
2022	3.9319	1024870.99	186068.38	1210939.36
2023	3.7831	1063642.98	193107.55	1256750.53
2024	3.6452	1102414.97	200146.72	1302561.69
2025	3.5170	1141186.97	207185.89	1348372.86
2026	3.3975	1179958.96	214225.06	1394184.02
2027	3.2859	1218730.95	221264.23	1439995.19
2028	3.1813	1257502.95	228303.40	1485806.35
2029	3.0833	1296274.94	235342.57	1531617.51
2030	2.9910	1335046.93	242381.74	1577428.68

A los costos por mantenimiento durante los 13 años de horizonte, y los costos por reemplazo de baterías y reguladores en el año 10 se calcula el valor presente con la ecuación 35.

$$P = \frac{F}{(1 + i)^n}$$

$$P = \frac{C\$39,944.48}{(1 + 0.027)^1}$$

$P = C\$38,894.33$ Precio actual de mantenimiento en el periodo 1

$$P = \frac{C\$1,577,428.68}{(1 + 0.027)^{10}}$$

$P = C\$1,208,496.22$ Precio actual de los componentes reemplazados en el año 10.

Con el total de los valores presentes de costos del proyecto y la TMAR calculada en la ecuación 33 se calcula el CAUE para el horizonte en estudio de 13 años.

$$CAUE = C\$5,766,660.81 \left[\frac{0.0603(1 + 0.0603)^{13}}{(1 + 0.0603)^{13} - 1} \right]$$

$$CAUE = C\$ 652,544.64$$

La tabla 27 refleja todos los valores presentes calculados y el CAUE del proyecto.

Tabla 26. CAUE del costo de la inversión del proyecto en 13 años de horizonte.

CAUE del costo de la inversión del proyecto en un periodo de 13 años.							
Periodo	Año	Costo total por mantenimiento	Valor presente del costo por mantenimiento	Inversión inicial	5 % de la inversión inicial por	Costos por reemplazo de componentes	Valor presente del reemplazo de
0	2020			C\$3,837,391.72	C\$191,869.59		C\$1,208,496.22
1	2021	C\$39,944.48	C\$38,894.33				
2	2022	41515.04	39360.86				
3	2023	43085.60	39775.97				
4	2024	44656.15	40142.05				
5	2025	46226.71	40461.39				
6	2026	47797.27	40736.20				
7	2027	49367.83	40968.58				
8	2028	50938.39	41160.60				
9	2029	52508.95	41314.20				
10	2030	54079.51	41431.28			C\$1,577,428.68	
11	2031	55650.07	41513.64				
12	2032	57220.63	41563.04				
13	2033	58791.19	41581.15				
Subtotal 1			C\$528,903.28	C\$3,837,391.72	C\$191,869.59		C\$1,208,496.22
Total					C\$5,766,660.81		
CAUE					C\$652,544.64		

Por incertidumbre de posibles imprevistos se aparta un presupuesto de 5% de la inversión inicial.

En comparación los dos CAUE calculados, para un horizonte de 13 años de análisis, la implementación del proyecto propuesto resulta ser no viable, debido a que supera los costos que se generan por consumo de energía eléctrica con el uso al Sistema de Interconectado Nacional (SIN).

Este proyecto es de carácter institucional debido a que siendo la UNI una universidad estatal, que depende la partida presupuestada del 6% del presupuesto general de la Republica, no puede considerarse ser un proyecto de carácter privado, ya que la institución universitaria se acata a la asignación concedida por el gobierno de Nicaragua para fines académicos.

CONCLUSIONES

Para la ejecución del presente documento se investigó acerca de los conocimientos, técnicas y normas, necesarias para el diseño y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo para satisfacer la demanda energética del lugar de estudio realizado en un periodo de tiempo cercano a un año, tomando en cuenta muchos de los factores que afectarían gravemente en el correcto funcionamiento del sistema.

El consumo eléctrico del Centro de Computo Multimedia II, se determinó por medio del monitoreo con equipamiento de medición eléctrica (Clamp UT-243), durante el periodo con mayor consumo eléctrico.

Se desarrolló el diseño y dimensionamiento de los diferentes componentes indispensables para el sistema fotovoltaico para abastecer completamente el consumo eléctrico del lugar de interés, con la intención de evitar daños en los equipos de cómputo, climatización y proyección que se usan en el proceso de enseñanza de los estudiantes de las carreras de ingeniería mecánica e industrial.

Se cotizó con diferentes proveedores de sistemas fotovoltaicos dando como resultado la cotización más económica realizada en la empresa Era Solar, la cual proporciona información importante para el diseño y la selección de los componentes del sistema solar fotovoltaico autónomo propuesto.

Desafortunadamente, la inversión y costos por mantenimiento proyectados para un periodo de 13 años del sistema, son mayores en comparación a los costos ya generados por consumo eléctrico con el uso del Sistema de Interconexión Nacional (SIN), igualmente proyectados en el mismo periodo; y su correspondiente evaluación económica lo califica como no viable para ser ejecutado.

RECOMENDACIONES

- Investigar sobre nuevas alternativas de fuentes de energías renovables para su implementación dentro del recinto.
- Estudiar la viabilidad para otra de las variantes de sistemas fotovoltaicos.
- Analizar extensamente el consumo eléctrico del Centro de Computo Multimedia II.
- Evaluar la instalación un sistema fotovoltaico autónomo para los equipos que no generen picos de arranques.

Glosario.

CC: Corriente continua.

FF: Factor de forma.

FTI: Facultad de Tecnología de la Industria.

FV: Fotovoltaico.

I_{cc} : Corriente cortocircuito del panel solar.

I_{mp} : Corriente de máxima potencia.

I_{pm} : Corriente de máxima potencia

LCD: Pantalla de Cristal Líquido.

mA/cm^2 : Mili amperios/centímetro cuadrado.

PV: Energía fotovoltaica.

RUPAP: Recinto Universitario Pedro Arauz Palacios.

SFA: Sistema fotovoltaico autónomo.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

Telemetría: Medición de distancias por medio del telémetro.

Telemetro: Sistema de medición de magnitudes físicas que permite transmitir los datos obtenidos a un observador lejano.

UCN: Universidad Central Nicaragüense.

UNI: Universidad Nacional De Ingeniería.

V: Voltios.

V_{mp} : Voltaje de máxima potencia.

V_{oc} : Voltaje en circuito abierto del panel solar.

V_{pm} : Voltaje de máxima potencia.

VSAT: Terminal de apertura muy pequeña.

W/m^2 : Watts/ metros cuadrados.

Wp : Vatios o watts pico.

BIBLIOGRAFIA

- Abad Mariños , P. S., & Flores Mendo, E. A. (2016). *Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo para reducir el consumo de combustible en la plataforma de descarga de la pesquera exalmar-chimbote Perú*. Nuevo chimbote.
- Abella, M. A. (2010). *Dimensionado de sistemas fotovoltaicos*. Madrid: CIEMAT-Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas.
- Aguilera, J., Hontoria, L., & Muñoz, F. J. (2012). Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos autónomos. Jaén, Andalucía, España.
- Arencibia-Carballó, G. (2016). La importancia del uso de los paneles solares en la generación de la energía eléctrica. *REDVET. Revista Electrónica de Veterinaria.*, 2;3.
- Baca Urbina, G. (2016). *Evaluación de proyectos*. Ciudad de México.: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S. A. DE C. V.
- Barrera, Y. (2014). Diseño e Instalación de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos y conectados a la red a pequeña escala. *Laboratorio de innovación y desarrollo de energía renovables (LIDER).*, 22;17.
- Blanco Sardinero, I. (2010). *Instalación solar fotovoltaica conectada a la red sobre la azotea de una nave industrial*. Madrid.
- Blank, L., & Tarquin, A. (2006). *Ingeniería Económica*. México, D. F.: McGRAW-HILL/INTERAMERICANAS EDITORES, S. A. DE C.V.
- Brown, C. B. (2010). *Energía del sol*. México: Mcgrawhill.
- ENERGIA LIMPIA XXI. (2015).
- ENERGIA LIMPIA XXI. (2018).
- Ente Vasco de la Energía. (2000). La energía Solar Fotovoltaica en el País Vasco. *Herri-Erakundea*, 35;31;16;29;30.
- Grupo NAP. (04 de junio de 2014). Energía solar fotovoltaica. Madrid, España: Ibergraphi.
- Ing. Carlos Orbegozo, R. A. (10 de Marzo de 2010). Energía solar fotovoltaica. *Manual técnico para instalaciones domiciliarias*. Lima, Lima, Perú.
- Manual de soldadura . (Enero de 2014). Komatsu I. Tokio, Japon.

- Mejía V., E. J. (2019). Diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para el suministro de energía eléctrica al laboratorio de ingeniería mecánica de la Universidad Politécnica Amazónica. *Revista Pakamuros*, 82.
- Miguel Laborde, R. W. (08 de Agosto de 2013). Energía solar . *Instalaciones industriales*. Buenos Aires, Argentina: Primera edicion Buenos Aires.
- Ortiz, J. D. (2013). Viabilidad técnico-económica de un sistema fotovoltaico de pequeña escala. *Revista Visión Electrónica*, 105;109.
- Perpiñán Lamigueiro., Ó., Colmanar Santos, A., & Castro Gil, M. A. (2012). Dispositivos fotovoltaicos. En Ó. Perpiñán Lamigueiro., A. Colmanar Santos, & M. A. Castro Gil, *Diseño de Sistemas Fotovoltaicos* (pág. 9;10;8). Sevilla: J. de Haro Artes Gráficas, S.L.
- Perpiñán Lamigueiro., Ó., Colmanar Santos, A., & Castro Gil, M. A. (2012). Introducción. En Ó. Perpiñán Lamigueiro., A. Colmanar Santos, & M. A. Castro Gil, *Diseño de Sistemas Fotovoltaicos*. (pág. 1). Sevilla: J. de Haro Artes Gráficas, S.L.
- Plá, J., Durán, J. C., & Pérez, M. D. (2016). Energía solar fotovoltaica. En M. A. Laborde, & R. J. J. Williams, *Energía solar*. (pág. 3). Ciudad Autónoma de Buenos Aires.: ANCEFN-Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales.
- PV Magazine Fotovoltaica, Mercados y Tecnologías. (2019).
- Solar Energy. (20 de febrero de 2011). Componentes de una instalacion solar fotovoltaica. Bogota, Bogota, Colombia.
- Style, O. (2012). Elementos de Protección. En O. Style, *Energía Solar Autónoma planificación, dimensionado e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo*. (págs. 78-80). Itaca: Itaca appropriate technology.
- Universidad de Costa Rica. (07 de Julio de 2008). Diseño de un sistema fotovoltaico para una comunidad aislada. San Jose, Costa Rica.

ANEXOS

Propuestas hechas por las diferentes empresas proveedoras de componentes de sistemas fotovoltaicos.

I FERRETERIA JENNY CENTRAL							
TODO EN FERRETERIA							
MATERIALES DE CONSTRUCCION							
PROFORMA							
Fecha : 19/10/2020		0001077918		RUC J0310000002550			
Codigo : 00000				Vendedor : Ariel Garcia			
Cliente : Jonathan Nahum Fajardo Tellez							
Ruc :							
Dir :							
Observ : YADER GARCIA 58778439							
Item	Código	Descripción	UdeM	Cant	Precio	%Desc	Subt/Deacto
1	021030003	ANGULAR 1 X 1/8 (2.8mm) X 6 MTRS - 7216.21.10.00.00	Ctu	1	212.0916	0.00	212.09
2	021030044	ANGULAR 1 1/2 X 1/8 (2.8mm) X 6 MTRS - 7216.21.10.00.00	Ctu	1	269.4242	0.00	269.42
3	016090022	SOLDADURA 6011 - 1/8" LINCOLN - 8211.10.10.00.00	Libr	1	85.8604	0.00	85.86
4	012130013	PINTURA ANTICORROSIONA INDUST ROJO OXIDO GLN 9198 MODELO - 3208.10.10.00.00	Gln	1	456.6560	0.00	456.66
5	012050002	DILUYENTE GLN - 3614.00.10.00.00	Gln	1	236.1181	0.00	236.12

ELABORAR CHEQUE A NOMBRE DE : "FERRETERIA JENNY S.A"	
SOMOS EXENTOS DEL 1% y 2%	
ENTRADA DEL HOSPITAL DEL NIÑO LA MASCOTA 75 VRS. ARRIBA	
TEL. 2490783 / 2490789 - 2530822 - 2482880 - 2400548 - 2530817 FAX # 2531503	
NOTA: ESTOS PRECIOS PUEDEN VARIAR EN CUALQUIER MOMENTO SIN PREVIO AVISO	
Subtotal - Deacto C\$:	1,260.15
Impuesto C\$:	189.02
Total Neto C\$:	1,449.17

<C:\Users\CARLOS\Desktop\proyecciones.xlsx>



SUMINISTROS ELÉCTRICOS DE NICARAGUA, S.A.
RUC: J0310060336229

MANAGUA
Dirección: Bv. Larrinaga, del
Puerto El Estero a cañales abajo.
FONO: +505 2340-6520
TEL: +505 2340-7521
Correo: ventas@sel.com.ni

CHINANDEGA
Dirección: Bv. Guadalupe, de la
Iglesia Guadalupe 1 1/2 kilómetros abajo.
TEL. Ventas: +505 2340-6523
TEL. Admin: +505 2340-6524

COTIZACIÓN No.

5440

FECHA: 19/10/2020

HORA: 14:15

CLIENTE: CL001 CLIENTE DE CONTADO

EJECUTIVO DE VENTAS: MGA Ericka Lovo

CORREO ELECTRÓNICO: elovo@sel.com.ni

	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO US\$	TOTAL US\$
1	5024 0006	FUSIBLE DE CONTROL TE DF2CA12 10 X 38 12AMP 500V	8.00	4.0350	32.28
2	5024 0017	PORTAFUSIBLE TE DF101V 10X38MM 1 POLO 32AMP	10.00	6.3670	63.67
3	3411 0050	FUSIBLE LG13312 RAPIDO CART 12A	10.00	3.8000	38.00

-L-

OBSERVACIONES

SUBTOTAL US\$ 133.95

IVA US\$ 20.09

TOTAL US\$ 154.04

- PRECIOS SUJETOS A CAMBIO SIN PREVIO AVISO
- COTIZACIÓN VÁLIDA HASTA 26/10/2020

Cotización del precio de fusibles DC



Iluminando tu Vida
con La Energía
del Futuro

Nombre: Elvin Otoniel Meneses Perez
Atención: elvinotonielmenesesperez5@gmail.com
Teléfonos:

Fecha: 11 de Septiembre 2020
Vendedor: Brenda Duvila
Tel: 22705666 / 84992500

Tengo a bien dirigirme a usted con el objetivo de presentarle proforma según su solicitud.

Cant.	Descripción del Producto		Precio Unitario	Precio Total
60	Modulo Solar [*] PEIMAR	SP400 400 Wat	147.50	8,850.00
56	Bateria de Ciclo Profundo [*] UNIVERSAL BATTERY	USL168C-NC 42Ah/6Vdc	408.94	22,900.64
2	Inversor Cargador MAGNUM	MS-4400 4.4 Kw/10Vdc	2,788.51	5,577.02
5	Regulador de carga MPPT MIDNITE	80 Amp.	1,168.75	5,843.75
Sub Total				43,171.41
<i>* No aplican IVA según Ley 891.</i>				IVA
TOTAL US				544,884.53

* No incluye nada que no esté señalado textualmente en la oferta.

Tiempo de entrega:

Consultar existencias al momento de generar la compra.

En caso de importación de uno de los equipos que componen la oferta, su entrega será 4 – 6 semanas una vez recibido el anticipo del 70% con el aprobado de compra y 30% contra entrega de los equipos.

O bien sustituir los equipos propuestos con equipos homólogos que cumplan el mismo requerimiento del cliente.

Cantidad	Descripción del Producto	TIEMPO ENTREGA
60	Modulo Solar PEIMAR	Inmediato
56	Bateria de Ciclo Profundo USB	4-5 Semanas
2	Inversor Cargador MAGNUM	4-5 Semanas
5	Regulador de carga MIDNITE CLASSIC	4-5 Semanas

* El tiempo de entrega se puede extender sin previo aviso por motivos ajenos a la empresa

Cotización de componentes en ERA SOLAR.



CLIENTE: Luis Gomez
CONTACTO:
N° RUC/CED ID:
DIRECCION:
DESCRIPCION: Equipos

FECHA: 8/10/2020
N° DE CONTACTO:
CORREO ELECTRONICO: ventas@ecami.com

CANTIDAD	DESCRIPCION DEL PRODUCTO	PRECIO UNITARIO	MONTO TOTAL
1	Bateria Trojan SOLAR -SPRE-06415 6V 415AH	380.25	380.25
1	controlador de corriente BlueSolar MPPT 150/70-MC4 70 AMP 150V	551.00	551.00
1	controlador de corriente BlueSolar MPPT 150/100-MC4 100 AMP 150V	819.00	819.00
Sub-Total			\$ 1,750.25
IVA 15%			\$ 205.50
Monto Total Cotizado			\$ 1,955.75

Condiciones Generales de Ventas:

Precios:	Neto en \$ dolares
Descuentos:	Incluidos
Período de Validez:	10 dias
Forma de Pago:	Prepago
	Aceptamos tarjeta de credito, cheque certificados, y efectivo.
Entrega:	Con previa confirmacion
RUC ECAMI S.A.	10310000155011

ECAMI S.A: Departamento Comercial
Asesor Comercial Leonardo Estrada
Correo Vendedor: leonardo.estrada@ecami.com.pe
Telefono: 2276 0925 - Ext: 116
Celular: 89830954

- NOTA:**
1. Nuestros paneles solares y baterias están exentos de IVA, según ley 532
 2. Oferta estimada, el monto definitivo de cotización se confirmará con previa inspección técnica
 3. los servicios por Mano de Obra se cancelan de forma anticipada



CLIENTE: Luis Eduardo Gomez Mendosa
CONTACTO:
Nº RUC/CED ID:
DIRECCIÓN:
DESCRIPCIÓN: Equipo Victron

FICHA: 5/6/2020
Nº DE CONTACTO: 87661611
CORREO ELECTRONICO:

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO	PRECIO UNITARIO	MONTO TOTAL
1	Inversor Victron Cuatro 48/10000/140-100/100 120V VE.Bus	4,176.00	4,176.00
Sub-Total			\$ 4,176.00
IVA 15%			\$ 626.40
Monto Total Cotizado			\$ 4,802.40

Condiciones Generales de Ventas:

Precios:	Neto en \$ dólares
Descuentos:	Incluidos
Periodo de Validez:	10 días
Forma de Pago:	Prepago
Entrega:	Acceptamos tarjeta de credito, cheque certificados, y efectivo. Con previa confirmación
RUC ECAMI S.A.	00310000155011

ECAMI S.A: Departamento Comercial
Asesor Comercial: Leonardo Estrada
Correo Vendedor: leonardo.estrada@ecami.com.ec
Telefono: 2276-0925 - Ext: 116
Celular: 89830954

- NOTA:**
1. Nuestros paneles solares y baterías están exentos de IVA, según ley 532
 2. Oferta estimada, el monto definitivo de cotización se confirmará con previa inspección técnica
 3. los servicios por Mano de Obra se cancelan de forma anticipada



CUBAS ELÉCTRICA S.A

RUC J0310000046638
 Hospital San Juan de Dios 300 m Sur, Estelí. 2713-5875
 Carretera a Masaya Km 28, empalme Coyotepe entrada Hozanna 25 mts al sur, Masaya
 De la Rolonda El Periodista 300mts al sur, frente a Of. Plaza El Retiro, Managua. 2254-7493, 2254-7549
 Rolonda entrada a Chinandega 200 Mts al Oeste /Chinandega, Nicaragua. 2340-2132
 Correo Electrónico: cubaseléctrica00@gmail.com, info@grupocubas.com
 www.grupocubas.com

CE08-F02.1

No de Proforma:

140178

Página 1 de 1

Cliente: Luis Eduardo Gómez Mendoza

Fecha: 19/10/2020

Atención: Luis Eduardo Gómez Mendoza

Vendedor: Franzela Katiusha Zelaya Flores

Teléfono: null

Teléfono: 8914-2189 8257-4188

Email: luisxerox@xoxo.com

Email: franzela.zelaya@grupocubas.com

No	Código	SAC	Descripción	No Parte	UM	Cantidad	Precio	Total
1	081000001		GENERADOR DE 20 KW CON CABINA	ERE 20 YW / RS	UNI	1.0	14,051.20	14,051.20
2	081000001		GENERADOR DE 40 KW CON CABINA	40YW / RS	UNI	1.0	18,769.18	18,769.18
3	000000001	0001.08.21.10	CABLE DE COBRE THHN # 4 NEGRO.	GDFDFA004	M	1.0	1.93	1.93
4	000000004	0001.08.21.10	CABLE DE COBRE THHN # 2 BLANCO.		M	1.0	2.73	2.73
5	000000001	0001.08.21.10	CABLE DE COBRE THHN # 2 AZUL.	GDFDFA002	M	1.0	2.80	2.80
6	000000001	0001.08.21.10	CABLE DE COBRE THHN # 2 NEGRO.	GDFDFA002	M	1.0	2.90	2.90
7	000000001	0001.08.21.10	CABLE DE COBRE THHN # 2 ROJO.	GDFDFA002	M	1.0	2.80	2.80
8	000000001	0001.08.21.10	CABLE DE COBRE THHN # 10 AWG.	GDFDFA010	M	1.0	5.20	5.20
9	000000001	0001.08.21.10	CABLE DE COBRE THHN # 10 AWG.	GDFDFA010	M	1.0	7.65	7.65
10	000000001	0001.08.21.10	CABLE DE COBRE THHN # 10 AWG.	GDFDFA010	M	1.0	9.45	9.45

Tipo de Cambio: 35.0

Tiempo de entrega: 1 Días

Oferta Válida: 26/10/2020

Condiciones:

Forma de Pago: Contado

Nota:

Estamos Exentos 1%(Alcaldía) y 2%(DGI)

Sub Total	\$ 32,838.22
IVA	\$ 4,925.43
IRP	\$ 0.00
Total	\$ 37,763.65

SI Cubas

Cotización del cableado en CUBASELECTRICAS



CLIENTE: ELVIN OTONIEL MENESES
 CONTACTO:
 N° MO/CON EM:
 DIRECCIÓN:
 TELEFONO:

FECHA: 05/10/2020
 VOUCHER:

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO	PRECIO UNITARIO	MONTO TOTAL
60	MODULO SOLAR PSIRAK 24VDC 340WATT	\$ 147.00	8,820.00
36	BATERIAS TROJAN 6V 415AH CICLO PROFUNDO	\$ 371.00	13,296.00
2	INVERSOR MAGNUM ONDA PURA MS4448 P&Z	\$ 2,185.00	4,370.00
1	CONTROLADOR DE CARGA MPPT TRACER EPEVEN 6015 60AMP	\$ 287.00	1,435.00
		Sub-Total	\$ 28,921.00
		IVA 18%	\$ 520.78
		Monto Total	\$ 29,441.78

Condiciones Generales de Ventas:

Preços:	Todo en \$ dólares
Descuentos:	Incluidos
Periodo de Valido:	15 días
Forma de Pago:	Prepago
Entrega:	Aceptamos tarjeta de crédito, cheque certificado, y efectivo.
Entrega:	Con precio confirmación
ECAMI S.A.	1031000015001

ECAMI S.A. Departamento Comercial
 ooo Comercial Carolina Lopez Jarquin
 rrrrr Vendedor: carolina@ecami.com
 Telefax: 32773693
 Celular: 88688696 Mov 86450133 Claro.

- NOTA:**
1. Nuestros paneles solares y baterías de ciclo profundo están exentos de IVA, según ley 632
 2. Oferta estimada, su valor definitivo se confirmará posterior a la respectiva Inspección Técnica
 3. Los servicios per Mano de Obra se deben cancelar de forma anticipada



Cotización de componentes en ECAMI S.A.

Cotización del sistema fotovoltaico autónomo. SUNISOLAR.



SUNISOLAR
Con la energía del viento... a tu alcance

Barrío Edgar Munguía, Sambarón de ENEL, Central 20 metros al sur, Pinar
Aveca URBAN
T. 2278-2636/8644
info@sunisolar.com
RUC: 0020000047703

Die	Mes	Año
7	5	2020

OFERTA SISTEMA FOTOVOLTAICO 3KWH

Sres. _____
Atención _____
Dirección _____

Teléfono _____
email _____

Ud.	Unidad	Descripción	Precio	Importe
58-400M	65	MODULO SOLAR PERMAR 400W MONOCRISTALINO	\$ 174.90	\$11,349.21
SPRE-06-415	56	BATERIA CICLO PROFUNDO 370AH 6VDC L16P TROJAN SOLAR	\$ 483.33	\$27,066.88
CLASSIC 150	3	CONTROLADOR CARGA MIDNITE CLASSIC 96A 150VDC MPPT	\$ 918.94	\$4,094.71
MS444B	2	INVERSOR MAGNUM MS444B 4.4KW 48VDC	\$ 2,070.36	\$4,140.72
MPSL-30D	1	GABINETE PARA INVERSOR BREAKER 30A CA 2P Y 250A CC	\$ 843.48	\$843.48
BP-5	1	PLATINA DE SUJECION CONJUNTO MAGNUM	\$ 194.77	\$194.77
ME-AGS-S	1	AUTO ARRANCADOR DE GENERADOR	\$ 227.05	\$227.05
ME-BMK-NS	1	MEDIDOR DE CARGA DE BATERIA	\$ 165.63	\$165.63
ME-RTR	1	CONTROL REMOTO AVANZADO PARA INVERSOR MAGNUM EN PARALELO	\$ 291.38	\$291.38
ME-MIW-W	1	KIT DE MONITOREO REMOTO MAGNUM MAGWEE	\$ 437.08	\$437.08
Q	1	TRANSFERENCIA AUTOMATICA ASOO 10/1A 3 POLOS	\$ 2,255.30	\$2,255.30
LA302DC	5	ARRESTORES DE VOLTAJE DC	\$ 53.68	\$268.38
	49	Jumper 2/0, interconexion de bateria, 1 ft.	\$ 20.51	\$914.89
	12	Jumper 2/0, interconexion paralela de bateria, 3 ft.	\$ 18.46	\$221.52
	2	Jumper 2/0, interconexion de bateria a inductor, 8 ft.	\$ 38.34	\$76.68
		Kit de interconexion, modulos solares, regulador de carga, baterias, cable		
	1000	Cables de interconexion paneles-controlador de carga (Rollo de 100 FT)	\$ 0.76	\$758.00
	120	Alambre THHN # 6, Conexión Inversor - Panel principal (ml)	\$ 2.14	\$256.80
	60	Conectores Macho - Hembra para modulos solares	\$ 9.02	\$541.44
	5	Breaker DC 100 A, 150 VDC	\$ 58.80	\$294.00
	5	Breaker DC 63 A, 150 VDC	\$ 15.12	\$75.60
	40	Tuberia Conduit 2 pulgadas	\$ 2.81	\$112.80
		Kit de estructura, instalacion de modulos, soportes de aluminio		
	1	Gabinete de baterias, controladores de carga.	\$ 8,024.00	\$8,024.00
	1	Estructura de montaje y pedestales	\$ 7,020.00	\$7,020.00
		Mano de Obra		
	1	Mano de Obra de instalacion de paneles y estructura	\$ 4,520.00	\$4,520.00
		Sub total		\$66,147.13
		Impuesto		\$4,458.73
		Total		\$72,606.84

Validez de la oferta: 30 días

El equivalente de la oferta en cordobas se obtiene con la tasa de cambio oficial.
De ser aceptada la oferta, favor firmarla y enviarla al fax (505) 22782630.

Ficha técnica del regulador seleccionado.



Controladores de carga BlueSolar con conexión rosca o MC4 PV

MPPT 150/45, MPPT 150/60, MPPT 150/70, MPPT 150/100 VE.Can

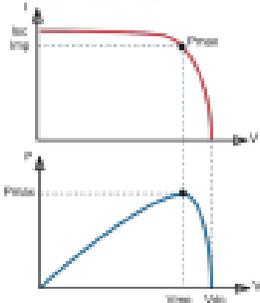
www.victronenergy.com



Controlador de carga solar MPPT 150/70-1r



Controlador de carga solar MPPT 150/70-MC4



Seguimiento del punto de potencia máxima

Carga superior:

Constante de carga (I) de un panel solar como función de tensión de carga (V).

El punto de máxima potencia (MPPT) es el punto Pmax de la curva en el que el producto de la I y V alcanza su pico.

Carga inferior:

Potencia de salida P = I x V como función de tensión de carga.

Si se utiliza un controlador PWM (o MPPT) la tensión de carga del panel solar será casi igual a la tensión de la batería, e inferior a Vmp.

Seguimiento ultrarrápido del punto de máxima potencia MPPT, por sus algoritmos en tiempo real

Especialmente con días nubosos, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 18% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección Automática del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPPT) en la curva de tensión de carga. Los MPPT convencionales tienden a seleccionar un MPPT local, que pudiera no ser el MPPT óptimo.

El innovador algoritmo de BlueSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPPT óptimo.

Compensación automática de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Algoritmo de carga totalmente programable (consulte la sección Asistencia y Descarga > Software en nuestra página web), y ocho algoritmos preprogramados, seleccionables mediante interruptor giratorio (ver manual para más información).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles PV.

Protección de corriente inversa PV.

Sensores de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación, en función de la temperatura.

Opciones de datos en pantalla en tiempo real

- ColorControl GX u otros dispositivos GX: consulte los documentos **Venus** en nuestro sitio web.
- Un smartphone u otro dispositivo con Bluetooth se necesita la mochila VE.Direct Bluetooth Smart.



Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/45	MPPT 150/60	MPPT 150/70	MPPT 150/100 VE.Can
Tensión de batería	Eficiencia automática 12/14/16V (en modo de reposición de sulfato para seleccionar 8V)			
Corriente de carga nominal	45A	60A	70A	100A
Potencia PV nominal, 12V (A/h)	540W	840W	1050W	1410W
Potencia PV nominal, 14V (A/h)	756W	1176W	1470W	1974W
Potencia PV nominal, 16V (A/h)	1080W	1680W	2100W	2808W
Corriente de cortocircuito máxima (PV)	80A	100A	120A	170A
Tensión máxima del circuito abierto PV	150V máxima absoluta en las condiciones más frías (40°C en verano y funcionamiento máximo)			
Eficiencia máxima	98%			
Autosensado	10 mA, 30 mA, 50 mA			
Tensión de carga de "absorción"	Valores predefinidos: 14,4 / 14,8 / 15,2 / 15,6V (ajustable)			
Tensión de carga de "flotación"	Valores predefinidos: 13,6 / 13,8 / 14,1 / 14,3V (ajustable)			
Algoritmo de carga	variable multietapas			
Compensación de temperatura	-16 mV / 50 mV / -60 mV / °C			
Protección	Polaridad inversa de la batería (opción, no audible por el usuario) Polaridad inversa / Cortocircuito de salida / Sobrecalentamiento			
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 45°C)			
Humedad	95%, no condensación			
Punto de comunicación de datos y configuración	VE.Direct (consulte el Man. Blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web) 150/50 solamente VE.Can			
Funcionamiento en paralelo	Si (no sincronizado) 150/100 máximo 20 unidades			
CARGA				
Color	8x8 (RAL 9012)			
Terminales PV (2)	30 mm ² / 400V (módulo T), Descaracterizado de conexión MC4-MC4			
Batería de batería	30 mm ² / 400V			
Tipo de protección	IP44 (protección ambiental) / IP20 (sin de conexión)			
Peso	8kg			
Dimensiones (al x an x p)	Módulo T: 180 x 200 x 90mm Módulo MC4: 210 x 200 x 90mm			Módulo T: 210 x 200 x 110
ENTRADA				
Regulación	EN60917-1, UL 1741, IEC 62109			
1) Si se necesita más potencia PV, el controlador limitará la potencia de entrada.				
2) La tensión PV debe exceder en 5V la Masa (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión PV mínima es de 12V y 14V.				
3) Un generador fotovoltaico con una corriente de cortocircuito más alta puede dañar el controlador.				
4) Módulos MC4 se pueden conectar varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares. Corriente máxima por conexión MC4: 80A (los controladores MC4 están conectados en paralelo a un controlador MPPT)				



Ficha técnica del inversor seleccionado.

Quattro	13/000/120-05/04 24/000/75-00/09	13/000/220-100/100 24/000/120-100/100 40/000/75-100/100	24/000/200-100/100 40/000/110-100/100	40/1000/140-100/100	40/1000/200-100/100
PowerControl / PowerAssist	SI				
Convertidor de frecuencia integrado	SI				
2 Entradas CA	Rango de tensión de entrada: 187-263 VCA Frecuencia de entrada: 45 – 61 Hz Factor de potencia: 1				
Corriente máxima de alimentación (A)	2x 30	2x100	2x100	2x100	2x100
BATERÍA					
Rango de tensión de entrada (VCC)	8,8 – 17V 19 – 32V 38 – 60V				
Salida (V)	Tensión de salida: 230 VCA ± 2% Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%				
Potencia cont. de salida a 25°C (VA) (1)	3000	5000	8000	10000	15000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	2400	4000	6300	8000	12000
Potencia cont. de salida a 50°C (W)	2200	3700	5300	6500	10000
Potencia cont. de salida a 60°C (W)	1700	3000	3800	4500	7000
Pico de potencia (W)	6000	10000	16000	20000	29000
Eficiencia máxima (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	94	94
Carga en vacío (W)	20 / 20	30 / 30 / 30	40 / 40	40	110
Carga en vacío en modo de ahorro (W)	10 / 10	20 / 20 / 20	40 / 40	40	70
Carga en vacío en modo de carga (W)	8 / 10	10 / 10 / 10	11 / 11	11	20
CARGADOR					
Tensión de carga de "absorción" (VCC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6	57,6
Tensión de carga de "floatación" (VCC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2	55,2
Modo de almacenamiento (VCC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8	52,8
Corriente de carga de la batería auxiliar (A) (1)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140	200
Corriente de carga batería arranque (A)	4 (solo modelos de 12 y 24V)				
Sensar de temperatura de la batería	SI				
GENERAL					
Salida auxiliar (A) (2)	2x	3x	3x	3x	3x
Relé programable (3)	3x	3x	3x	3x	3x
Protección (4)	a - b				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo o trifásico, supervisión remota e integración del sistema.				
Puerto de comunicación de una central (CAN/RS485)	2x	2x	2x	2x	2x
Características comunes	Temp. de trabajo: -30 a +65 °C Humedad (sin condensación): máx. 95%				
CARGA					
Características comunes	Material y color aluminio (pul. EN 3012) Grado de protección IP 21				
Conexión a la batería	Cuatro terminales M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)				
Conexión 230 VCA	Remos de tensión de 1 a 10 mm ² 400V	Pericos M6	Pericos M6	Pericos M6	Pericos M6
Peso (kg)	19	38 / 32 / 30	45 / 40	51	72
Dimensiones (alto x ancho x profundidad)	382 x 258 x 218	470 x 330 x 280 466 x 328 x 280	470 x 330 x 280	470 x 330 x 280	572 x 488 x 304
NORMAS Y MÁS					
Seguridad	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1				
Emisiones, inmunidad	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3				
Vehículos de carretera	Modelos de 12 y 24V IEC 810-4				
Atención	Visite nuestra página web				
1) Punto ajustable a 0Hz, 120V 60Hz o variable					
2) Clave de protección:					
a) controlado de salida					
b) sobrecarga					
c) tensión de la batería demasiado alta					
d) tensión de la batería demasiado baja					
e) temperatura demasiado alta					
f) 230VCA en la salida del inversor					
g) sobrecarga de la tensión de entrada demasiado alta					
3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1					
4) ± 2% de temperatura ambiente					
5) Se desactiva en cualquier fallo sistema disponible					
6) Relé programable que puede configurarse entre otros, como función de alarma remota, supervisión CC o sensor de temperatura					
Capacidad nominal CA 230 V/16					
Capacidad nominal CC 4 A hasta 32 VCC, 1 A hasta 60 VCC					



Panel Digital Multi Control
Una solución práctica y de bajo coste para el seguimiento remoto, con un selector giratorio con el que se pueden configurar los niveles de PowerControl y PowerAssist.

Funcionamiento y supervisión controlada por ordenador
Hay varias interfaces disponibles:



Mochila VE.Bus Smart
Mide la tensión y la temperatura de la batería y permite monitorizar y controlar Multi y Quattro con un smartphone u otro dispositivo con Bluetooth.



Color Control GX y otros dispositivos
Monitorizar y controlar, de forma local e remota, no [Dinial VE](#).



Interfaz MPO-USB VE.Bus a USB
Se conecta a un puerto USB (ver [datos técnicos](#) en [el sitio de soporte](#).)



Interfaz VE.Bus a MMEA 3000
Liga dispositivo a una red electrónica marina MMEA3000. Consulte el [paso 6](#) en [nuestro manual MMEA3000 e MPO](#).



Monitor de batería BMV-P13 Smart
Utilice un smartphone u otro dispositivo con Bluetooth para:
- personalizar los ajustes,
- consultar todos los datos importantes en una sola pantalla,
- ver los datos del historial y actualizar el software conforme se vayan añadiendo nuevas funciones.

Victor Energy BV | De Puff 35 | 1337 JS Almere | Países Bajos
 Consulta: +31 (0)36 533 97 00 | E-mail: sales@victorenergy.com
www.victorenergy.com



Ficha técnica de la batería seleccionada I.



TROJAN
BATTERY COMPANY

DATA SHEET

MOTIVE L16E-AC

MODEL **L16E-AC with Bayonet Cap**
 VOLTAGE **6**
 MATERIAL **Polypropylene**
 DIMENSIONS **Inches (mm)**
 BATTERY **Deep-Cycle Flooded/Wet Lead-Acid Battery**
 COLOR **Maroon**
 WATERING **HydroLink™ Watering System**



WITH **T₂** TECHNOLOGY



6 VOLT

PHYSICAL SPECIFICATIONS

BCI	MODEL NAME	VOLTAGE	CELL(S)	TERMINAL TYPE *	DIMENSIONS * (INCHES (mm))			WEIGHT * LBS. (kg)
					LENGTH	WIDTH	HEIGHT *	
903	L16E-AC	6	3	4	12.31 (313)	6.85 (174)	16.41 (417)	99 (45)

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

DRAWING PERFORMANCE		CAPACITY * MINUTES		CAPACITY * AMP-HOURS (AH)				ENERGY (kWh)	INTERNAL RESISTANCE (mΩ)	SHORT CIRCUIT CURRENT (amps)
C.C.A.* @ 0°F (-18°C)	C.A.* @ 32°F (0°C)	@ 25 Amps	@ 75 Amps	5-Hr	10-Hr	20-Hr	100-Hr	100-Hr		
—	—	766	185	303	340	370	411	2.47	—	—

CHARGING INSTRUCTIONS

SYSTEM VOLTAGE	CHARGER VOLTAGE SETTINGS (AT 77°F/25°C)				
	6V	12V	24V	36V	48V
Bulk Charge	7.41	14.82	29.64	44.46	59.28
Float Charge	6.75	13.50	27.00	40.50	54.00
Equalize Charge	8.10	16.20	32.40	48.60	64.80

Do not install or charge batteries in a sealed or non-ventilated compartment. Constant under or overcharging will damage the battery and shorten its life as with any battery.

CHARGING TEMPERATURE COMPENSATION

ADD	SUBTRACT
0.005 volt per cell for every 1°C below 25°C 0.0028 volt per cell for every 1°F below 77°F	0.005 volt per cell for every 1°C above 25°C 0.0028 volt per cell for every 1°F above 77°F

OPERATIONAL DATA

OPERATING TEMPERATURE	SELF DISCHARGE
-4°F to 113°F (-20°C to +45°C). At temperatures below 32°F (0°C) maintain a state of charge greater than 60%.	5 – 15% per month depending on storage temperature conditions.

RECYCLE RESPONSIBLY



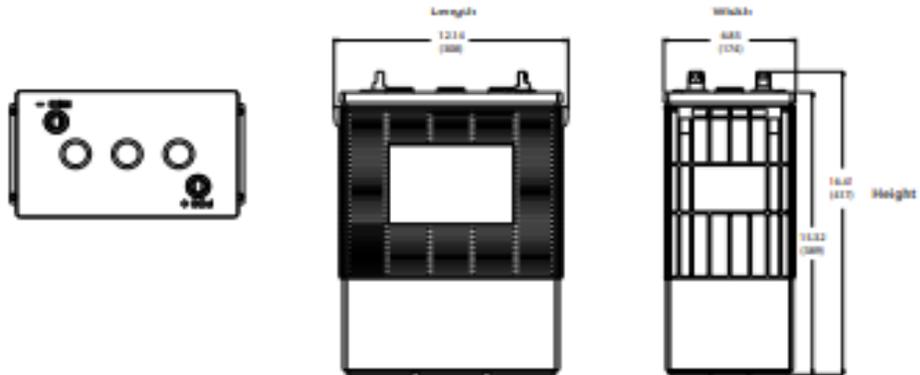
STATE OF CHARGE MEASURE OF OPEN-CIRCUIT VOLTAGE

PERCENTAGE CHARGE	SPECIFIC GRAVITY	CELL	6 VOLT
100	1.277	2.122	6.37
90	1.258	2.103	6.31
80	1.238	2.083	6.25
70	1.217	2.062	6.19
60	1.195	2.040	6.12
50	1.172	2.017	6.05
40	1.148	1.993	5.98
30	1.124	1.969	5.91
20	1.098	1.943	5.83
10	1.073	1.918	5.75

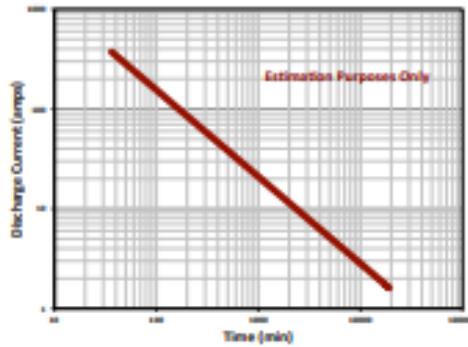
Ficha técnica de la batería seleccionada II.

L16E-AC DATA SHEET

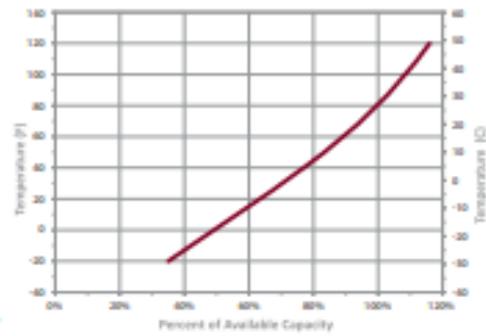
BATTERY DIMENSIONS (shown with UT)



TROJAN L16E-AC PERFORMANCE



PERCENT CAPACITY VS. TEMPERATURE



Trojan batteries are available worldwide through Trojan's Master Distributor Network. We offer outstanding technical support, provided by full-time application engineers.

For a Trojan Master Distributor near you, call 800.423.6569 or + 1.562.236.3000 or visit www.trojanbattery.com
12380 Clark Street, Santa Fe Springs, CA 90670 - USA

© 2011 Trojan Battery Company. All rights reserved. Trojan Battery Company is not liable for damages that may result from any information provided herein unless from this publication, under any circumstances. Trojan Battery Company reserves the right to make adjustments to this publication at any time, without notice or obligation. Please check the Trojan Battery website (www.trojanbattery.com) for the most up-to-date information.

Ficha técnica del panel fotovoltaico PEIMAR SM400M.



/// PEIMAR
EQUIPE PHOTOVOLTAÏQUE MODULES



SM400M

COMMERCIAL LINE

 **MÓDULO MADE IN ITALY**

Los paneles solares monocristalinos Peimar, producidos con una combinación de procesos de producción y técnicas avanzadas de ingeniería, proporcionan a los clientes la máxima producción y un rendimiento mucho más alto. Esto permite que sean utilizados menos paneles para generar más energía, ideal si el espacio es limitado o las condiciones medioambientales son desafiantes.
Su diseño moderno, robusto y una vida útil muy larga asegura que estos paneles monocristalinos son una muy buena opción.

30 AÑOS GARANTÍA LINEAL PRODUCCIÓN
20 AÑOS GARANTÍA PRODUCTO

 **TECNOLOGÍA PERC**

 **VIDRIO ANTIRREFLEJO**

 **SEGURO CEC**
Regimen de Responsabilidad del Producto 2019

CÉLULAS

 **72 CÉLULAS**
MÓDULO 588 Wp | PERC
158.75x158.75mm / 6.25x6.25"

MARCO

 **COMPACTO Y SÓLIDO | 40mm**
PUEDEN SER ANCLADOS EN EL LADO CORTO™

www.peimar.com



Panel solar Fotovoltaico seleccionado.

Especificaciones técnicas del panel PEIMAR SM400M

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS (STC) ⁽¹⁾

	SM400M
Potencia pico (Pmax)	400 W
Tolerancia de potencia	0/+5 W
Tensión a Pmax (Vmp)	40.60 V
Corriente a Pmax (Imp)	9.86 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	48.64 V
Corriente de corto circuito (Isc)	10.30 A
Tensión máxima de sistema	1500 V
Máximo valor nominal del fusible	15 A
Eficiencia Módulo	20.17%
Clase de protección contra descarga eléctrica	Clase II

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Células	72 (6x12) M3 monocristalinas PERC
Tamaño Células	158.75x158.75 mm / 6.25x6.25"
Cubierta Frontal	3.2 mm / 0.12" grosor. vidrio templado
Cápsula	TPT (Tedlar-PET-Tedlar)
Cubierta Posterior	EVA (Etileno Vinil Acetato)
Marco	Aleación de aluminio anodizado doble grosor
Acabados Marco	Plata
Acabados Lámina posterior	Blanco
Diodos	3 Diodos de Bypass
Caja de conexiones	certificado IP67
Conectores	MC4 o conectores compatibles
Longitud Cables	1100 mm / 43.3"
Sección Cables	4.0 mm ² / 0.006 in ²
Tamaño	1979x1002x40 mm / 77.91x39.44x1.57"
Peso	22 Kg / 48.5 lbs
Carga máxima	Certificado per 5400 Pa

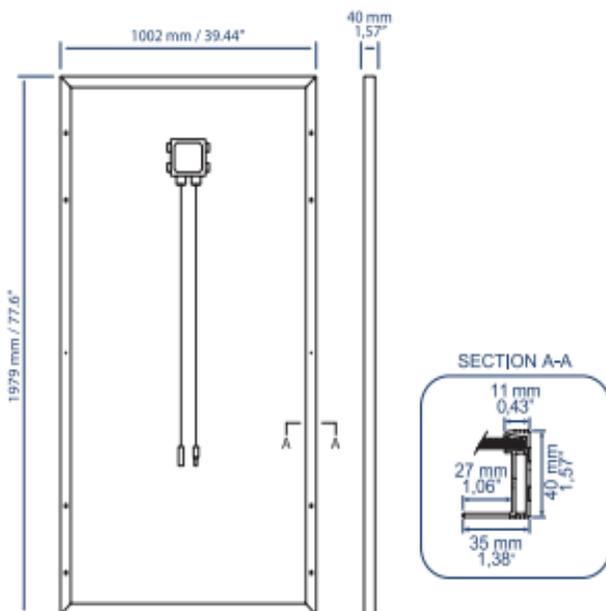
CARACTERÍSTICAS TEMPERATURA

NOCT ⁽²⁾	45±2 °C
Coefficiente temperatura de la potencia máxima	-0.40 %/°C
Coefficiente temperatura de la tensión de circuito abierto	-0.32 %/°C
Coefficiente temperatura de la corriente de corto circuito	0.047 %/°C
Temperatura de funcionamiento	-40 °C - +85 °C

EMBALAJE ⁽³⁾

Medidas Palé	2000x1200x1210 mm / 78.7x47.2x47.6"
Paneles por Palé	27
Peso	630 Kg / 1388.9 lbs

MEDIDAS



CARACTERÍSTICAS CORRIENTE/VOLTAJE

