

Universidad Internacional de las Américas

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Carrera: Ingeniería Electromecánica

Proyecto de Graduación para optar por el grado de Bachillerato en  
Ingeniería Electromecánica

Implementación de energías renovables en la Escuela República del Perú

Tutor: Ing. Álvaro Rojas Camacho

Lector. Master Billy Retana Peña

Estudiante:

Carnet

Pablo Paniagua Arguedas (100155)

Sede Aranjuez

Noviembre/2018

<b>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>PROBLEMA .....</b>	<b>1</b>
<b>OBJETIVO .....</b>	<b>1</b>
<b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....</b>	<b>1</b>
<b>JUSTIFICACIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>ALCANCES.....</b>	<b>4</b>
<b>LIMITACIONES.....</b>	<b>4</b>
<b>2.12. ANTECEDENTES .....</b>	<b>5</b>
<b>2.12.1. PRIMER ANTECEDENTE.....</b>	<b>5</b>
<b>2.12.2. SEGUNDO ANTECEDENTE.....</b>	<b>7</b>
<b>2.12.3. TERCER ANTECEDENTE.....</b>	<b>9</b>
<b>CAPÍTULO II: MARCO REFERENCIAL .....</b>	<b>11</b>
<b>2.1. ENERGÍA RENOVABLE .....</b>	<b>11</b>
<b>2.2 ELEMENTO DE GENERACIÓN.....</b>	<b>13</b>
<b>2.3 EL CONJUNTO DE CABLEADO .....</b>	<b>17</b>
<b>2.4 MECANISMO DE CONVERSIÓN (INVERSOR) .....</b>	<b>17</b>
<b>2.4.1 EL MICRO-INVERSOR .....</b>	<b>21</b>
<b>ARREGLO SOLAR CON SOMBRAS.....</b>	<b>22</b>
<b>PANELES CON DIFERENTE ORIENTACIÓN.....</b>	<b>22</b>
<b>MONITOREO INDEPENDIENTE POR PANEL.....</b>	<b>23</b>
<b>SISTEMAS MUY PEQUEÑOS.....</b>	<b>23</b>
<b>2.5 LA UNIDAD DE CONTROL O REGULADOR (EN CASOS DONDE APLIQUE).....</b>	<b>24</b>
<b>2.5.1 SISTEMAS MANUALES.....</b>	<b>24</b>
<b>2.5.2 SISTEMAS AUTOMATIZADOS.....</b>	<b>25</b>
<b>2.6 EL CONJUNTO DE CARGAS.....</b>	<b>28</b>
<b>2.7 PUESTA A TIERRA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>29</b>
<b>2.8 DISPOSITIVOS DE SISTEMAS AUXILIARES .....</b>	<b>33</b>
<b>2.8.1 AEROGENERADORES (SISTEMA EÓLICO).....</b>	<b>34</b>
<b>AEROGENERADOR DE VIENTO DE BAJA POTENCIA: .....</b>	<b>35</b>
<b>1. NECESIDAD DE ESPACIO ABIERTO.....</b>	<b>37</b>
<b>2. ESPACIO LIBRE DE OBSTÁCULOS.....</b>	<b>37</b>
<b>3. RECURSO EÓLICO SUFICIENTE.....</b>	<b>38</b>
<b>4. INVERSOR.....</b>	<b>41</b>
<b>5. PUNTOS DE CONSUMO O CARGAS.....</b>	<b>41</b>
<b>2.9 NORMATIVAS SEGÚN ARESEP.....</b>	<b>42</b>
<b>2.10 CONCEPTOS MATEMÁTICOS FINANCIEROS.....</b>	<b>45</b>
<b>2.10.1 VALOR ACTUAL NETO.....</b>	<b>45</b>

2.10.2 TASA INTERNA DE RETORNO O TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR) .....	47
COMPARACIÓN DE PROYECTOS EXCLUYENTES.....	50
<b>CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO.....</b>	<b>51</b>
4.1 ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN.....	51
4.2 MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN .....	51
4.3 FUENTES DE INFORMACIÓN .....	52
4.4 VARIABLES O UNIDADES DE ANÁLISIS .....	52
4.5 INSTRUMENTOS .....	53
4.6 PROCESO PARA LA RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS.....	53
<b>CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>55</b>
<b>A. DIAGNÓSTICO.....</b>	<b>55</b>
A.1. CONSUMO ELÉCTRICO DE LA ESCUELA REPÚBLICA DEL PERÚ .....	55
A.2. INFORMACIÓN CLIMATOLÓGICA DE LA UBICACIÓN DE LA ESCUELA REPÚBLICA DEL PERÚ .....	56
A.3. IRRADIACIÓN SOLAR DE COSTA RICA .....	58
A.4. ÁREA DISPONIBLE PARA LA COLOCACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA RENOVABLE .....	59
<b>B. DESARROLLO.....</b>	<b>63</b>
B.1. CÁLCULO DEL NÚMERO DE PANELES FOTOVOLTAICOS REQUERIDOS .....	63
B.2. CÁLCULO DE LA POTENCIA MENSUAL DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS SEGÚN EL HSP. ....	65
B.3 COMPARACIÓN DE INVERSORES Y MICRO-INVERSORES.....	68
GENERAN UN POCO DE RUIDO.....	68
B.3.1 CÁLCULO DEL INVERSOR .....	69
B.4. CONEXIÓN DE PANELES SOLARES EN SERIE Y PARALELO .....	71
B.5. CÁLCULO DEL ARREGLO DE PANELES FOTOVOLTAICOS.....	74
B.6. DIMENSIONES DEL CONJUNTO DE PANELES O DEL ARREGLO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	76
B.7. ÁREA NECESARIA PARA LOS MÓDULOS .....	76
B.8. PESO ESTRUCTURAL DE LOS MÓDULOS .....	77
B.9. CÁLCULO DE LOS MÓDULOS SEGÚN LA CAPACIDAD DEL INVERSOR .....	78
B.9.1 CÁLCULO DE MICRO-INVERSORES. ....	82
B.10. SISTEMA DE ENERGÍA RENOVABLE CON AEROGENERADORES .....	83
B.11. CÁLCULO DEL NÚMERO DE AEROGENERADORES .....	83
B.12. DIMENSIONES DEL AEROGENERADOR .....	86

<b>B.12. CÁLCULO DE LA GENERACIÓN PRODUCIDA ANUALMENTE POR LOS AEROGENERADORES .....</b>	<b>89</b>
<b>B.12.1. MÉTODO DE INTERPOLACIÓN.....</b>	<b>90</b>
<b>C. ANÁLISIS FINANCIERO.....</b>	<b>92</b>
<b>C.1. DESARROLLO DE BAC SOLAR.....</b>	<b>93</b>
<b>INFORMACIÓN ACERCA DE LA HERRAMIENTA.....</b>	<b>93</b>
<b>C.2. RESULTADOS DE BAC-SOLAR.....</b>	<b>110</b>
<b>C.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO COMPUESTO POR 94 PANELES. (PRIMER CASO).....</b>	<b>110</b>
<b>C.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONFORMADO POR 117 PANELES. (SEGUNDO CASO).....</b>	<b>118</b>
<b>C.5 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONFORMADO POR 94 PANELES Y MICRO-INVERSORES. (TERCER CASO).....</b>	<b>125</b>
<b>C.6 SISTEMA CONFORMADO POR LOS SEIS AEROGENERADORES. (CUARTO CASO).....</b>	<b>131</b>
<b>D. RESULTADOS.....</b>	<b>137</b>
<b>D.1. DEMANDA DE ENERGÍA Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA .....</b>	<b>137</b>
<b>D.2. LAS FUENTES RENOVABLES .....</b>	<b>140</b>
<b>D.3. RESULTADOS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....</b>	<b>141</b>
<b>D.4. RESULTADOS PARA EL SISTEMA DE AEROGENERADORES (CUARTO CASO) .....</b>	<b>147</b>
<b>RESULTADOS FINANCIEROS.....</b>	<b>149</b>
<b>D.5 RESUMEN FINANCIERO DE LOS DISTINTOS SISTEMAS DE ENERGÍA RENOVABLE.....</b>	<b>149</b>
<b>CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>159</b>
<b>5.1. CONCLUSIONES.....</b>	<b>159</b>
<b>5.2. RECOMENDACIONES .....</b>	<b>161</b>
<b>CAPÍTULO VI: PROPUESTA .....</b>	<b>164</b>
<b>6.1 IMPLEMENTACIÓN.....</b>	<b>164</b>
<b>POLI-CRISTALINO 320W TALESUN .....</b>	<b>190</b>
<b>ESTRUCTURA CUBIERTA PLANA CH915 C/RED.....</b>	<b>190</b>
<b>CÁLCULO DE LA POTENCIA MENSUAL DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS SEGÚN EL HSP....</b>	<b>193</b>
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>202</b>
<b>APÉNDICES.....</b>	<b>203</b>
<b>ANEXO 1. RECIBOS ELÉCTRICOS DE LA ESCUELA REPÚBLICA DEL PERÚ.....</b>	<b>204</b>
<b>ANEXO 2. FICHA TÉCNICA DEL PANEL SOLAR.....</b>	<b>206</b>
<b>ANEXO 3. FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR.....</b>	<b>208</b>
<b>ANEXO 4. FICHA TÉCNICA DEL AEROGENERADOR HORIZONTAL.....</b>	<b>210</b>
<b>ANEXO 5. FICHA TÉCNICA DEL AEROGENERADOR VERTICAL.....</b>	<b>212</b>

**ANEXO 6. FICHA TÉCNICA DE LA INTERFACE DEL AEROGENERADOR. ....212**

**ANEXO 7. FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR UTILIZADO POR EL AEROGENERADOR.....213**

**ANEXO 8: ANÁLISIS FINANCIERO. (BAC-SOLAR).....217**

**ANEXO 9: VARIABILIDAD DEL VAN Y DEL TIR (TABLA EXCEL) .....220**

## Tablas

### Capítulo IV

Tabla A .1: Consumo Eléctrico de la Escuela República del Perú.....	55
Tabla A.2. Información climatológica anual de la ubicación de la Escuela República del Perú en San José Costa Rica.....	57
Tabla B.1. Potencia Generada por los paneles fotovoltaicos. ....	66
Tabla B.2. Comparativa entre la demanda y la generación de energía.....	67
Tabla B.3.1 Ventajas y Desventajas del Inversor Centralizado.....	68
Tabla B.3.2 Ventajas y Desventajas del Micro-Inversor.....	69
Tabla B.3. Potencia generada por los 156 paneles fotovoltaicos.....	79
Tabla B.4. Potencia generada por 117 paneles fotovoltaicos.....	80
Tabla B.5. Comparativa entre el aerogenerador de eje horizontal y el aerogenerador de eje vertical.....	82
Tabla B.4.1 Especificación del Micro-Inversor.....	83
Tabla B.12.1 Áreas disponibles para la instalación del sistema de aerogeneradores.....	88
Tabla B.6. Generación eléctrica del aerogenerador Wind Plus 25.3.....	89
Tabla B.7. Energía producida por los aerogeneradores.....	91
Tabla C.1. Comparativa entre demanda y generación de energía.....	111
Tabla C.2. Flujos de efectivo por periodo con los 94 paneles fotovoltaicos.....	114
Tabla C.3. Cálculo del VAN para el sistema de 94 paneles fotovoltaicos.....	116
Tabla C.4 Inversión Inicial para el sistema de 117 paneles solares.....	119
Tabla C.5. Flujos de efectivo por periodo con los 117 paneles fotovoltaicos.....	121
Tabla C.6 Cálculo del VAN para los 117 paneles fotovoltaicos.....	123

Tabla C.7. Flujos de efectivo por periodo con los 94 paneles fotovoltaicos y micro-inversores.....	127
Tabla C.8. Cálculo del VAN para el sistema de 94 paneles fotovoltaicos y micro-inversores.....	129
Tabla C.9. Inversión inicial para el sistema de aerogeneradores.....	132
Tabla C.10. Flujos de efectivo por periodo con los 6 aerogeneradores.....	133
Tabla C.11 Cálculo del VAN para el sistema con aerogeneradores.....	135
Tabla D.3.1. Sistema fotovoltaico calculado por la aplicación BAC-Solar.....	141
Tabla D.3.2. Sistema fotovoltaico propuesto según investigación.....	143
Tabla D.3.3. Sistema fotovoltaico propuesto según investigación con micro-inversores.....	145
Tabla D.4.1. Sistema con aerogeneradores propuesto según investigación.....	147
Tabla D.5.1 Cuadro de Resumen Financiero.....	149
Tabla D.6.1 Variabilidad del VAN.....	154
Tabla D.6.2 Variabilidad de la TIR.....	156
Capítulo VI	
Tabla 6.1 Elementos para la instalación del sistema fotovoltaico.....	190
Tabla 6.2 Potencia Generada por los 90 paneles Fotovoltaicos.....	194
Tabla 6.3 Flujos de efectivo por periodo con los 90 paneles Fotovoltaicos.....	196
Tabla 6.4 Resultados del VAN y del TIR para el sistema de 90 paneles Fotovoltaicos.....	198
Tabla 6.5 Cálculo del VAN para el sistema de 90 paneles fotovoltaicos.....	199

## Figuras

### Capítulo II

Figura 2.1 Interconexión de un sistema fotovoltaico.....	12
Figura 2.2 Partes de un panel Fotovoltaico.....	14
Figura 2.3 Tipos de paneles fotovoltaicos.....	15
Figura 2.4 Inversores fotovoltaicos con distintas capacidades de conversión.....	18
Figura 2.5 Ejemplo de inversor para mediano consumo.....	20
Figura 2.6 MICORINVERSOR ENPHASE M250.....	21
Figura 2.7 MICROINVERSOR RENESOLA MICROREPLUS.....	23
Figura 2.8 Ejemplo de una unidad de control o regulador para un sistema fotovoltaico doméstico.....	26
Figura 2.9 Ejemplo de una unidad de control o regulador para un sistema fotovoltaico industrial.....	28
Figura 2.10 Conexiones de puesta a tierra entre los módulos.....	30
Figura 2.11 Dispositivos aprobados para la puesta a tierra entre módulos.....	31
Figura 2.12 Ejemplo de una incorrecta puesta a tierra.....	32
Figura 2.13 Diagrama de conexión de puesta a tierra de sistema un fotovoltaico.....	32
Figura 2.14 Ejemplo de un sistema híbrido.....	33
Figura 2.15 Aero-generador.....	35
Figura 2.16 Curva de potencia versus velocidad del viento para un aerogenerador.....	39
Figura 2.17 Componentes básicos de un Aero-generador.....	40
Figura 2.18. Puntos de consumo o cargas.....	42

Figura A.1. Mapa de irradiación de Costa Rica.....	58
Figura A.2: Sección A del tejado de la Escuela República del Perú.....	59
Figura A.3: Sección A del tejado de la Escuela República del Perú.....	60
Figura A.4: Sección B del tejado de la Escuela República del Perú.....	61
Figura A.5: Sección B del tejado de la Escuela República del Perú.....	61
Figura A.6: Secciones C y D del tejado de la Escuela República del Perú.....	62
Figura B.1: Conexión en paralelo Paneles Solares.....	71
Figura B.2: Conexión en serie de Paneles Solares.....	72
Figura B.3: Conexión Serie-Paralelo Paneles Solares.....	72
Figura B.4: Arreglo de conexión serie-paralelo para cada uno de los módulos de paneles fotovoltaicos.....	75
Figura B.11.1 Aerogeneradores.....	84
Figura B.12.1 Dimensiones del Aerogenerador Wind Plus 25.3.....	87
Figura B.5. Distribución de los aerogeneradores en el tejado.....	88
Figura C.1: Coeficientes de reducción por temperatura según tipo de panel.....	97
Figura C.2: Perdidas del panel fotovoltaico.....	98
Figura C.3: Curva de eficiencia del inversor.....	98
Figura C.4: Comparación de curvas de energía y carga.....	102
Figura C.5: Fulos de caja.....	104
Figura C.6: Parámetros del Flujo de caja.....	106
Figura C.7: Costo de Watt instalado.....	106
Figura C.8: Costo de interconexión y viabilidad.....	107
Figura C.9: Generación de los 94 paneles solares.....	110

Figura C.10: Grafico del VAN para los 94 paneles solares.....	117
Figura C.11: Grafico del VAN para los 117 paneles solares.....	124
Figura C.12: Grafico del VAN para los 94 paneles solares y micro-inversores.....	131
Figura C.13: Grafico del VAN para los 6 aerogeneradores.....	136
Figura D.6.1 Comportamiento gráfico de VAN.....	157
Figura D.6.2 Comportamiento gráfico de VAN.....	158
 Capítulo VI	
Figura 6.1: Imagen de la Escuela República del Perú.....	164
Figura 6.2: Imagen de la Escuela República del Perú.....	165
Figura 6.3: Imagen satelital del tejado de la Escuela República del Perú.....	166
Figura 6.4: Ubicación del centro de carga.....	167
Figura 6.4.1 Módulo fotovoltaico conformado por 30 paneles.....	168
Figura 6.5: Ubicación de los módulos fotovoltaicos. ....	169
Figura 6.6: Diagrama de conexión de un sistema fotovoltaico.....	169
Figura 6.7: Diagrama de conexión inversor-centro de carga.....	170
Figura 6.8: Conector MC4.....	171
Figura 6.9: Modulo de Interconexión.....	172
Figura 6.10: Disyuntor doble Square D.....	177
Figura 6.11: Centro de carga principal de la Escuela República del Perú.....	178
Figura 6.12: Centro de carga principal de la Escuela República del Perú.....	179
Figura 6.13: Interconexión Inversores-Tablero auxiliar.....	180
Figura 6.14: Conexión de los Disyuntores en el Tablero auxiliar.....	181
Figura 6.15: Diagrama Unifilar sección 1.....	182

Figura 6.16: Diagrama Unifilar sección 2.....	183
Figura 6.17: Conector Tierra Nsp-g-gl-3 Grounding Lug Para Panel Solar.....	185
Figura 6.18: Conector Tierra Nsp-g-gl-3 Grounding Lug Para Panel Solar.....	185
Figura 6.19: Conector Tierra Nsp-g-gl-3 Grounding Lug Para Panel Solar.....	186
Figura 6.20: Ejemplo de colocación del conector de Tierra Nsp-g-gl-3 Grounding Lug para la unión de distintos paneles.....	186
Figura 6.21: Empalme puesta a Tierra Jumper modelo AT-BJ-01Para Riel Panel Solar.....	187
Figura 6.22: Empalme puesta a Tierra Jumper modelo AT-BJ-01Para Riel Panel Solar.....	187
Figura 6.23: Variaciones de los conectores Nsp-g-gl-3 para instalación rápida y roscada.....	188
Figura 6.24: Grafico del VAN para los 90 paneles solares.....	200

## **Dedicatoria y agradecimientos**

El presente trabajo representa la culminación de un proceso de varios años, a lo largo de dicho proceso han participado un gran número de personas las cuales se han visto involucradas directa e indirectamente para que el mismo se pudiese llevar a cabo, contribuyendo de una u otra forma y por ende ayudándome a alcanzar la meta propuesta. Es por ello que hoy les agradezco y dedico este trabajo a cada uno de mis familiares, amigos, compañeros, profesores y a cada una de esas personas que me ayudaron, alentaron o apoyaron de cualquier forma durante los buenos y malos momentos, sin ninguno de ellos esto hoy no sería posible.

## **Resumen**

Se efectúa el análisis correspondiente para determinar el mejor diseño de un sistema de energías renovables, dicho sistema puede estar conformado por equipos eólicos, fotovoltaicos o mixtos según las condiciones climatológicas y tomando en cuenta los requerimientos energéticos de la Escuela República del Perú, la cual se encuentra ubicada en el centro de la ciudad de San José, entre calle 5 y calle 7 sobre la avenida 1A.

Primeramente, se realiza la investigación de los sistemas de energías renovables, en dicha investigación se tomaron en cuenta factores como las ventajas y desventajas, disponibilidad y requerimientos para cada uno de los equipos.

Con el fin de determinar el diseño y el sistema con mayor rentabilidad para la institución, se plantearán varios escenarios con el correspondiente análisis financiero, por otra parte, y considerando que el sistema estará conectado a la red, ya que, el mismo no posee banco de baterías, resulta necesario investigar las normas y pautas necesarias para utilizar este tipo de configuración. Esto significa que en caso de generar más energía de la demandada esta será subida a la red de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz para utilizarse cuando la institución la demande; pero en caso de que la energía demandada sea mayor que la energía generada por el sistema de energía renovable, el faltante será suplido por la compañía.

Existen distintos factores a tomar en cuenta para la implementación de este tipo de sistemas, es por ello que los factores climatológicos y geográficos resultan de suma importancia, ya que, de ellos depende el buen desempeño de los mismos.

En la fase de diseño se consideró la información climatológica suministrada por sistemas satelitales, dichos datos se obtuvieron a través del Instituto Meteorológico Nacional, de dicho sitio se obtienen datos como la radiación solar y la velocidad del viento de la zona, esto con el fin de poder diseñar y considerar el sistema más adecuado para la institución según las características climatológicas específicas y que, además, supla la demanda energética de la institución.

Para un mejor análisis del sistema fotovoltaico se plantean distintas opciones donde se generan distintos montos de kilowatt hora (KWh), con el fin de determinar cuál de las opciones planteadas presenta una mayor rentabilidad según el consumo eléctrico de la institución.

Por otra parte, para el diseño del sistema eólico, se plantea una opción con base en el espacio disponible para la instalación del mismo. Al mismo tiempo se hace el análisis de ventajas y desventajas de utilizar aerogeneradores verticales o aerogeneradores horizontales.

En último lugar, se calculan los parámetros financieros como el VAN, TIR y el periodo de recuperación de inversión para las distintas opciones planteadas. Este análisis financiero se realiza con el fin de determinar cuál de los sistemas propuestos, solar o eólico, es rentable según las características de consumo, climatológicas y de espacio disponible en la Escuela República del Perú.

## **Capítulo I: Introducción**

### **Problema**

¿Cuál es el mejor rediseño electromecánico para la implementación de energías renovables en la escuela República del Perú ubicada en el distrito del Carmen, en el cantón central de la provincia de San José?

### **Objetivo**

Rediseñar el sistema electromecánico para la implementación de energías renovables en la escuela República del Perú ubicada en el distrito del Carmen, en el cantón central de la provincia de San José.

### **Objetivos específicos**

1. Determinar el consumo de energía a través de los recibos eléctricos para seleccionar el sistema de energía renovable más adecuado a la demanda energética de la institución.
2. Establecer las condiciones eléctricas actuales con el fin de poder determinar los cambios necesarios para la mejora del consumo energético existente.
3. Recopilar la información climatológica necesaria de radiación solar y velocidad del viento existentes en la ubicación de la escuela, así como determinar los espacios disponibles para la instalación de los sistemas.
4. Seleccionar el sistema de energías renovables que más se adapte de acuerdo con las demandas de la institución.

5. Determinar las características y potencia requerida para el inversor según las exigencias del diseño.
6. Definir las normas establecidas por la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP) para realizar el diseño electromecánico.
7. Efectuar el análisis financiero para demostrar la viabilidad del proyecto y con base en dicho análisis elegir el sistema más apropiado.

## **Justificación**

La Escuela República del Perú, ubicada en el centro de San José, actualmente no cuenta con ningún sistema de aprovechamiento de energías renovables, a pesar de que la institución posee altos consumos eléctricos, es por esta razón que se elaborará un diseño de energía renovable para aprovechar la energía solar o la energía eólica y así producir energía eléctrica a través de la radiación solar y con la velocidad del viento presentes en la zona.

La implementación de este tipo de sistemas en la institución tiene como objetivo la disminución de la tarifa eléctrica mensual, debido a que la demanda energética de la escuela representa un monto monetario importante en la facturación mensual del servicio eléctrico, el mismo debido al normal funcionamiento de la institución y a la cantidad de equipos e iluminación presentes en el inmueble.

La escuela como tal, presenta su mayor actividad y por ende su mayor consumo durante las horas del día, debido al normal funcionamiento de la misma, es por ello que un sistema fotovoltaico podría suplir las necesidades energéticas de la institución durante las horas del día que la misma labora. Por otra parte, el sistema con aerogeneradores presenta la oportunidad de aprovechar las corrientes de viento existentes en la zona con tal de producir energía eléctrica, la cual puede ser inyectada al sistema en momentos de poca irradiación solar y por ende poca producción de energía por parte de los paneles.

## **Proyecciones.**

### **Alcances.**

- El alcance de este trabajo corresponde a la entrega de un disco compacto en el que se incluye la memoria de cálculo, los planos del proyecto y un análisis financiero de su rentabilidad.

### **Limitaciones.**

- El estado de las instalaciones eléctricas no es el más adecuado, ya que, la misma posee un poco más de treinta cinco años de antigüedad.
- Se han realizado ampliaciones del sistema eléctrico fuera de lo que contemplaban los planos eléctricos originales.
- La infraestructura de los techos presenta cierto deterioro debido al paso del tiempo, lo que se debería de considerar para la colocación de los sistemas de paneles o aerogeneradores.
- El proyecto consta de un enfoque meramente energético, las consideraciones así como proyecciones son tomadas desde el punto de vista de la energía producida y consumida. Los ahorros planteados son el resultado de la implementación de un sistema de energía renovable el cual generara mes a mes la totalidad de la energía requerida por la institución. Si bien es cierto que existe un monto económico distinto para acceder al 49% de la energía almacenada en la red eléctrica, en el caso del presente proyecto dicho monto no resulta relevante debido al enfoque con que se abordó el trabajo.

## 2.12. Antecedentes

### 2.12.1. Primer Antecedente.

Título: Propuesta técnica de desarrollo para el aprovechamiento solar en P.H Belén.

Autor: Natalia Alvarado Sanabria.

Año: 2010.

Institución: Universidad de Costa Rica.

En primer lugar, se tiene que, en marzo de 2010 fue presentado en la Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Costa Rica, ante el tribunal calificador el trabajo **Propuesta técnica de desarrollo para el aprovechamiento solar en P.H Belén, por Natalia Alvarado Sanabria**, como requisito para optar al grado de Licenciatura en Ingeniería Mecánica.

La investigación es un estudio de los distintos métodos de producción de energías limpias y renovables disponibles en Costa Rica, en dicha investigación se tratan temas relacionados con la producción de este tipo de energías renovables y su efecto en el medio ambiente, a su vez se mencionan los posibles escenarios que la legislación, así como distintos entes gubernamentales, ofrecen para el desarrollo y aplicación de los tipos de energías renovables en diferentes sectores públicos o privados a lo largo del territorio nacional.

El uso de este tipo de energías renovables se justifica debido al leve impacto ambiental de las mismas, ya que, los niveles de CO<sub>2</sub> emitidos tienden a ser muy bajos o menores en comparación con plantas basadas en hidrocarburos y otros tipos de combustibles.

Por otra parte, se plantea que, debido a la realidad institucional de Costa Rica, la prestación de servicios de energía eléctrica no es totalmente eficaz debido al contexto geográfico, ambiental, económico jurídico y social, es por ello, de la importancia del uso de nuevas fuentes de energía, ya que, las mismas contribuirían a los intereses de los factores mencionados anteriormente.

Esta investigación ayudó a la comprensión de los distintas consideraciones, tanto ambientales, mecánicas y estructurales que se deben tomar en cuenta cuando se considere utilizar algún tipo de energía renovable, así como los distintos factores topográficos e institucionales o inclusive gubernamentales que de una u otra forma se presentan como limitantes en ciertos casos para el uso de las energías más tradicionales, es por ello que la investigación desarrolla una propuesta de viabilidad para la generación eléctrica a partir del recurso solar disponible, en dicha propuesta se revisan aspectos teóricos, financieros y ambientales relacionados con la aplicación de tecnologías fotovoltaicas, dichos aspectos de la propuesta servirán de guía y se corroboraran para el proyecto a realizar.

### **2.12.2. Segundo Antecedente.**

Título: Análisis legal de la generación distribuida de energía eléctrica en Costa Rica.

Autores: Irene Castillo Rincón.

Juan Ignacio Davidovich Molina.

Año: 2016.

Institución: Universidad de Costa Rica.

También se consultó el trabajo que, en febrero de 2016, fue presentado por Irene Castillo Rincón y Juan Ignacio Davidovich Molina como tesis para optar por el grado de licenciatura en derecho que se dicta en la Facultad de Derecho de la Universidad de Costa Rica titulado **Análisis legal de la generación distribuida de energía eléctrica en Costa Rica.**

Este trabajo establece como uno de los temas centrales, el tema energético, en el que se ha enfocado el Derecho Ambiental, esto en virtud de que la producción de energía eléctrica ha sido uno de los mayores promotores del cambio climático, específicamente debido a la generación mediante fuentes no renovables. La medida a esta problemática se ha concentrado en obtener nuevas energías a través de las fuentes renovables, las cuales significan una gran reducción de las emisiones de carbono. Además, con la generación distribuida, crece la participación privada en la generación nacional de electricidad, lo cual reduce la carga que poseen empresas como la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, el Instituto Costarricense de Energía, Coopesantos R.L, así como otras empresas distribuidoras. Es por ello que resulta de suma importancia comprender la forma en que se encuentra regulada la producción y distribución de este tipo de energías renovables con el fin de asegurarse el mejor aprovechamiento de las mismas, siempre dentro del marco y condiciones que la ley establece o que le permiten al usuario tanto como productor o como

consumidor y por ende hacer uso de este significativo recurso que resulta de importancia para el medio ambiente y para la población en general. Es aquí donde la investigación plantea la existencia de vacíos en el marco legal nacional de energía, requiere que se lleven a cabo mejoras, los cuales permitan incentivar el desarrollo de proyectos de producción de energía eléctrica a través de fuentes renovables. Por ejemplo:

- Una mayor participación privada en la producción de energía eléctrica.
- Disminuir las trabas existentes para suscribir contratos que permitan el uso de esta modalidad.
- Aplicar incentivos que promuevan aplicar la generación distribuida, relacionados con el pago de impuestos, la disminución de las tarifas eléctricas, la posibilidad de participación en el Mercado Doméstico de Carbono.

Resulta trascendente tener una comprensión integral de la forma en que se encuentra regulada esta herramienta, para así aprovechar la generación distribuida de la mejor forma posible. Es indispensable contar con una legislación integral, la cual regule la manera de operar y aprovechar este tipo de producción de energía, para así disfrutar de lleno de sus beneficios, como pueden ser la reducción de la factura eléctrica en los usuarios, así como la mitigación del daño ambiental.

De aquí la importancia de esta investigación, ya que, nos brinda de una forma clara el análisis legal del subsector eléctrico, específicamente, de las normas que regulan la generación distribuida en el país y, de esta forma, poder adecuar según los reglamentos jurídicos establecidos el sistema electromecánico más conveniente para el desarrollo del proyecto.

### 2.12.3. Tercer Antecedente.

Título: Análisis técnico–financiero de la generación distribuida en la CNFL.

Autor: Ing. Gustavo Valverde (coordinador del proyecto)

Año: 2015.

Institución: Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica.

En esta misma labor de indagación y consulta se encontró la investigación realizada por la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica (UCR), bajo la supervisión de la Dirección Sectorial de Energía, con la colaboración de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. y el Instituto Costarricense de Electricidad, titulada **Análisis técnico–financiero de la generación distribuida en la CNFL** presentado en el año 2015, bajo la coordinación del Ing. Gustavo Valverde ante la Dirección Sectorial de Energía y el Ministerio de Ambiente y Energía.

La investigación tiene como objetivo analizar un potencial mercado para este tipo de energías renovables, así como el efecto financiero sobre las compañías distribuidoras del servicio, pero el punto de mayor importancia es el análisis de rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos para autoconsumo que se incluye en la investigación, el mismo con énfasis a los clientes o abonados de la CNFL. Dicho análisis muestra que, para una misma potencia nominal instalada, los clientes con consumos más altos logran un retorno de la inversión en menos tiempo, esto debido a la estructura tarifaria vigente en Costa Rica. En conclusión, con las tarifas de costo de acceso a la red e interconexión vigentes y el pliego tarifario actual, las condiciones para la generación distribuida a nivel residencial en el área de concesión de CNFL son poco atractivas para la mayor parte de los abonados. Las condiciones son más favorables en el caso de los abonados del ICE, sin embargo, no lo suficiente para esperar una adopción realmente masiva de este tipo de energías.

En la sección número siete de este análisis se presenta un estudio de impacto de la incorporación masiva de sistemas de generación distribuida tipo fotovoltaica en un circuito urbano de CNFL. En el estudio se simularon escenarios (futuros) de alta penetración de generación fotovoltaica para autoconsumo mediante simulaciones de series de flujos de potencia (para considerar variaciones de carga y generación en un mismo día). Los estudios consideran múltiples escenarios que abarcan diferentes combinaciones de localización de sistemas fotovoltaicos y niveles de penetración. De las pruebas se encontró que hay poca probabilidad de que los sistemas fotovoltaicos incrementen el desbalance en la red, sin importar el nivel de penetración. Por el contrario, se encontró una tendencia de reducción del desbalance en la red. En lo que respecta a pérdidas, se verificó que los generadores para autoconsumo ayudarán a la reducción de pérdidas activas y reactivas del circuito.

Además, de los análisis anteriores, resulta de suma importancia para el proyecto los datos mostrados para la producción energética de los sistemas de generación para autoconsumo tipo fotovoltaico y eólico, los cuales dependen principalmente de las condiciones meteorológicas del sitio donde son instalados, para cada uno de los sistemas se muestran su producción energética según el sitio y la época del año.

## Capítulo II: Marco Referencial

### 2.1. Energía renovable

Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la enorme cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Cada uno de los tipos de energía renovables, están compuestos de distintos elementos o equipos, los cuales cumplen una función específica dentro del sistema como tal, con el fin de obtener la mayor eficiencia del mismo.<sup>1</sup>

“Con base en las posibilidades y características del proyecto a desarrollar, se concentrará la investigación en la energía eléctrica producida por medio de paneles fotovoltaicos y aerogeneradores.”

Todo sistema fotovoltaico puede dividirse en distintos bloques, dependiendo de la función que realicen dentro del sistema. Es importante señalar que no todas las instalaciones constan de los mismos bloques funcionales.<sup>2</sup>

Esto es claro si distinguimos entre las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, como la del caso que nos ocupa y las que no lo están, o instalaciones aisladas. Mientras que las primeras carecen de sistemas de acumulación, puesto que la energía que generan es inyectada directamente a la red, las segundas precisan de un sistema de acumulación, ya que, sin él sería imposible el almacenamiento y posterior uso de la energía generada.

De manera abreviada, una instalación fotovoltaica conectada a red consta de seis elementos principales:

---

<sup>1</sup> Sitio Web [https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_renovable](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_renovable)

<sup>2</sup> Álvaro Palomino Estebaranz. Análisis de datos técnicos de inversores fotovoltaicos conectados a red. Página 6.

- El elemento de generación, formado por los paneles fotovoltaicos, sus dispositivos de conexión y las protecciones que forman parte del sistema de generación.
- El conjunto de cableado, compuesto por los conductores eléctricos de la instalación.
- El mecanismo de conversión, formado básicamente por inversores y sus protecciones.
- La unidad de control, encargado de recoger los datos de funcionamiento de la instalación y asegurar su correcto funcionamiento. (En casos donde aplique)
- El conjunto de cargas, o conjunto de equipos o sistemas que harán uso de la energía producida.
- Dispositivos de sistemas auxiliares, formado por otros generadores procedentes de energías renovables, como la eólica (aerogeneradores) dando origen a lo que se conoce como sistemas híbridos. (En casos donde aplique)



Figura 2.1. Interconexión de un sistema fotovoltaico.

Fuente: <https://encryptedtbn0.gstatic.com/images?-GaLDSMWBIxv5VVjrHcjz>.

A continuación, se explicarán brevemente cada uno de los elementos anteriormente mencionados que componen una instalación fotovoltaica.

## 2.2 Elemento de generación

El elemento de generación, formado por el generador o panel fotovoltaico (células y paneles), es el elemento esencial en estos sistemas. Dicho elemento es el encargado de transformar de una manera directa la energía de la radiación solar en electricidad, en forma de corriente continua. Los módulos fotovoltaicos están formados por un conjunto de celdas fotovoltaicas; ensambladas y protegidas, interconectadas entre ellas.<sup>3</sup>

Consideraciones a tomar en cuenta:

- El panel fotovoltaico está diseñado para soportar las condiciones que se dan al aire libre.
- Su vida útil se considera de 25 años.
- En el hemisferio norte, hay que orientar los paneles, en dirección sur y con una inclinación determinada de aproximadamente 15 grados.
- La orientación de los paneles más apropiada depende de la latitud y de la época del año, siendo aconsejable el estudio de radiación solar recibida para cada instalación.
- Por otra parte, la inclinación de los módulos variará en función de las necesidades energéticas previstas y del período de utilización, a fin de hacer un balance estacional o anual.

Los paneles o placas fotovoltaicas producen electricidad en forma de corriente continua y suelen tener entre 20 y 40 células solares. Lo más frecuente es que los módulos estén formados por 36 células para alcanzar los voltios necesarios para la carga de las baterías(12 V), en el caso de los sistemas con instalaciones aisladas o que poseen acumuladores.

---

<sup>3</sup> Sitio web <https://solar-energia.net/ENERGIA-SOLAR-FOTOVOLTAICA/PANEL-FOTOVOLTAICO>



Figura 2.2. Partes de un panel Fotovoltaico.

Fuente:<http://www.areatecnologia.com/electricidad/imagenes/partes-panel-solar-fotovoltaico.jpg>.

Las células de silicio más empleadas en los paneles fotovoltaicos se pueden dividir en tres subcategorías:<sup>4</sup>

- Las células de silicio monocristalino están constituidas por un único cristal de silicio. Este tipo de células presenta un color azul oscuro uniforme.
- Las células de silicio poli-cristalino (también llamado multi-cristalino) están constituidas por un conjunto de cristales de silicio, lo que explica que su rendimiento sea algo inferior al de las células mono-cristalinas. Se caracterizan por un color azul más intenso.

---

<sup>4</sup> Sitio web [https://es.wikipedia.org/wiki/Panel\\_solar](https://es.wikipedia.org/wiki/Panel_solar)

- Las células de silicio amorfo. Son menos eficientes que las células de silicio cristalino, pero también más barato. Este tipo de células es, por ejemplo, el que se emplea en aplicaciones solares como relojes o calculadoras.

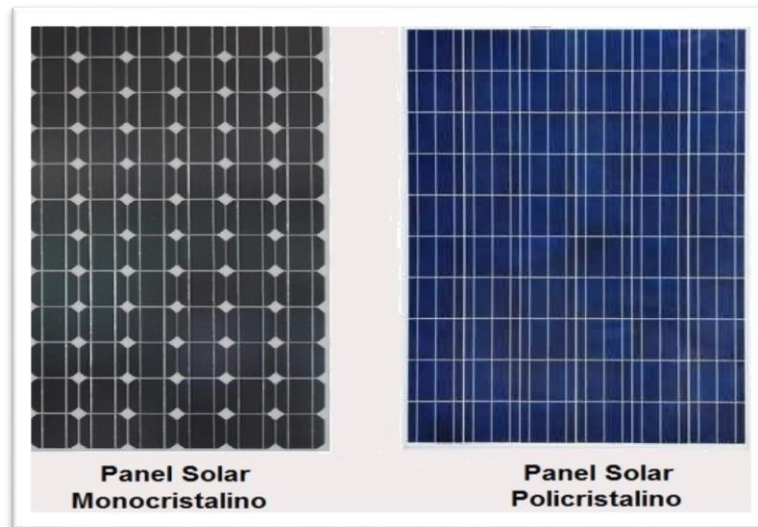


Figura 2.3. Tipos de paneles fotovoltaicos.

Fuente: <https://i.pinimg.com/originals/bff884d6c160ae51b61a6a2f6a7.jpg>.

La cantidad de paneles fotovoltaicos necesarios depende de factores como:<sup>5</sup>

- La radiación solar recibida.
- El valor energético de la carga.
- La máxima potencia de salida del panel.
- El rendimiento del mismo.
- La orientación de los paneles.

---

<sup>5</sup> Componentes de una instalación fotovoltaica: <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>

- La temperatura ambiente.
- Los demás elementos que componen la instalación.

Prestar atención a estos factores tiene como objetivo disponer de un sistema que produzca energía cumpliendo con los requisitos esenciales y de manera óptima.

El número de módulos fotovoltaicos se calcula según la siguiente fórmula:

$$NP = \frac{E}{0.9 \times Wp \times HSP}$$

Fuente: <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/calcular-paneles-solares-necesarios>.

Dónde: NP: número de paneles solares necesarios.

E: consumo energético real en Watts.

Wp: potencia pico del panel en Watts.

HSP: horas pico sol.

Los paneles fotovoltaicos se pueden unir entre sí de dos formas:<sup>6</sup>

Conexión en paralelo.

Este tipo de conexión se realiza con unión por una parte de los polos positivos y, por otro, de los negativos. La unión en paralelo entre los paneles solares proporciona una tensión igual a la del módulo (12-18 V)

---

<sup>6</sup> Sitio web <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/instalacion-conectada-red>

Conexión en serie.

La forma de conectar en serie dos o más paneles fotovoltaicos es conectando polo positivo de la primera con el polo negativo de la segunda y se realiza esta conexión sucesivamente. La unión en serie da una tensión igual a la suma de la de cada módulo (por ejemplo 12 V, 24 V, 36 V, etc.), dependiendo del número de placas o paneles interconectados.

### **2.3 El conjunto de cableado**

El conjunto de cableado es un elemento que puede parecer evidente, pero es fundamental hacer un breve análisis del mismo.<sup>7</sup>

El mismo está compuesto por todos los conductores eléctricos de la instalación. La importancia del mismo reside en que su correcto dimensionamiento puede suponer una reducción importante de las pérdidas de energía en el sistema. Por ello, es muy importante tener en cuenta la caída de tensión en cada uno de los ramales que lo conforman. La caída de tensión en los conductores se producirá tanto en los circuitos de corriente continua como en los de la parte de corriente alterna.

### **2.4 Mecanismo de conversión (Inversor)**

Un inversor fotovoltaico es un convertidor que transforma la energía de corriente continua procedente del generador fotovoltaico en corriente alterna. Los mismos se pueden dividir en dos grupos, inversores aislados e inversores conectados a la red. Además, se pueden clasificar de diferentes formas. Por ejemplo, acuerdo con el número de fases se pueden distinguir entre inversores monofásicos y trifásicos. Con respecto a la configuración del sistema, se suelen diferenciar entre: inversores centrales, inversores en cadena (Sting) e inversores modulares (AC

---

<sup>7</sup> Álvaro Palomino Estebarez. Análisis de datos técnicos de inversores fotovoltaicos conectados a red. Página 24.

módulos). Asimismo, con respecto al número de etapas, se pueden distribuir entre los inversores de una etapa, de dos etapas y multi etapas.



Figura 2.4. Inversores fotovoltaicos con distintas capacidades de conversión.

Fuente:<https://encrypted-tbn0.gstatic.com/images?q=tbnL7gCtTMGY4BYgQv-xg>.

“Cada compañía o distribuidor posee inversores con distintas características según los equipos que cada empresa distribuye o comercializa, a pesar de estas diferencias es posible mencionar algunas de las características de mayor importancia en cuanto a los parámetros de corriente que el inversor puede manejar”. Entre estos parámetros tenemos:<sup>8</sup>

- Tensión de máxima de entrada ( $V_{ccm\acute{a}x}$ ): Máxima tensión de entrada permitida en el inversor.
- Tensión mínima de entrada ( $V_{ccm\acute{i}n}$ ): Tensión mínima a la cual el inversor empieza a verter energía a la red.
- Tensión de entrada de arranque ( $V_{cc, arr}$ ): Tensión de entrada a la cual el inversor empieza a verter energía a la red.

<sup>8</sup> Componentes de una instalación fotovoltaica: <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>

- Tensión nominal de entrada ( $V_{cc, n}$ ): tensión de entrada especificada por el fabricante, a la cual se refiere la información de la ficha técnica.
- Tensión máxima del PMP ( $V_{pmpm\acute{a}x}$ ): tensión máxima a la cual el inversor puede transferir su potencia nominal.
- Tensión mínima del PMP ( $V_{pmpm\acute{m}n}$ ): tensión mínima a la cual el inversor puede transferir su potencia nominal.
- Corriente máxima de entrada ( $I_{ccm\acute{a}x}$ ): máxima corriente a la cual puede funcionar el inversor.
- Si el inversor tiene múltiples SPMP (seguimientos del punto de máxima potencia), como uno de los parámetros eléctricos que condicionan el rendimiento del sistema fotovoltaico, entonces la  $I_{ccm\acute{a}x}$  se relaciona con cada una de las entradas individuales.

En todas las instalaciones fotovoltaicas, el inversor es el encargado de transformar y ajustar la energía generada a las características requeridas por el tipo de cargas presentes en la instalación ya sea para su posterior uso, en el caso de instalaciones con acumuladores o para su uso inmediato en el caso de las instalaciones conectadas a la red.<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup> Sitio web <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/instalacion-conectada-red>



Figura 2.5. Ejemplo de inversor para mediano consumo.

Fuente: <http://www.areatecnologia.com/electricidad/imagenes/inversor-fotovoltaico.jpg>.

Cálculo del Inversor

Para llevar a cabo dicho calculo se utiliza la siguiente relación:

$$P_{Inv} = W_p \times NP$$

Donde:

$P_{Inv}$  = Potencia máxima del inversor

$NP$  = número de paneles solares

$W_p$  = potencia pico del panel

### 2.4.1 El Micro-inversor

También existen los llamados micro-inversores, a continuación, algunas de sus características y funcionamiento como tal.

El uso de mico-inversores en sistemas solares es muy atractivo por su capacidad de monitoreo y la flexibilidad que ofrecen durante la instalación. La diferencia principal en comparación con sistemas solares con un inversor central, donde un inversor controla la producción de todos los paneles solares del sistema, es que, en el caso del micro-inversor, se tiene un inversor por cada panel solar. Como es de esperarse con el uso de micro-inversores aumenta el número de componentes del sistema y por consiguiente el costo del mismo.<sup>10</sup>

A continuación, explicamos las situaciones donde el micro-inversor presenta ventajas en comparación con los inversores centrales, ya que, desde el punto de vista económico es conveniente utilizar inversores centrales en la mayoría de los casos.

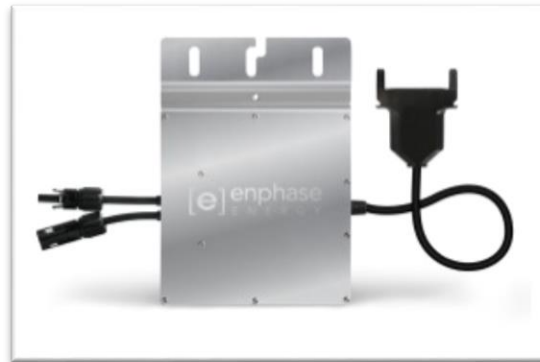


Figura 2.6. MICORINVERSOR ENPHASE M250

Fuente: <https://webosolar.com/foro/cuando-utilizar-microinversores/>

---

<sup>10</sup> Sitio web <https://webosolar.com/foro/cuando-utilizar-microinversores/>

### **Arreglo solar con sombras.**

Cuando una celda del panel solar se sombrea (oscurece) la serie de celdas deja de producir energía. Cuando un panel solar se sombrea (oscurece), la serie de paneles solares deja de producir energía. Esta es la forma en que la generación con energía fotovoltaica funciona. Los micro-inversores ayudan a reducir el problema de sombreado en instalaciones donde se sabe que habrá sombras permanentes que no pueden eliminarse, por ejemplo, un edificio aledaño, antenas de comunicaciones, cables, árboles que no pueden ser podados, etc. Esto se debe a que los micro-inversores no están interconectados en serie y cuando un panel solar es sombreado solo se pierde la producción energética de ese panel (en lugar de la generación de toda la serie como sería en el caso de los inversores centrales).

### **Paneles con diferente orientación.**

Cuando los paneles solares de un sistema solar se instalan (erróneamente) con diferente orientación se produce un fenómeno parecido al sombreado, donde en una serie todos los paneles van a producir energía eléctrica con la misma capacidad y si la capacidad de uno o varios paneles solares en esa serie se ve afectado, como, por ejemplo, una orientación con menos radiación solar, la serie completa se ve afectada. Es por eso que se recomienda que todos los paneles solares en una serie se instalen con la misma orientación e inclinación. Los inversores centrales requieren un número mínimo de paneles por serie y el mismo número de paneles en cada serie del sistema. Desafortunadamente en ocasiones donde hay una limitación de espacio resulta complicado tener una configuración óptima de paneles por serie con la misma orientación. Este problema se elimina totalmente con el uso de micro-inversores, ya que, cada panel solar en el sistema puede tener una orientación única.



Figura 2.7. MICROINVERSOR RENESOLA MICROREPLUS

Fuente: <https://webosolar.com/foro/cuando-utilizar-microinversores/>

### **Monitoreo independiente por panel.**

Una de las funciones más atractivas del uso de micro-inversores es la capacidad que tienen de monitorear el desempeño de cada panel solar de forma independiente. De esta forma se puede saber cuáles son los paneles del sistema que más (o menos) energía producen en casos donde se tienen sombras u orientaciones diferentes. También se puede identificar de forma inmediata si un panel o micro-inversor está dañado o desconectado. En el caso de inversores centrales el monitoreo se realiza a nivel sistema por lo que no es posible conocer el desempeño de cada panel solar de forma individual. <sup>11</sup>

### **Sistemas muy pequeños.**

El inversor central para interconexión más pequeño disponible en el mercado es de 2000 Watts. Si por cualquier razón se requiere un sistema de menor potencia entonces el micro-inversor es la única alternativa. Con los micro-inversores es posible conectar un solo panel solar a

---

<sup>11</sup> Sitio web <https://webosolar.com/foro/cuando-utilizar-microinversores/>

la red eléctrica, sin embargo, por cuestiones económicas y de producción no recomendamos instalar sistemas de menos de tres paneles solares.

El micro-inversor de los fabricantes: SMA, Enphase, Enecsys y iEnergy tienen una durabilidad próxima a los 20 años.

## **2.5 La unidad de control o regulador (En casos donde aplique)**

La unidad de control o también llamada regulador, resulta de gran importancia, ya que, su aplicación permite mejorar el funcionamiento de las instalaciones, aumentar su rendimiento, reducir costos y prolongar su vida útil.<sup>12</sup>

Esta unidad se encarga de recoger los datos de funcionamiento de la instalación y dar las órdenes necesarias para asegurar su correcto funcionamiento. Para ello, cuenta con sistemas de monitorización y control, los cuales podemos dividir en dos grupos: los sistemas manuales y los computarizados o automatizados.

### **2.5.1 Sistemas manuales.**

En este tipo de sistemas los datos son censados por medio de un multímetro incorporado en el equipo, por medio del cual se obtienen los datos requeridos o de interés para el usuario según los equipos o cargas que se estén alimentado. El control lo lleva a cabo el usuario de mantenimiento, empleando interruptores o conmutadores integrados en los distintos equipos.

Algunos de esos interruptores o conmutadores se activan mediante sistemas electromecánicos, permitiendo el control y gobierno de sistemas de mediana y gran potencia, sin poner en peligro la seguridad de los usuarios.

---

<sup>12</sup> Álvaro Palomino Estebaranz. Análisis de datos técnicos de inversores fotovoltaicos conectados a red. Página 26.

Sin embargo, este tipo de sistemas solo se emplea en instalaciones pequeñas, donde el volumen de equipos y sistemas es bajo.

### **2.5.2 Sistemas automatizados.**

Se denominan sistemas automatizados a aquellos que constan de equipos sofisticados que están recibiendo señales del estado del sistema de forma continua.

Este tipo de sistemas tiene las siguientes funciones básicas:

- Impartir las instrucciones de funcionamiento necesarias a todos los elementos del sistema, siguiendo un procedimiento determinado.
- Detectar desviaciones de los parámetros preestablecidos para un funcionamiento normal del sistema.
- Actuar sobre el sistema para llevarlo a sus condiciones normales de funcionamiento, en caso de detectar desviaciones.
- Presentar los datos de funcionamiento del sistema al usuario u operario de mantenimiento.
- Llevar un registro de datos históricos de funcionamiento del sistema.

En las instalaciones, se puede disponer de distintos equipos con diversos sistemas de control y monitorización, algunos de los cuales salvan distancias incómodas para el usuario, a la vez que proporcionan informaciones requeridas por el usuario.<sup>13</sup>

---

<sup>13</sup> Componentes de una instalación fotovoltaica: <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>



Figura 2.8. Ejemplo de una unidad de control o regulador para un sistema fotovoltaico doméstico.

Fuente: data: imagen/jpeg; base64, /9j/4AAQSkZJRgABAQAAQABAAD.

Estos tipos de unidades de control pueden ser bastantes complejos, pero a su vez pueden proporcionar información para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y la seguridad de los usuarios, entre algunas de las posibles variables que puede calcular la unidad de control se encuentran:<sup>14</sup>

- Tensión y corriente continuas del generador.
- Voltaje de salida del generador.
- Potencia CC consumida.

<sup>14</sup> Álvaro Palomino Estebaranz. Análisis de datos técnicos de inversores fotovoltaicos conectados a red. Página 32.

- Potencia CA consumida.
- Irradiación solar en el plano de los módulos.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Voltaje de salida del acumulador.

También podrán incluir sistemas complementarios como los que se enumeran a continuación, principalmente en instalaciones de grandes dimensiones.

- Sistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV)
- Sistema de detección de intruso y robo.
- Sistema de protección contra incendios.
- Sistema meteorológico.
- Sistema telemétrico de control de la instalación.

Equipos como el anteriormente descrito se utilizan usualmente en instalaciones más complejas y sofisticadas, en el caso de viviendas o instituciones de mediano consumo las unidades de control suelen ser menos complejas y con funciones más básicas, en la mayoría de los casos estos reguladores se utilizan cuando se tiene una instalación aislada con banco de baterías, el cual se encarga de la correcta carga y descarga de los acumuladores, con el fin de evitar algún posible daño en los mismos y alargar la vida útil de estos.<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> Sitio web <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/instalacion-conectada-red>



Figura 2.9. Ejemplo de una unidad de control o regulador para un sistema fotovoltaico industrial.

Fuente: <https://kitdeenergiasolar.com/2014/05/reguladores-solar-fotovoltaicos.jpg>.

## 2.6 El conjunto de cargas

El concepto de carga hace referencia a todo aquel equipo o sistema que va a hacer uso de la energía producida por el sistema fotovoltaico. Es por este motivo que el sistema debe diseñarse teniendo en cuenta dichas cargas y debe instalarse para suministrar energía a las mismas, de tal forma que el funcionamiento de la instalación sea óptimo y, por tanto, las pérdidas sean mínimas.<sup>16</sup>

Es de suma importancia tomar en cuenta el consumo de cada una de las cargas que se desean alimentar y con base en esto dimensionar el cable requerido para cada una de ella , ya que, este es

---

<sup>16</sup> Álvaro Palomino Estebaranz. Análisis de datos técnicos de inversores fotovoltaicos conectados a red. Página 34.

el elemento que transporta la energía eléctrica desde su generación, para su posterior distribución y transporte. Su dimensionamiento viene determinado por el criterio más restrictivo entre la máxima diferencia de potencial y la intensidad máxima admisible.

En definitiva, tenemos que conseguir una instalación económica, rentable y eficiente y puede conseguirse modificando, ajustando y optimizando la carga.

## **2.7 Puesta a tierra del sistema fotovoltaico<sup>17</sup>**

Para poder darnos una idea de la importancia que tiene instalar correctamente la puesta a tierra en los sistemas fotovoltaicos, nos podemos basar en las especificaciones que se expone en la NOM-001-SEDE-2012 en el artículo 690-43. Puesta a tierra del equipo. Que dice lo siguiente: Los conductores y dispositivos de puesta a tierra del equipo deben cumplir con cada uno de los siguientes puntos:

Todas las partes metálicas:

a) Todas las partes metálicas expuestas, no portadoras de corriente, de estructuras de módulos fotovoltaicos, equipo eléctrico y envolventes de conductores deben ser puestos a tierra.

---

<sup>17</sup> Sitio Web: <https://ccee.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/uniones-de-puesta-a-tierra-en-sistemas-fotovoltaicos>.



Figura 2.10: Conexiones de puesta a tierra entre los módulos.

Fuente: <https://blog.cceea.mx/wp-content/uploads/2016/08/nom-modulos.jpg>

- b) Requerimiento de conductor de puesta a tierra de equipo. Se requiere, de acuerdo con el voltaje del sistema, un conductor de puesta a tierra del equipo, entre un arreglo fotovoltaico y otro equipo.
- c) Estructura como conductor de puesta a tierra. Dispositivos aprobados para poner a tierra los marcos metálicos de los módulos fotovoltaicos u otros equipos, se permitirán para unir las superficies del metal expuesto u otro equipo a las estructuras de montaje.
- d) Sistemas y dispositivos de montaje fotovoltaicos. Los sistemas y dispositivos utilizados para el montaje de módulos fotovoltaicos, que también se utilizan para proporcionar puesta a tierra a los marcos de los módulos, deben ser identificados para el propósito de puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos.



Figura 2.11: Dispositivos aprobados para la puesta a tierra entre módulos.

Fuente: <https://blog.cceea.mx/wp-content/uploads/2016/08/nom-modulos.jpg>.

e) Módulos adyacentes. Los dispositivos aprobados para unión de marcos metálicos de módulos fotovoltaicos, se permite utilizarlos como unión entre los marcos metálicos expuestos de los módulos fotovoltaicos y los marcos metálicos de módulos fotovoltaicos adyacentes.

f) Todos los conductores juntos. Los conductores de puesta a tierra del equipo para el arreglo fotovoltaico y la estructura fotovoltaica (cuando se instale), deben estar contenidos dentro de la misma canalización.

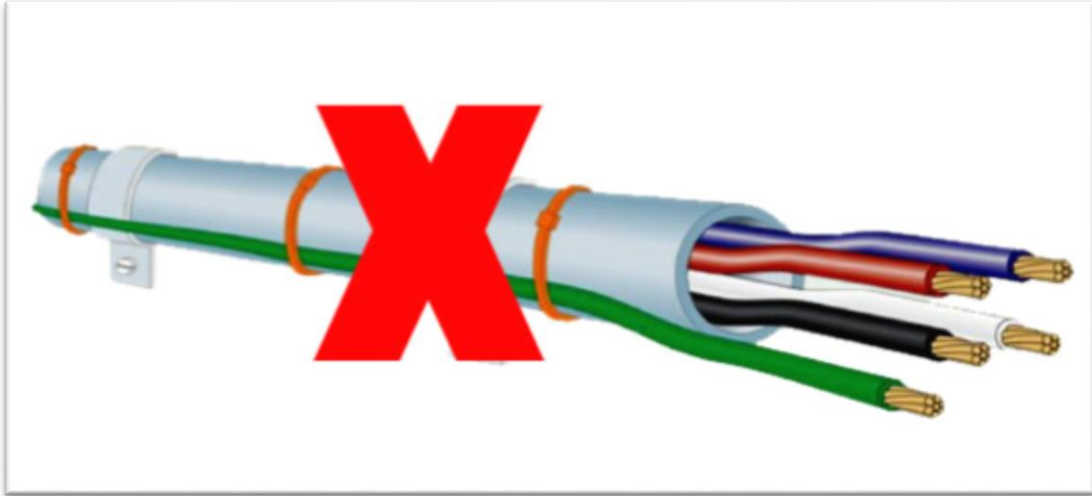


Figura 2.12: Ejemplo de una incorrecta puesta a tierra.

Fuente: <https://blog.cceea.mx/wp-content/uploads/2016/08/nom-módulo.jpg>.

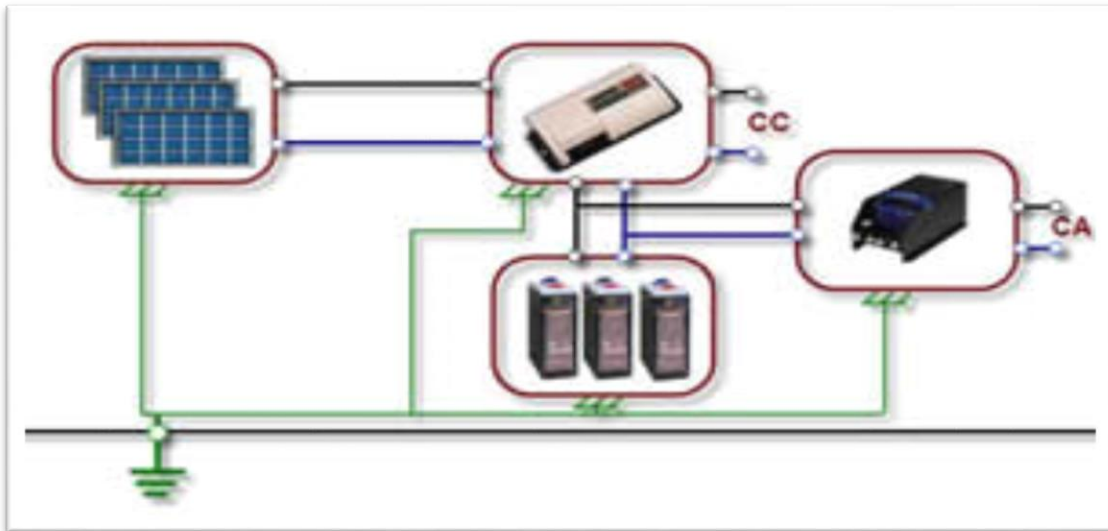


Figura 2.13. Diagrama de conexión de puesta a tierra de sistema un fotovoltaico.

Fuente: [https://ikastaroak.ulhi.net//ISF/ISF06/es\\_IEA\\_ISF06\\_Contenidosmini.jpg](https://ikastaroak.ulhi.net//ISF/ISF06/es_IEA_ISF06_Contenidosmini.jpg).

## 2.8 Dispositivos de sistemas auxiliares 18

En este caso se consideran como sistemas auxiliares a todas aquellas instalaciones que hacen uso de otros generadores de tipo renovable para producir corriente eléctrica y que no pertenezcan al sistema fotovoltaico.

Entre las instalaciones renovables que apoyan a los sistemas fotovoltaicos están las instalaciones eólicas o hidráulicas. Estos sistemas auxiliares también se conocen con el nombre de sistemas híbridos.

Un sistema híbrido es un sistema compuesto por dos o más sistemas, ejemplos de ellos son:

- Sistema híbrido Eólico-Fotovoltaico.
- Sistema híbrido Eólico-Fotovoltaico-Hídrico.
- Sistema híbrido Eólico-Hidráulico.
- Sistema híbrido Fotovoltaico-Hídrico.

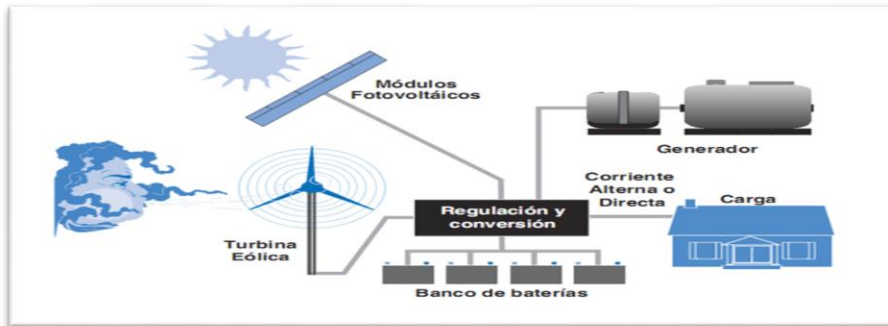


Figura 2.14. Ejemplo de un sistema híbrido.

Fuente: [http://www.asolanosolar.com/images/wind-power-solar\\_std.jpg](http://www.asolanosolar.com/images/wind-power-solar_std.jpg).

<sup>18</sup> Álvaro Palomino Estebaranz. Análisis de datos técnicos de inversores fotovoltaicos conectados a red. Página 26.

Los sistemas autónomos basados en generadores fotovoltaicos y eólicos con almacenamiento por medio de baterías son una opción para la alimentación de pequeñas cargas en emplazamientos remotos, de igual forma son utilizados en sistemas conectados a la red y sin acumuladores. Para dimensionar un sistema híbrido es necesario identificar todas las combinaciones posibles que ofrecen, tanto los sistemas como tal, así como el entorno, condiciones estructurales, ambientales y demás elementos que puedan beneficiar o perjudicar el funcionamiento de los equipos. De todas las opciones la óptima se obtiene al valorar el costo económico de cada una de las posibilidades para un mismo nivel de eficiencia.<sup>19</sup>

“Con base en las posibilidades y características del proyecto a desarrollar anteriormente se introdujo y se explicó los componentes de un sistema fotovoltaico, seguidamente se expondrá los componentes de un sistema de aerogeneradores, ya que, según las posibilidades y características físicas donde se dispone desarrollar el proyecto, se eligió como sistema híbrido el fotovoltaico-eólico”.

### **2.8.1 Aerogeneradores (Sistema Eólico).**

Este tipo de generadores suelen ser instalados en zonas alejadas del suministro eléctrico o trazado de la red general de distribución eléctrica, el tamaño y tipo de instalación depende únicamente de las necesidades del usuario de la instalación y es característico en ellos que la instalación se sitúe muy cerca del centro de consumo (viviendas, granjas o pequeños núcleos rurales), requiriéndose frecuentemente la existencia de acumuladores.

---

<sup>19</sup> Sitio web <http://www.monografias.com/trabajos61/sistema-hibrido-eolico-fotovoltaico/sistema-hibrido-eolico-fotovoltaico2.shtml>

Las instalaciones más frecuentes emplean tecnologías muy fiables en las que es necesario un mantenimiento básico, las Aero-turbinas empleadas en las instalaciones de pequeña potencia son aerogeneradores de alta velocidad, normalmente utilizadas para suministro eléctrico a viviendas aisladas, la potencia de estas Aero-turbinas varían entre 100 W y 10 kW.



Figura 2.15. Aero-generador.

Fuente: <http://world-data/94/71/27194/images/1944/1944.970x0.png>.

Estos aerogeneradores son muchos más sencillos que los sistemas de generación o turbinas eólicas a gran escala, sus características fundamentales son:<sup>20</sup>

#### **Aerogenerador de viento de baja potencia:**

- Turbina: Puede tener 2 o 3 palas realizadas en fibra de vidrio y carbono.

---

<sup>20</sup> Pacco Ramírez Karina Lucy del Pilar; Proyecto de Tesis; Evaluación Energética Comparativa de un Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico (SHEFV); Tacna-Perú; 2008, pg. 1-32.

- **Generador:** Es de imanes permanentes y está acoplado directamente a la turbina (no utiliza multiplicador).
- **Sistema de Orientación:** Ejerce el papel de sistema primario de protección ante velocidades elevadas de viento, consiste en una cola. Los sistemas de orientación automática están diseñados especialmente para conseguir un sensible direccionamiento ante rachas de viento de bajas velocidades, cuando las velocidades se acercan a valores demasiado elevados para el buen funcionamiento de la máquina, este sistema produce la progresiva desorientación del aerogenerador que lo lleva a dejar de funcionar.
- **Salida del sistema:** Depende del sistema al que se desee abastecer puede ser en corriente continua o alterna.
- **Torre:** Puede ser de celosía o tubular.

### **2.8.2 Velocidad del viento.**

Uno de los primeros pasos y quizás el más importante de todos a la hora de afrontar la inversión que supone la instalación de un aerogenerador, es conocer el recurso eólico disponible en la zona de instalación. En otras palabras, conocer si la velocidad del viento es suficiente para poder obtener una buena producción eléctrica que nos asegure la viabilidad de la instalación y un periodo de amortización interesante.<sup>21</sup>

A continuación, se mencionan los puntos mínimos a tomar en cuenta para asegurarse que se dispone del recurso eólico mínimo para la viabilidad de la instalación:

---

<sup>21</sup> Sitio web: <http://clickrenovables.com/blog/velocidad-del-viento-minima-instalacion-eolica-3-pasos/>

## **1. Necesidad de espacio abierto.**

Parece obvio señalarlo, pero antes de entrar en analizar la velocidad del viento, debemos preguntarnos si disponemos de una superficie o espacio abierto adecuado para la instalación física del aerogenerador. Es decir, debemos contar como mínimo con un tejado, cubierta, jardín, patio, solar o terreno (en el caso de viviendas aisladas en zonas rurales) y, además, que este espacio sea lo suficientemente grande para poder poner sensores y soportes a la torre o mástil del aerogenerador en caso de que el modelo elegido así lo requiera.

Además, de contar con el espacio adecuado, deberemos asegurarnos de poder cumplir los requisitos legales para su uso para la instalación eólica, en especial ordenanzas municipales y también contar con los requisitos estructurales para la instalación en cubiertas y tejados.

## **2. Espacio libre de obstáculos.**

La presencia de obstáculos cercanos a nuestra instalación puede influir de forma importante en la velocidad y dirección del viento y, además, generar turbulencias que afecten al rendimiento del aerogenerador.

Por tanto, es una cuestión decisiva elegir una buena ubicación sin presencia cercana de edificios, árboles u otras barreras físicas que puedan obstaculizar el viento. En particular, deben evitarse obstáculos que puedan superar en altura a nuestra instalación y aquellos situados en la dirección principal del viento.

Es difícil establecer límites y distancias mínimas, pero hay que tener presente que el efecto barrero aumenta con la altura, la densidad y la longitud del obstáculo. Por ejemplo, un edificio obstaculiza más que un árbol y este último, supone un obstáculo mayor cuando dispone de todas las hojas que en el caso de que las pierda.

Una regla sencilla es considerar que la turbulencia causada por un obstáculo puede afectar aproximadamente al doble de su altura en sentido vertical y 10-20 veces su altura en sentido horizontal. A efectos de diseño, debemos asegurar un mínimo de 10 m libres de obstáculos en altura y distanciarnos un mínimo de entre 7 y 10 veces el diámetro del obstáculo.

### **3. Recurso eólico suficiente.**

En este punto ya debemos entrar a considerar el factor viento o recurso eólico disponible en nuestra ubicación. El viento tiene dos componentes principales que afectan al diseño de la instalación:

#### **La dirección del viento.**

Se corresponde con el punto desde el cual sopla el viento y se mide con una veleta. El estudio en detalle de las direcciones predominantes del viento determinará la ubicación y orientación de nuestro aerogenerador.

#### **La velocidad del viento.**

La velocidad o intensidad del viento se mide en velocidad (Km/h, m/s o nudos). Se estudia mediante un anemómetro que suele también incorporar una veleta.

Ambas magnitudes deben considerarse en valores medios anuales, aunque también hay que tener en cuenta las variaciones diarias y la estacionalidad, ya que, afectarán a la distribución de la producción eléctrica.

Como normas generales, debemos saber que:

- La velocidad del viento aumenta con la altitud por la disminución de la fricción causada por los obstáculos y la propia superficie terrestre

- La velocidad del viento media es menor durante la noche, aumenta a partir de la salida del sol con un máximo entre las 12 y las 16h.

Para analizar la viabilidad de la instalación, la variable clave es la velocidad media del viento en nuestra ubicación concreta y abarcando como mínimo un año para reflejar la estacionalidad. No olvidemos que el viento tiene una elevada componente aleatoria.

Para tener una noción, para este tipo de sistemas, la velocidad del viento mínima para el funcionamiento de un aerogenerador suele ser entre 3-4 m/s, aunque para poder plantear un proyecto eólico la velocidad del viento media anual debe situarse como mínimo en los 5 m/s, estos valores son mínimos y se encuentran muy por debajo de los valores para lograr una eficiencia y rendimiento óptimos de los equipos.

Debido a que la eficiencia del equipo y la producción de energía están directamente relacionados con la velocidad y la dirección del viento, en la figura número 2.16 se muestra la gráfica donde se aprecia la curva de potencia para un aerogenerador de 900 kW de generación.

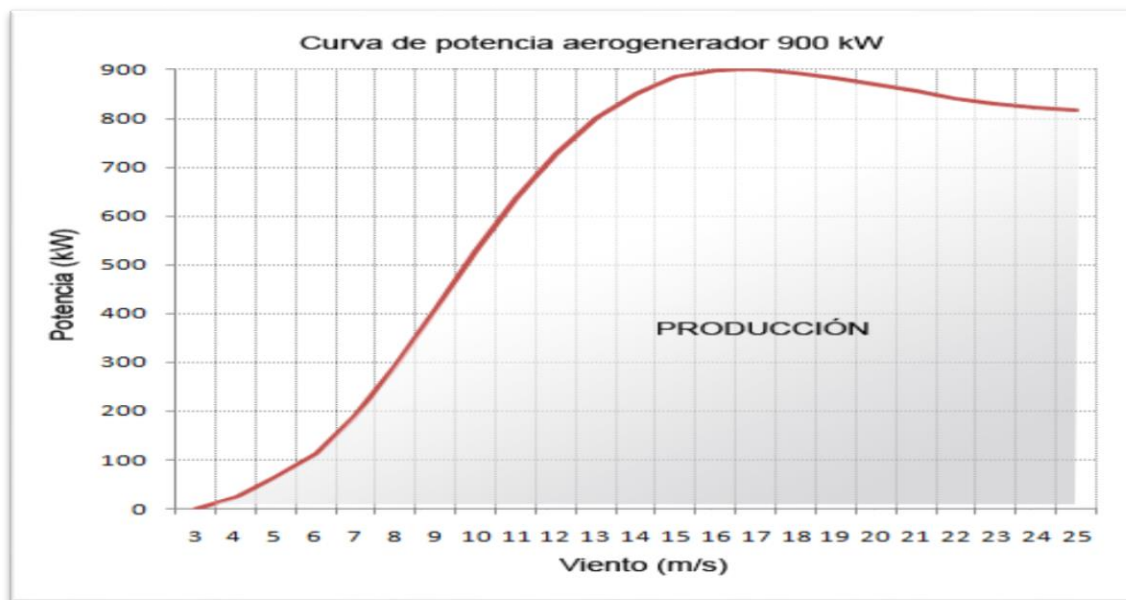


Figura 2.16. Curva de potencia versus velocidad del viento para un aerogenerador.

Fuente: <http://www.bladecleaning.com/Images/S/Curvas-potencia.gif>

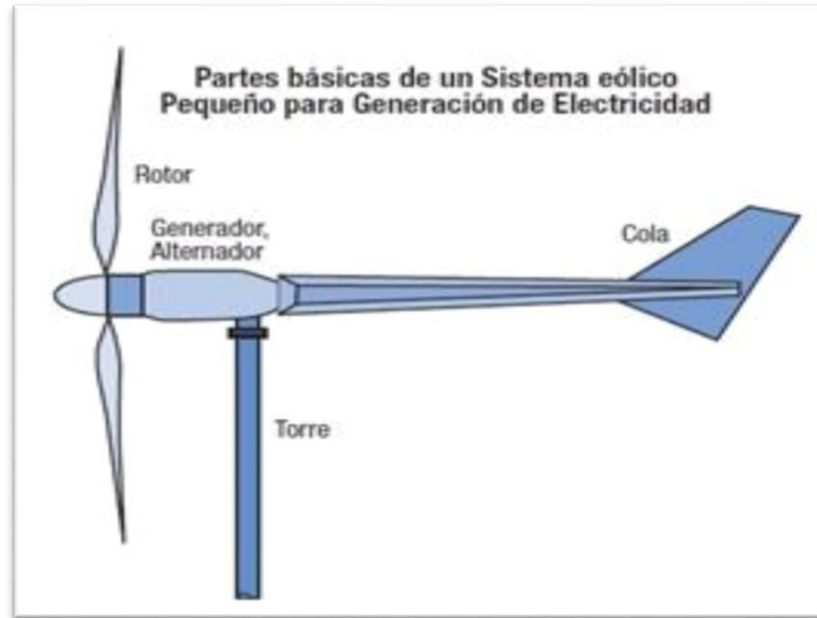


Figura 2.17. Componentes básicos de un Aero-generador

Fuente: <https://i.pinimg.com/originals/be/56/94/be5694ce5ddd178c82d>.

Equipo de regulación y monitorización del aerogenerador (Segundo sistema de seguridad)<sup>22</sup>

Este sistema se encuentra compuesto por un conjunto de resistencias de frenado y un regulador de carga, que desvía hacia el conjunto de resistencias los excedentes de energía que las baterías de la instalación no pueden asumir, evitándose de este modo que el aerogenerador tenga que estar funcionando en vacío y por lo tanto, girando a velocidades peligrosamente elevadas, en los periodos de tiempo en que las baterías presentan elevados niveles de carga.

<sup>22</sup> Pacco Ramírez Karina Lucy del Pilar; Proyecto de Tesis; Evaluación Energética Comparativa de un Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico (SHEFV); Tacna-Perú; 2008, pg. 1-32.

#### **4. Inversor.**

Al igual que en el sistema fotovoltaico el inversor se encarga de transformar y amplificar la corriente continua en corriente alterna. Los voltajes continuos pueden ir desde los 12 V hasta los 100 V.

#### **5. Puntos de Consumo o Cargas.**

En la mayoría de los casos en donde se utilizan este tipo de sistemas con aerogeneradores, las cargas a alimentar son lugares alejados o remotos a centros poblados que no están interconectados a la red eléctrica nacional,<sup>23</sup> sin embargo, como se ha mencionado, este tipo de sistemas se convierten en sistemas de respaldo al funcionar en conjunto con otros sistemas de energía renovable, produciendo la energía necesaria para la demanda de distintos tipos de carga presentes en viviendas e instituciones de mediano consumo.<sup>24</sup>

---

<sup>23</sup> Pacco Ramírez Karina Lucy del Pilar; Proyecto de Tesis; Evaluación Energética Comparativa de un Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico (SHEFV) de baja potencia para la electrificación de una vivienda urbana; Tacna-Perú; 2008, pg. 1-32.

<sup>24</sup> Álvaro Palomino Estebaranz. Análisis de datos técnicos de inversores fotovoltaicos conectados a red. Página 33.

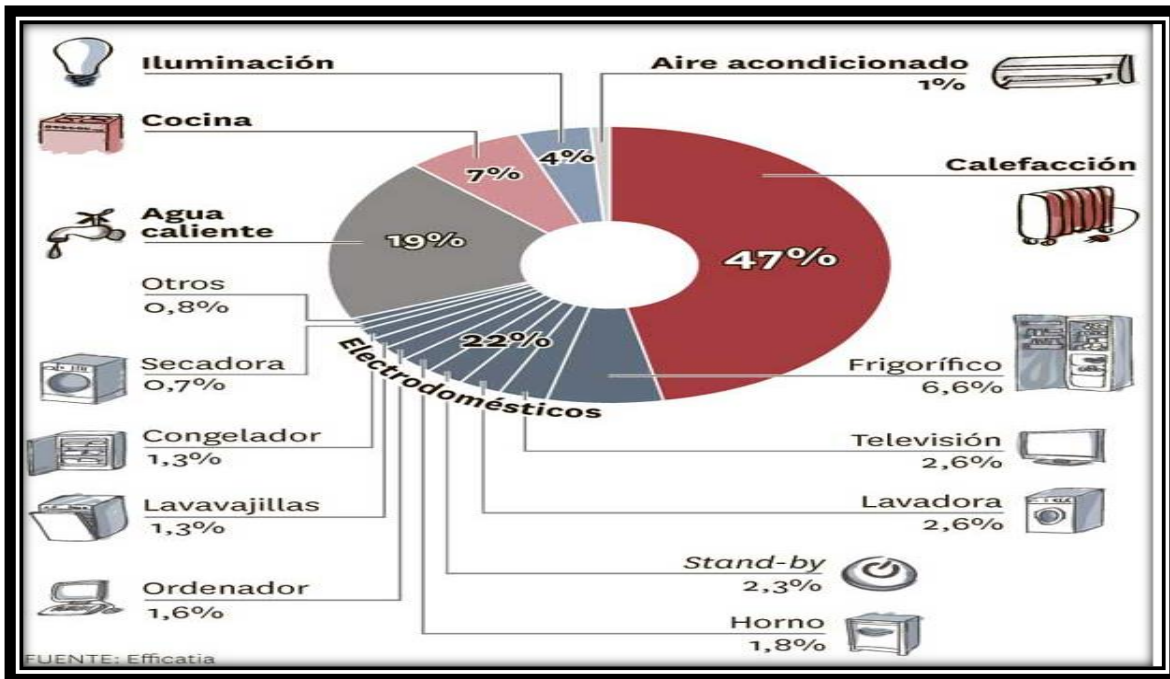


Figura 2.18. Puntos de consumo o cargas.

Fuente: <https://cdn.20m.es/img/2013/09/18/1739620.jpg>.

## 2.9 Normativas según ARESEP

Reglamento Generación Distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla.<sup>25</sup>

Este reglamento tiene íntima relación con el dictamen promulgado por la Contraloría General de la República, donde se decidió que la generación producida para autoconsumo no constituye servicio público. El artículo 1 define el objetivo del reglamento:<sup>26</sup>

<sup>25</sup> Reglamento Generación Distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla. Ibid.

<sup>26</sup> Irene Castillo Rincón/ Juan Ignacio Davidovich Molina/página 82

Regular la actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, de forma que su implementación contribuya con el modelo eléctrico del país y se asegure la prestación óptima del servicio de suministro eléctrico que se brinda a todos los abonados.<sup>27</sup>

Según esta norma, el productor-consumidor es toda “persona física o jurídica que produce electricidad con fuentes renovables para ser aprovechada exclusivamente por él, en el mismo sitio donde se genera, con el único propósito de suplir parcial o totalmente sus necesidades de energía eléctrica”<sup>28</sup>. El artículo 14 crea dos categorías de productor-consumidor: el que tenga un sistema de generación no interconectado a la red de distribución y el que sí esté interconectado.

Una vez interconectado al sistema, se utiliza la medición neta sencilla, según se manifestó anteriormente. Este mecanismo se describe en el artículo 37 del reglamento:<sup>29</sup>

Esta modalidad permite que se deposite en la red de distribución la energía no consumida en forma mensual, para hacer uso de ella durante un ciclo anual, en forma de consumo diferido. Si el productor-consumidor consume más energía que la depositada en la red de distribución deberá pagar la diferencia de acuerdo con las tarifas establecidas por la ARESEP. La producción de energía deberá medirse en su totalidad y se contabilizará de acuerdo con lo estipulado en el contrato de interconexión<sup>30</sup>.

Este acápite se complementa con el artículo 34 del mismo cuerpo normativo, el cual regula la autorización para almacenamiento y retiro de energía:

---

<sup>27</sup> Reglamento Generación Distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla, Artículo 1.

<sup>28</sup> Ibid., Artículo 13.

<sup>29</sup> Irene Castillo Rincón/ Juan Ignacio Davidovich Molina/página 84

<sup>30</sup> Ibid., Artículo 37.

El productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un período anual<sup>31</sup>.

Según lo establecido en el artículo 37, surgen dos situaciones: la primera, cuando el usuario consume más electricidad de la que generó con su sistema, en el período de un mes; la otra, cuando el usuario genera más energía eléctrica de la que consumió durante un mes. En caso que se presente esta segunda situación, según el artículo 34, el abonado podrá depositar los excedentes en la red de distribución; estos podrán utilizarlos en el período anual siguiente, hasta un máximo del 49 %.<sup>32</sup>

Este sistema resulta sumamente beneficioso; pues otorga la posibilidad al usuario para reducir su factura eléctrica en los siguientes meses. Esto cobra importancia cuando –durante la época seca–, se puede producir una cantidad considerable de energía eléctrica, pero se desea usar los excedentes durante los doce meses siguientes. Sí hay que tomar en cuenta la desventaja al establecerse un tope de 49 % de energía eléctrica excedente, el cual puede utilizarse en ese ciclo anual, ciertamente, significa un detrimento en los beneficios dados al abonado.

Cabe recalcar que, al basarse en el sistema de medición neta sencilla, el cliente no puede vender el excedente. El artículo 41 reza: “No será sujeto a ninguna retribución económica, ni de intercambio, cualquier exceso de energía depositada superior a lo establecido en el artículo 34 de este Reglamento”<sup>33</sup>.

Es clara la prohibición para recibir cualquier clase de paga directa por el excedente de energía eléctrica ya sea por parte de la empresa distribuidora ni por cualquier otro particular. Como se ha

---

<sup>31</sup> Ibid., Artículo 34.

<sup>32</sup> Irene Castillo Rincón/ Juan Ignacio Davidovich Molina/página 84

<sup>33</sup> Ibid., Artículo 41.

venido mencionando, tal acto ya constituiría un servicio público, según lo establecido por las diferentes normas que regulan el tema eléctrico.

## **2.10 Conceptos Matemáticos Financieros**

Es de suma importancia conocer conceptos básicos en cuanto a la parte financiera cuando se desea incursionar en algún proyecto, esto con el fin de determinar si es rentable económicamente. Es por ello que a continuación se explican dos conceptos claves para la toma de decisiones en cuanto a rentabilidad de un proyecto se refiere.<sup>34</sup>

### **2.10.1 Valor Actual Neto.**

También conocido como valor actualizado neto o valor presente neto, este es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros originados por una inversión. La metodología consiste en descontar, al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa), todos los flujos de caja futuros, o en determinar la equivalencia en el tiempo de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Dicha tasa de actualización o de descuento es el resultado del producto entre el costo medio ponderado de capital (CMPC) y la tasa de inflación del periodo. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial entonces es recomendable que el proyecto sea aceptado

La fórmula que permite calcular el valor actual neto es:

Ecuación: Valor actual neto (VAN)

---

<sup>34</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Valor\\_actual\\_neto](https://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_neto)

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde:

**Vt:** Representa los flujos de caja en cada periodo t.

**Io:** Es el valor del desembolso inicial de la inversión.

**n:** Es el número de períodos considerado.

**K:** Es el tipo de interés.

Si el proyecto no tiene riesgo se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VAN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico.

Cuando el VAN toma un valor igual a 0, k pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno). La TIR es la rentabilidad que está proporcionando el proyecto.

Cuadro correspondiente a la interpretación del VAN.<sup>35</sup>

Valor	Significado	Decisión a tomar
VAN > 0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto puede aceptarse
VAN < 0	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debería rechazarse
VAN = 0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

<sup>35</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Valor\\_actual\\_netto](https://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_netto)

El valor actual neto es muy importante para la valoración de inversiones en activos fijos, a pesar de sus limitaciones en considerar circunstancias imprevistas o excepcionales de mercado. Si su valor es mayor a cero, el proyecto es rentable, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión.

Una empresa suele comparar diferentes alternativas para comprobar si un proyecto le conviene o no. Normalmente la alternativa con el VAN más alto suele ser la mejor para la entidad; pero no siempre tiene que ser así. Hay ocasiones en las que una empresa elige un proyecto con un VAN más bajo debido a diversas razones, como podrían ser la imagen que le aportará a la empresa, por motivos estratégicos u otros motivos que en ese momento interesen a dicha entidad.

Puede considerarse también la interpretación del VAN en función de la creación de valor para la empresa:

Si el VAN de un proyecto es positivo, el proyecto crea valor.

Si el VAN de un proyecto es negativo, el proyecto destruye valor.

Si el VAN de un proyecto es cero, el proyecto no crea ni destruye valor.

### **2.10.2 Tasa Interna de Retorno o Tasa Interna de Rentabilidad (TIR).**

De una inversión la tasa interna de retorno es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión y que implica, por cierto, el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples, diversos autores la conceptualizan como la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.<sup>36</sup>

---

<sup>36</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Tasa\\_interna\\_de\\_retorno](https://es.wikipedia.org/wiki/Tasa_interna_de_retorno)

La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo el costo de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto expresada por la TIR supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.<sup>37</sup>

Se puede presentar como otras definiciones:

Es la tasa que iguala la suma del valor actual de los gastos con la suma del valor actual de los ingresos previstos:

Ecuación: Tasa interna de retorno (TIR)

$$\sum_{i=1}^N VPI_i = \sum_{i=1}^N VPC_i$$

Es la tasa de interés para la cual los ingresos totales actualizados son igual a los costos totales actualizados:

Ecuación: Tasa interés de ingresos totales igual a los costos totales

$$ITAc = CTAc$$

Es la tasa de interés máxima a la que se pueden endeudar para no perder dinero con la inversión.

Es la tasa real que proporciona un proyecto de inversión y es aquella que al ser utilizada como tasa de descuento en el cálculo de un VAN dará como resultado 0.

---

<sup>37</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Tasa\\_interna\\_de\\_retorno](https://es.wikipedia.org/wiki/Tasa_interna_de_retorno)

Es la tasa de interés compuesto al que permanecen invertidas las cantidades no retiradas del proyecto de inversión.

### **Uso general de la TIR.**

Y como ya se ha comentado anteriormente, la TIR o tasa de rendimiento interno es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para conocer la factibilidad de diferentes opciones de inversión.<sup>38</sup>

El criterio general para saber si es conveniente realizar un proyecto es el siguiente:

- Si  $TIR \geq r \rightarrow$  Se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el costo de oportunidad).
- Si la  $TIR \leq r \rightarrow$  se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

### **Dificultades en el uso de la TIR.**

Criterio de aceptación o rechazo. El criterio general solo es cierto si el proyecto es del tipo "prestar", es decir, si los primeros flujos de caja son negativos y los siguientes positivos. Si el proyecto es del tipo "pedir prestado" (con flujos de caja positivos al principio y negativos después), la decisión de aceptar o rechazar un proyecto se toma justamente al revés:

- Si la  $TIR > r \rightarrow$  se rechazará el proyecto. La rentabilidad que está requiriendo este préstamo es mayor que el costo de oportunidad.
- Si la  $TIR \leq r \rightarrow$  se aceptará el proyecto.

---

<sup>38</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Tasa\\_interna\\_de\\_retorno](https://es.wikipedia.org/wiki/Tasa_interna_de_retorno)

### **Comparación de proyectos excluyentes.**

Dos proyectos son excluyentes si solamente se puede llevar a cabo uno de ellos. Generalmente, la opción de inversión con la TIR más alta es la preferida, siempre que los proyectos tengan el mismo riesgo, la misma duración y la misma inversión inicial. Si no, será necesario aplicar el criterio de la TIR de los flujos incrementales.

Los proyectos especiales también son llamados el problema de la inconsistencia de la TIR. Son proyectos especiales aquellos en los que en su serie de flujos de caja hay más de un cambio de signo. Estos pueden tener más de una TIR, tantas como cambios de signo tengan, lo cual obedece a la presencia de la regla de los signos de Descartes. Esto complica el uso del criterio de la TIR para saber si aceptar o rechazar la inversión. Para solucionar este problema se suele utilizar la TIR corregida. También la inconsistencia de la TIR tiene lugar cuando existen proyectos que no tienen TIR.

## **Capítulo III: Marco Metodológico**

### **4.1 Enfoque de la Investigación**

Se valora para el presente proyecto la posibilidad de utilizar los sistemas de energía renovable; solares o eólicos, con el fin de amortizar la facturación eléctrica de la Escuela República del Perú. Para ello se hacen los respectivos análisis tanto de variables técnicas como de regulación.

### **4.2 Método de la Investigación**

En el caso del presente proyecto, la metodología va a asentarse en la explicación de los procedimientos requeridos para las actividades pensadas, además, del análisis de los recursos necesarios para la ejecución del proyecto y de la posibilidad de ejecución de la propuesta. Esto debido al tipo de investigación utilizada, ya que, se escogió la investigación descriptiva, la cual se emplea para describir la realidad de situaciones, eventos, personas, grupos o comunidades que se estén abordando y que se pretenda analizar.

Sintetizando un poco las principales etapas por seguir en una investigación descriptiva se obtiene:

- Examinar las características del asunto por investigar.
- Definir y formular la hipótesis correspondiente.
- Seleccionar la técnica adecuada para la recolección de datos.
- Elegir las fuentes de consulta.

### **4.3 Fuentes de Información**

La escuela facilitó el historial de los recibos eléctricos mediante los cuales se tuvo acceso al consumo eléctrico tanto por mes como por año de la institución.

La empresa Auto-Solar, por medio de su sitio Web, facilitó características en cuanto a modelos y particularidades de los equipos fotovoltaicos y aerogeneradores, así como aproximaciones de costos de los mismos. De igual forma las empresas Smart-Grid y Bornay Energies también facilitaron información de los sistemas.

Distintos sitios Web fueron consultados con el fin de consolidar conceptos y conocimientos relacionados con los sistemas de energía renovable, así como consideraciones y especificaciones propias para cada equipo.

Mediante el Instituto Meteorológico Nacional, se obtuvieron los datos necesarios de irradiación solar y de velocidad promedio del viento para la ubicación de la escuela.

Por medio de “Goggle maps” se obtuvieron las vistas satelitales de la institución, donde se puede apreciar y medir la superficie del tejado.

### **4.4 Variables o Unidades de Análisis**

El objetivo primordial de la instalación del sistema de energía renovable, es disminuir la factura eléctrica de la institución, por lo cual, la energía que se consume es la variable de análisis en este proyecto, la misma que se define en kilowatts hora, con base en el consumo de dicha variable se calcularán los requerimientos de cada uno de los sistemas, del fotovoltaico y del eólico, con tal de satisfacer la demanda energética mensual de la institución.

Además, se debe de considerar las variables de las condiciones climatológicas presentes en la zona donde se encuentra ubicada la escuela, para lo cual se tomaron en cuenta los datos proporcionados por el Instituto Meteorológico Nacional sobre la radiación solar del lugar, la misma expresada en KWh/m<sup>2</sup>/d, así como la velocidad del viento que se mide en m/s.

De igual forma, el valor monetario del proyecto forma parte de estas unidades de análisis, ya que, se estudiará por medio de un análisis financiero la recuperación de la inversión inicial del proyecto y su viabilidad.

#### **4.5 Instrumentos**

En este tipo de investigación la cuestión no va mucho más allá del nivel descriptivo, dado que consiste en plantear lo más relevante de un hecho o situación concreta.

La investigación descriptiva no consiste únicamente en acumular y procesar datos, se debe definir el análisis de los mismos y los procesos que dichos datos requerirán según la información que puedan aportar. Para lo cual se pueden utilizar, tablas de datos, tablas comparativas, gráficos, expresiones o cálculos financieros como el caso del VAN y de la TIR, etc.

#### **4.6 Proceso para la Recolección y Análisis de Datos**

Primeramente, se procedió a la recopilación del historial de los recibos eléctricos a lo largo de un año, esto con el fin de poder obtener un promedio real en cuanto al consumo energético de la institución.

Con base en los datos energéticos obtenidos por medio de los recibos, se procedió a calcular los dispositivos requeridos para suplir la demanda energética de la institución para cada uno de los

sistemas, tomando en cuenta las condiciones climatológicas obtenidas por medio del Instituto Meteorológico Nacional.

Posteriormente, se plantearon distintos escenarios con respecto a la generación procedente de los sistemas, con el fin de encontrar el sistema que ofrezca un balance adecuado entre la inversión y ahorro para la institución. En otras palabras, conocer si las condiciones de la zona son suficientes para poder obtener una buena producción eléctrica que nos asegure la viabilidad de la instalación y un periodo de amortización interesante.

A continuación, se deberá de realizar la inspección del sistema eléctrico actual para determinar los cambios o ajustes necesarios para lograr una instalación segura y eficiente, dichos cambios se deben considerar, ya que, representan un aumento en el valor del proyecto.

Finalmente, y por medio del análisis financiero se determinará cuál de los sistemas de energía renovable posee un mejor desempeño, así como la rentabilidad del proyecto para la institución.

## Capítulo IV: Análisis de Resultados

### A. Diagnóstico

#### A.1. Consumo Eléctrico de la Escuela República del Perú

Primeramente y por medio de los recibos eléctricos brindados por la institución se determinará el promedio de consumo eléctrico de la misma para así poder determinar el sistema de energía renovable más adecuado, el cual cumpla con los requerimientos energéticos de la misma y a su vez sea una opción rentable en lo que a términos financieros se refiere.

Tabla A .1:

Consumo Eléctrico de la Escuela República del Perú.

Mes/Año	Energía (KWh)	Demanda (KW)	Factor de Potencia (%)	Días Facturados	Recargo Facturado ( ¢)
03-2017	3387	26.96	100.00	29	333,470
04-2017	3546	27.54	100.00	32	351,585
05-2017	2765	26.54	100.00	30	218,705
06-2017	3802	25.22	100.00	32	337,315
07-2017	3105	26.40	100.00	30	313,595
08-2017	1922	22.64	100.00	30	155,610
09-2017	2621	22.10	100.00	32	198,635
10-2017	2570	20.94	100.00	29	196,520
11-2017	2318	21.82	100.00	30	195,275

12-2017	0	0.00	0.00	30	2,495
01-2018	3540	0.00	100.00	32	236,005
02-2018	726	0.00	0.00	30	63,010
Promedio mensual	2525	20.12	90.91		200,182
Anual	30302				2.602.220

Fuente: CNFL

Según los datos obtenidos por medio de los recibos a lo largo de un año, la institución tiene en promedio un consumo de energía de dos mil quinientos veinte y cinco kilowatts hora (2525 Kwh) por mes, con una demanda promedio de veinte puntos doce kilowatts hora (20.12Kw), así como un factor de potencia del 1%, además, de un consumo promedio de doscientos mil ciento ochenta y dos colones por mes (¢200,182).

## **A.2. Información climatológica de la ubicación de la Escuela República del Perú**

Se muestran a continuación, las características climatológicas de la zona donde está ubicada la escuela República del Perú. Con el fin de determinar la viabilidad de la generación de energía eléctrica por medio de módulos fotovoltaicos, se requieren los datos de radiación solar diaria. Por otra parte, con el fin de establecer la viabilidad de generación eléctrica por medio de aerogeneradores se requiere conocer la velocidad del viento mensual de la zona. Como se muestra a continuación, se cuenta con una radiación solar promedio anual de 3.63 KWh por metro cuadrado y con 2.73 m/s en promedio mensual de velocidad del viento.

Tabla A.2.

Información climatológica anual de la ubicación de la Escuela República del Perú en San José Costa Rica.

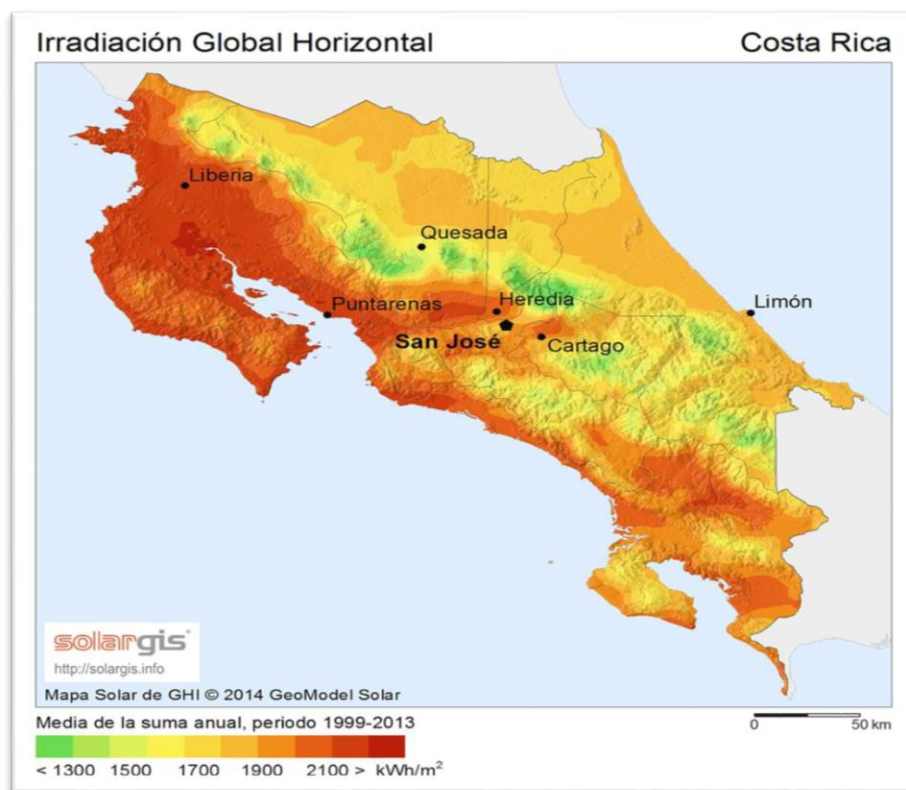
Latitud	9.9351023001818		
Longitud	-84.075528010726		
Mes	Temperatura	Radiación Solar	Velocidad del viento
		diaria horizontal	
	°C	KWh/m <sup>2</sup> /d	m/s
Enero	24.8	3.66	3.81
Febrero	25.2	4.32	3.86
Marzo	25	4.88	3.69
Abril	25.7	4.76	3.30
Mayo	26	3.74	2.42
Junio	25.8	3.26	2.17
Julio	26.2	3.18	2.5
Agosto	25.9	3.47	2.25
Setiembre	25.7	3.48	1.89
Octubre	26.3	3.10	1.92
Noviembre	24.1	2.67	2.67
Diciembre	24	3.01	3.31
Promedio Anual	25.2	3.63	2.73

Fuente: IMN.

### A.3. Irradiación Solar de Costa Rica

En el caso de instalaciones fotovoltaicas, en Costa Rica el Instituto Meteorológico Nacional recomienda como fuente de información el mapa de Solargis para determinar la radiación solar en Costa Rica. Dicho mapa se puede ver a continuación, donde el mismo ofrece la irradiación solar por provincia, del mismo se puede distinguir que San José cuenta con una irradiación solar promedio entre los 1700 y 1900 KWh/ m<sup>2</sup> por año.

Figura A.1. Mapa de irradiación de Costa Rica.



Fuente: <http://solargis.com/assets/graphic/free-map/GHI/Solargis-Costa-Rica-GHI-solar-resource-map-es.png>.

#### A.4. Área disponible para la colocación de los sistemas de energía renovable

En el caso de la escuela República del Perú y debido a la ubicación de la misma, se cuenta solamente con el área del tejado para realizar la instalación del sistema de energía renovable, como se mencionó en el marco teórico, en el caso de los paneles solares, los mismos deben de ser colocados con dirección hacia el sur y con 15 grados de inclinación, esto con el fin de aprovechar lo más posible la irradiación diaria. En el caso de la escuela la institución cuenta con el sector A y B del tejado con dirección sur, los cuales poseen un grado de inclinación de aproximadamente 19 grados.

Seguidamente en las figuras A.2 y A.3, se muestra la vista satelital de los tejados de la escuela, la sección A del tejado cuenta con 11.32 metros de ancho y 35.91 metros de largo, por lo tanto, posee una superficie de 406.5 metros cuadrados.

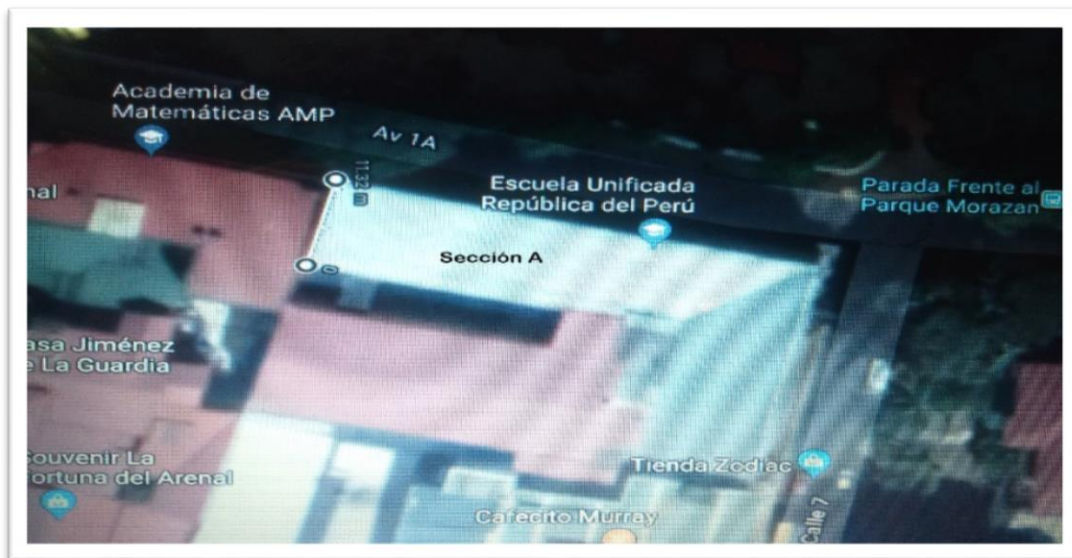


Figura A.2: Sección A del tejado de la Escuela República del Perú.

Fuente: <https://www.google.com/maps/@9.9133591,-84.0850821,15z>.



Figura A.3: Sección A del tejado de la Escuela República del Perú.

Fuente: <https://www.google.com/maps/@9.9133591,-84.0850821,15z>.

La otra parte de tejado que posee dirección sur, se muestra a continuación en las figuras A.4 y A.5, en la vista satelital se observa la sección B del tejado la cual posee un ancho de 6.38 metros y un largo de 30.74 metros, por lo tanto, la misma cuenta con un área igual a 196 metros cuadrados.



Figura A.4: Sección B del tejado de la Escuela República del Perú.

Fuente: <https://www.google.com/maps/@9.9133591,-84.0850821,15z>.

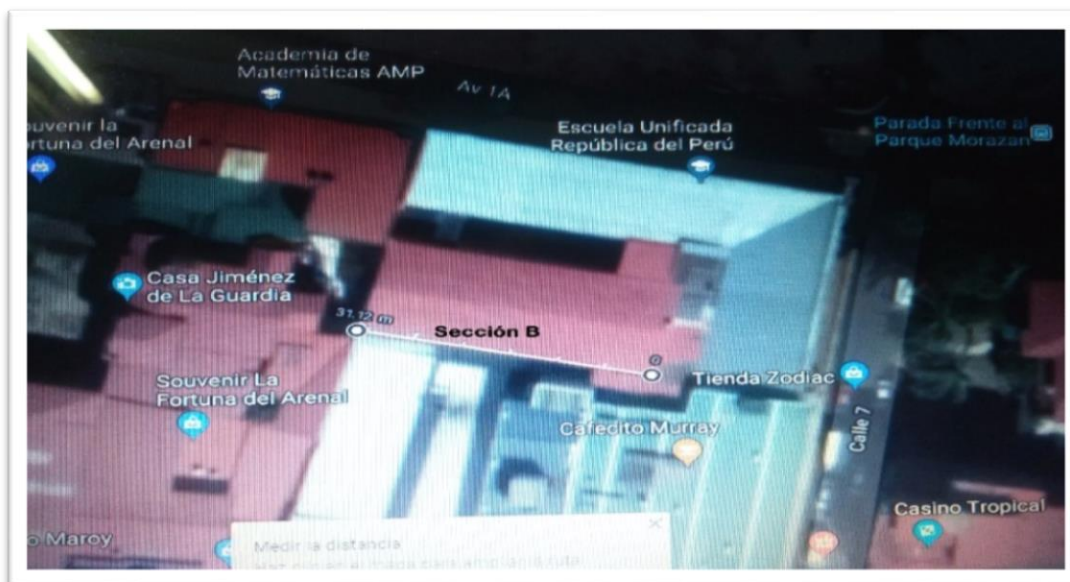


Figura A.5: Sección B del tejado de la Escuela República del Perú.

Fuente: <https://www.google.com/maps/@9.9133591,-84.0850821,15z>.

Como lo muestra a continuación la figura A.6, existe otra sección del tejado, la sección C que posee un área de 196 metros cuadrados, igual que la sección B, pero con dirección hacia el norte, mientras que la parte restante del tejado, la sección D posee un área de 264 metros cuadrados con dirección oeste.

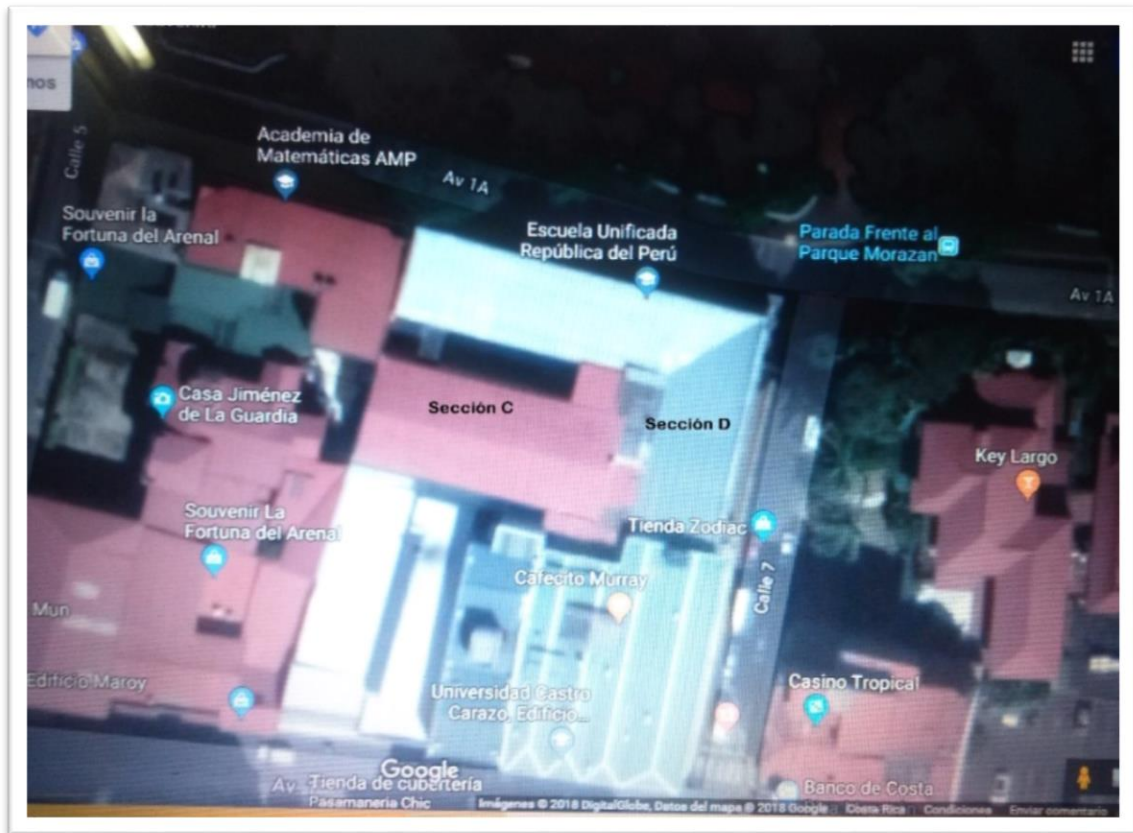


Figura A.6: Secciones C y D del tejado de la Escuela República del Perú.

Fuente: <https://www.google.com/maps/@9.9133591,-84.0850821,15z>.

## **B. Desarrollo**

Con base en los datos climatológicos y características de la infraestructura obtenidos, que se mostraron anteriormente en la sección de diagnóstico, se procederá a calcular el número de paneles y aerogeneradores requeridos para la demanda energética que la institución requiere mensualmente.

### **B.1. Cálculo del número de paneles fotovoltaicos requeridos**

Seguidamente se calculará el número de paneles fotovoltaicos necesarios para generar la potencia requerida por la institución. Para dicho cálculo se utiliza el promedio anual de radiación solar, el cual corresponde a con 3.63 horas sol pico (HSP).

Para el cálculo del número de paneles fotovoltaicos se ha seleccionado el panel solar modelo Maxpower Policristalino CS6X-320P (anexo 2), de la marca Canadian Solar. Se optó por este panel en particular debido a que la misma entrega una potencia pico de 320 W, la cual es mayor en comparación con otros modelos de paneles presentes en el mercado.

Primeramente, se requiere convertir la potencia mensual del edificio en unidades de KWh diarios. Con tal de generar la potencia diaria requerida por la institución se utilizará el mes de mayor consumo. Para este caso el mes con mayor consumo es el de junio, que corresponde a 3802 KWh/mes. Para convertir la potencia mensual a KWh diarios se procede a dividir entre 30; que son los días del mes, obteniendo los KWh/día.

Para este caso se obtiene:

$$3802\text{KWh} \div 30 = 126.733 \text{ KWh/día.}$$

Con la estimación de kilowatt hora por día, se puede proceder a calcular el número de paneles requeridos según la energía demandada. La relación matemática para el cálculo de la energía generada por un solo panel solar en KWh/d es la siguiente:

$$E_{\text{panel}} = I_{\text{panel}} \cdot V_{\text{panel}} \cdot \text{HSP} \cdot 0,9 \text{ (Whd)}$$

Fuente: <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/calcular-paneles-solares-necesarios>.

Como ya se obtuvieron los KWh/d basados en el mes de mayor consumo, despejando dicha variable de la formula anterior se puede calcular el número de módulos fotovoltaicos, la relación matemática quedaría de la siguiente forma.

$$NP = \frac{E}{0,9 \times Wp \times \text{HSP}}$$

Donde:

NP: número de paneles solares necesarios

E: consumo energético real en Watts

Wp: potencia pico del panel en Watts

HSP: horas pico sol.

En la ecuación anterior el autor considera un rendimiento energético del 90% (0.9), esto se traduce a la eficiencia de los paneles solares fotovoltaico.

Sustituyendo los datos obtenemos:

$$NP = \frac{126733 \text{ Wh}}{0,9 \times 320 \text{ W} \times 3,63 \text{ HSP}} = 121,22 \text{ paneles fotovoltaicos.}$$

Del cálculo anterior se establece que se requieren 121 paneles fotovoltaicos para cubrir la demanda de la institución durante su mes de mayor consumo.

## **B.2. Cálculo de la potencia mensual de los paneles fotovoltaicos según el HSP.**

Se calculará a continuación, la potencia que va a ser entregada por el total de paneles fotovoltaicos, tomando en cuenta las horas solares pico de cada mes. Dicho cálculo se realiza con el fin de determinar el porcentaje de generación de energía en relación con el consumo eléctrico de la institución.

Primeramente, se procede a calcular la potencia mensual entregada por los paneles, para ello se deben multiplicar el número de paneles por la potencia pico entregada por cada panel, el resultado obtenido corresponde a la potencia instalada.

$121 \text{ paneles} \times 320\text{W} = 38720\text{W}$  de potencia instalada.

Posteriormente se calcula la potencia mensual entregada por los paneles considerando las horas solares pico (HSP) diarias multiplicadas por la cantidad de días del mes.

A modo de ejemplo, el mes de marzo tiene una irradiación al día de 4.88 HSP y este mes tiene 31 días. Entonces se obtendría el siguiente cálculo:

$38720 \text{ W} \times 4.88 \text{ HSP} \times 31 \text{ días} = 5857 \text{ KWh/mes}$

Al realizar el cálculo anterior para cada uno de los meses, resultará más fácil visualizar la potencia mensual que entregará el sistema fotovoltaico. A continuación, se presenta la tabla B.1 donde se puede apreciar el cálculo anteriormente realizado para el mes de marzo y de igual forma para cada uno de los doce meses según el factor de HSP obtenido del Instituto Meteorológico Nacional.

Tabla B.1.

Potencia Generada por los paneles fotovoltaicos.

Mes	Brillo Solar (HSP)	Potencia entregada por los paneles (W) = NP* W <sub>p</sub>	Días por mes	Energía entregada por los paneles en KWh/mes
Enero	3.63	38.720	31	4357
Febrero	4.32	38.720	28	4683
Marzo	4.88	38.720	31	5857
Abril	4.76	38.720	30	5529
Mayo	3.74	38.720	31	4489
Junio	3.26	38.720	30	3787
Julio	3.18	38.720	31	3817
Agosto	3.47	38.720	30	4031
Septiembre	3.38	38.720	30	3926
Octubre	3.10	38.720	31	3721
Noviembre	2.67	38.720	30	3101
Diciembre	3.01	38.720	31	3613
			Anual	50911

Fuente: Propia.

A continuación, en la tabla B.2 se muestra la comparativa mensual de la energía requerida por la institución y de la energía proporcionada por los paneles solares mensualmente.

Tabla B.2.

Comparativa entre la demanda y la generación de energía.

Mes	Energía demandada (KWh) por mes	Energía entregada por los paneles en KWh/mes
Enero	3540	4357
Febrero	726	4683
Marzo	3387	5857
Abril	3546	5529
Mayo	2765	4489
Junio	3802	3787
Julio	3105	3817
Agosto	1922	4031
Septiembre	2621	3926
Octubre	2570	3721
Noviembre	2318	3101
Diciembre	0	3613

Fuente: Propia.

La comparativa entre el consumo de energía de la institución y la producción de los paneles solares, muestra como los paneles producirán entre un 99% y un 172% de energía de la que usualmente consume la institución, esto debido a que para el cálculo del número de paneles requeridos se utilizó el HSP promedio entre todos los meses , pero además, se debía considerar el consumo mensual más alto, por lo tanto, en meses con un mayor grado de HSP la producción de energía se incrementaría hasta en un 72% por encima del 100% de la energía requerida.

Como se mencionó en el marco referencial, las instalaciones fotovoltaicas constan de distintos dispositivo o elementos para su funcionamiento como tal, entre estos dispositivos se encuentra el inversor centralizado y el micro-inversor, a continuación, se muestra una comparativa de los equipos según sus principales características.

### **B.3 Comparación de Inversores y Micro-inversores.**

Tal y como se mencionó en el marco referencial, existen inversores centralizados y micro inversores para los sistemas fotovoltaicos. Con tal de definir el tipo de equipo por utilizar, a continuación se muestra un cuadro comparativo de ventajas y desventajas para cada uno de los de los equipos.

Tabla B.3

Ventajas y desventajas del inversor centralizado.

Ventajas	Desventajas
Tienen una alta eficiencia.	Instalación es un poco más complicada.
Tienen un largo historial en el mercado por lo que son una tecnología confiable.	No se puede monitorear la energía que produce cada panel individualmente.
Su costo por vatio es menor al de un micro-inversor.	Trabajan a un voltaje más alto, lo cual requiere que se tomen medidas de precaución.
Mantenimiento es más sencillo porque es un solo componente.	Por su tamaño requiere un espacio adecuado para ser instalados.
	Generan un poco de ruido.
	Una falla en el inversor significa cero producción de energía del arreglo fotovoltaico.

Fuente: <http://panelessolarespr.com/microvstring.html>.

Tabla B.4

Ventajas y desventajas del micro- inversor.

Ventajas	Desventajas
Simplifican el diseño del sistema fotovoltaico.	Son más costosos por vatio que un inversor centralizado.
La instalación del sistema es más sencilla.	Su eficiencia es un poco más baja.
En lugares con problemas de sombras son más convenientes, porque una sombra no compromete la producción de energía del sistema fotovoltaico.	Mantenimiento resulta complicado debido a que son varias unidades en un solo arreglo de paneles solares.
Permiten monitorear la energía que produce cada panel individualmente.	Comparado con el inversor central, no hay mucha variedad en el mercado.
Si un micro-inversor falla, solo afectaría la producción de energía de un panel solar.	Debido a que se instalan debajo del panel solar, pueden ser propensos a presentar problemas temperaturas muy altas.
Son silenciosos.	

Fuente: <http://panelessolarespr.com/microvstring.html>.

Debido a las distintas ventajas que cada uno de los equipos ofrece, se diseñara un sistema con inversores centralizados y otro con micro-inversores, con el fin de definir cuál de los dos equipos representa la opción más adecuada, tanto en funcionamiento como financieramente para la instalación.

### B.3.1 Cálculo del inversor

Como se mencionó anteriormente en el marco referencial, la potencia del inversor está dada por la potencia máxima que puede entregar del arreglo de los módulos o paneles fotovoltaicos, para lo cual se utilizara la siguiente fórmula:

$$P_{Inv} = W_p \times NP$$

Dónde:  $P_{Inv}$  = Potencia máxima del inversor

$NP$  = número de paneles solares

$W_p$  = potencia pico del panel

Con base en los datos investigados según los equipos presentes en el mercado, se escogió como opción el inversor Red FRONIUS IG PLUS V (anexo 3), el cual posee una potencia máxima de 12000 W y hasta 500 V.

Sustituyendo los datos en la formula se obtiene que:

$$P_{Inv} = W_p \times NP$$

$$12000 \text{ W} = 320 \text{ W} \times NP$$

$$NP = \frac{12000 \text{ W}}{320 \text{ W}} = 37.5$$

Lo que nos indica el resultado, es que, a este tipo de inversor, según sus características, se le pueden conectar alrededor de 36 paneles, esta cantidad puede variar dependiendo de la interconexión que se realice entre los arreglos o módulos fotovoltaicos.

Como se mencionó anteriormente, en el marco referencial, los paneles se pueden conectar en serie o en paralelo, según las necesidades energéticas de la instalación, a continuación, se explican con detalle las variantes que pueden presentar este tipo de conexiones, así como las consideraciones que se deben tomar en cuenta dependiendo de la tensión o corriente que se requieran en la salida del sistema. De igual forma a continuación las figuras B.1, B.2, B.3 muestran el diagrama de conexión para los distintos casos.

#### B.4. Conexión de paneles solares en serie y paralelo<sup>39</sup>

En la mayoría de proyectos fotovoltaicos, sobre todo de las instalaciones solares aisladas y dependiendo de la potencia de la instalación, será necesario asociar varios paneles en serie o paralelo para obtener los niveles de tensión y corriente deseados. Para la conexión de placas solares fotovoltaicas, hay tres opciones posibles:

1-Conexión de placas solares en Paralelo: se conectan todos los paneles por sus polos positivos y, por separado, por todos los polos negativos. Con esto, lo que conseguimos es aumentar la corriente generada en la rama (suma de las corrientes de cada panel), pero se mantiene la misma tensión que la de uno de los paneles que componen la rama.

En otras palabras, si conectamos los paneles en paralelo, a la salida de la rama tendremos la suma de las corrientes de cada “sub-rama” y la tensión de salida de cada “sub-rama”.

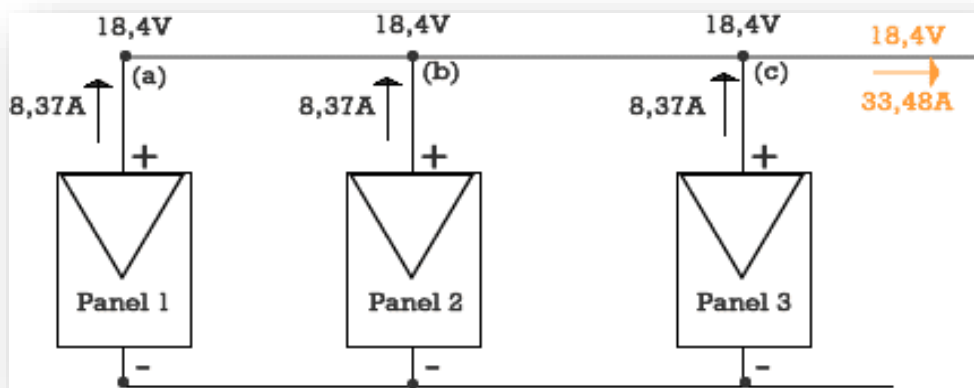


Figura B.1: Conexión en paralelo Paneles Solares.

Fuente: <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/calcular-paneles-solares-necesarios/>

<sup>39</sup> <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/calcular-paneles-solares-necesarios/>

Como podemos ver en la figura B.1, en color naranja tenemos los valores de salida del sistema de generación fotovoltaico (los paneles solares), donde la tensión de salida que tendremos sería 18,4V (pues los paneles están conectados en paralelo) y la corriente 25.11A (pues al estar en paralelo se suma la corriente de cada rama a, b y c).

2- Conexión de módulos fotovoltaicos en Serie: para este tipo de configuración se conecta el polo positivo de un módulo, con el polo negativo del siguiente, así sucesivamente con cuantos paneles sean necesarios. Con esto se consigue aumentar la tensión y mantener el mismo valor de corriente generada.<sup>40</sup>

La tensión generada será igual a la suma de cada una de las tensiones de cada panel que compone la rama (string), o, dicho de otro modo, multiplicamos la tensión unitaria por el número de paneles de la rama, pues siempre debemos conectar paneles de las mismas características unos con otros.

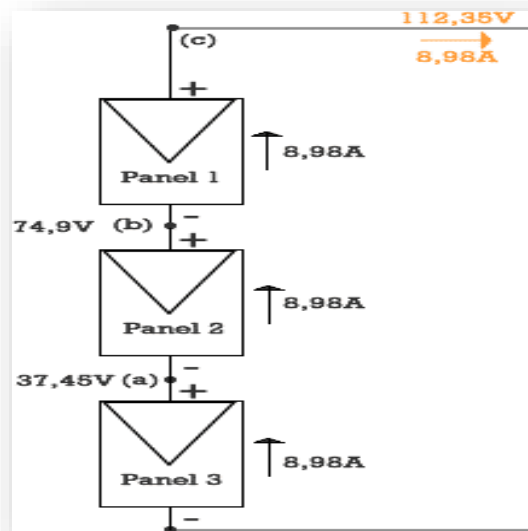


Figura B.2: Conexión en serie de Paneles Solares.

<sup>40</sup> <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/calcular-paneles-solares-necesarios/>

Fuente: <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/calcular-paneles-solares-necesarios/>

Como se observa en la figura B.2, indicado en color naranja, a la salida de la rama (c), tendremos la tensión resultante de la suma de cada una de las tensiones de cada panel que componen la rama en serie (112,35V) y la corriente será la misma que la de uno de los paneles (8,98A).

3-Conexión mixta de placas solares: sería la última opción de configuración de las que nos podemos encontrar, en este caso sería una configuración donde encontramos ramas con paneles conectados en serie y a su vez, estas ramas, conectadas en paralelo. Esta configuración se usa cuando debemos lograr unas corrientes y tensiones de salida muy determinadas y entonces “jugamos” con las opciones que nos dan los distintos tipos de conexiones. Veamos un ejemplo al respecto:

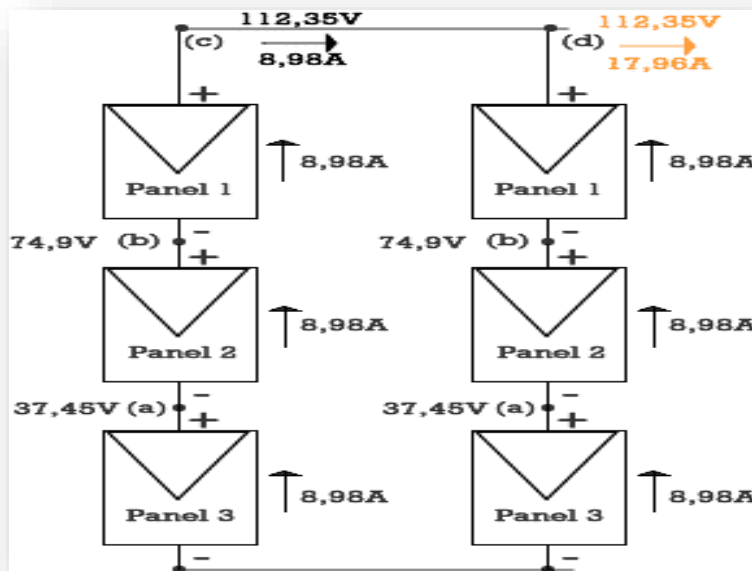


Figura B.3: Conexión Serie-Paralelo Paneles Solares.

Fuente: <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/calcular-paneles-solares-necesarios/>

Como se observa en la figura B.3, en el punto (nodo) (c) de la primera rama (string) tenemos la suma de tensiones de los paneles y la corriente unitaria, en el punto (nodo) (d), que es la salida del sistema, tendremos la misma tensión de salida de cada una de las ramas, pero como corriente de salida será la suma de la corriente de salida de cada una de las ramas, al encontrarse las dos ramas conectadas en paralelo.

Como resumen práctico, en conexiones en serie la corriente total (de salida) es igual a la de uno de los paneles que componen la rama (string) y la tensión total (de salida) es la suma de la tensión de cada panel conectado en serie. En conexiones en paralelo la tensión total (de salida) es igual a la de salida de cada rama y la corriente total (de salida) es la suma de corrientes de cada rama.

### **B.5. Cálculo del arreglo de paneles fotovoltaicos**

Para calcular el número de filas de módulos en serie que se van a conectar para un inversor, se toma el valor de tensión nominal de entrada del inversor y se divide entre la tensión de cada panel, como se muestra en la siguiente relación:

$$\text{Número de filas en serie} = \frac{V_{inv}}{V_m}$$

$$\text{Número de filas en serie} = \frac{500V}{36.8} = 13.6 \text{ paneles en serie.}$$

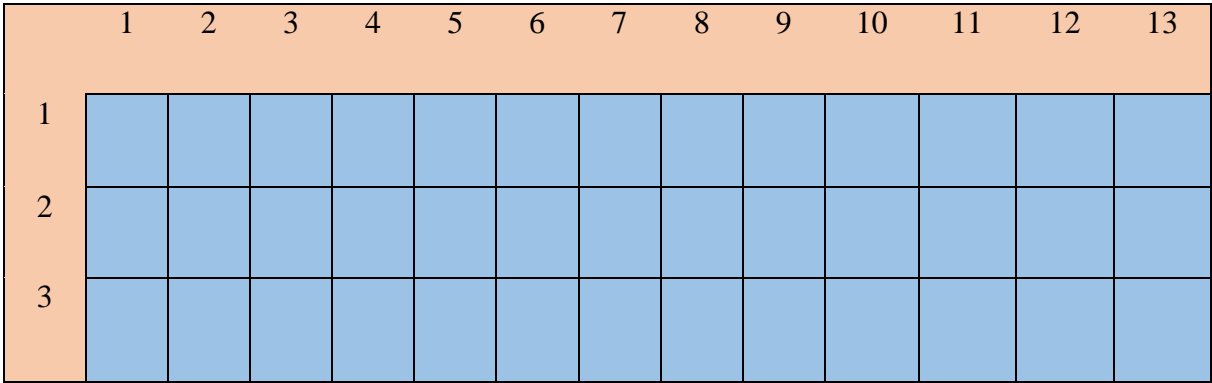
Para determinar el número de columnas de módulos en paralelo, se toma el valor de corriente nominal de entrada del inversor y se divide entre la corriente de cada panel, como lo muestra la siguiente relación:

$$\text{Número de columnas en paralelo} = \frac{I_{inv}}{I_m}$$

Número de columnas en paralelo =  $\frac{27.4}{8.69} = 3.15$  paneles en paralelo.

Con base en los datos calculados anteriormente y teniendo en cuenta las especificaciones técnicas del inversor en cuanto a voltaje y corriente del mismo; el arreglo de paneles para el mismo quedaría distribuido de la siguiente forma. Para cada inversor se colocaría un módulo de 3 filas conectadas en paralelo, cada una de estas conformada por 13 paneles conectados en serie. Si bien es cierto que la cantidad de paneles por módulo es igual a 39, lo cual es mayor al número de paneles calculados anteriormente para el inversor, el módulo de 39 paneles cumple con las características técnicas del inversor , ya que, según lo visto en la sección B.4 sobre conexión serie-paralelo de paneles, el voltaje de salida del módulo es igual a 478 voltios, en comparación con los 500 voltios de entrada del inversor, por otra parte, la corriente de salida del módulo es igual a 26.07 amperios, mientras que la corriente de trabajo del inversor es igual a 27.4 amperios.

Figura B.4: Arreglo de conexión serie-paralelo para cada uno de los módulos de paneles fotovoltaicos. (Fuente Propia/ Imagen ilustrativa.)



## **B.6. Dimensiones del conjunto de paneles o del arreglo de módulos fotovoltaicos**

Para establecer el área que comprenderán los paneles, se deben considerar las dimensiones de cada módulo o arreglo. Las dimensiones de cada panel son las siguientes: 1.95m x 98cm x 4cm. (Anexo 2/Ficha Técnica).

Las dimensiones de cada arreglo son:

Largo:  $1.95\text{m} \times 13 = 25.35\text{m}$

Ancho:  $98\text{cm} \times 3 = 2.94\text{ m}$

Calculando el área total del arreglo o módulo se obtendría lo siguiente:

$$A=l \times a$$

$$A=25.35\text{ m} \times 2.94\text{ m}= 74.53\text{m}^2 \text{ por módulo.}$$

## **B.7. Área necesaria para los módulos**

Para establecer el área total requerida para los 121 paneles, se divide el número de paneles entre la cantidad de paneles por arreglo. Para este caso los cálculos dan como resultado 39 paneles por arreglo, por lo cual se obtiene que se necesitarían 3.102 arreglos.

Ahora bien, el área total necesaria para colocar los módulos fotovoltaicos se calcula multiplicando los metros cuadrados de cada módulo por el número de módulos necesarios, obteniendo el siguiente resultado:

$$AT=74.53\text{ m}^2 \times 3.102 = 231.19\text{ m}^2.$$

El cálculo anterior nos indica que serían necesarios 231  $\text{m}^2$  para la instalación de los módulos requeridos según la demanda energética de la institución, como se mostró anteriormente en la

sección A, la sección A del tejado cuenta con  $406.5 \text{ m}^2$  de superficie, mientras que la sección B posee  $196 \text{ m}^2$ , estas secciones poseen dirección hacia el sur y con un grado de inclinación alrededor de los 15 grados recomendados para el buen desempeño de los equipos; por lo cual, los módulos se podrían distribuir entre estas dos secciones del tejado. Distribuyendo los módulos de paneles solares entre la sección A y B del tejado, se tendría el espacio requerido para el mantenimiento del sistema y del tejado.

### **5.8. Peso estructural de los módulos**

Uno de los factores que a menudo no se toman en cuenta a la hora de diseñar y construir los tejados de viviendas o instituciones, es la posible utilización de los mismos como soporte para sistemas de energía renovable, por lo cual es de suma importancia considerar las condiciones estructurales del tejado, teniendo en cuenta el peso extra que tendrá que soportar tanto de los paneles como de posibles estructuras para la fijación de los mismos. Debido a esta razón, a continuación, se presenta el cálculo que muestra como resultado el peso extra por metro cuadrado sobre el tejado que implica la instalación de cada uno de los módulos.

- Peso por panel =  $22 \text{ kg}$  (ficha técnica).
- Peso por cada arreglo de paneles =  $22 \text{ kg} \times 39 = 858 \text{ kg}$
- Distribución del peso del arreglo =  $858 \text{ kg} / 74.53 \text{ m}^2 = 11.51 \text{ kg/m}^2$

El resultado anterior nos indica el peso extra que deberá de soportar la estructura del tejado, igual a  $11.51 \text{ kg/m}^2$ , lo cual se debe considerar debido a un mal estado del mismo o en caso de que se requiera realizar algún tipo de refuerzo para que el tejado soporte el peso extra del arreglo de paneles.

## **B.9. Cálculo de los módulos según la capacidad del inversor**

En el cálculo realizado anteriormente para determinar el número de paneles que puede soportar el inversor; en la sección A.5, se determinó que según las características y la interconexión serie-paralelo, el mismo puede soportar 39 paneles que conforman el módulo, posterior a este cálculo, se procedió a deducir la cantidad de módulos necesarios para cubrir las necesidades energéticas de la institución, lo que nos dio como resultado 3.102 módulos, es por esto que a continuación se plantean tres posibles escenarios.

Primeramente, la implementación del sistema con los 3.102 módulos, lo que plantea un desaprovechamiento del cuarto inversor, ya que, el mismo trabajaría con 4 paneles en vez de los 39 del módulo.

Para el segundo sistema se plantea la implementación del sistema con 4 módulos, por lo tanto, el cuarto inversor ya adquirido, aprovecharía su voltaje y corriente de trabajo, pero se deberán de adquirir los 35 paneles restantes para completar el módulo.

Por último, se plantea la implementación de 3 módulos solamente, por lo cual no se deberá de invertir en el cuarto inversor ni en los 4 paneles restantes.

Cada uno de estos escenarios ofrece ahorros o gastos en equipos, los cuales se reflejan en la generación de energía y a su vez los mismos se reflejan en el monto de la factura eléctrica, es por ello que a continuación se muestra la afectación de cada caso en la producción de energía.

Para el primer sistema, se plantea la utilización del sistema con los 3.102 módulos calculados, este caso corresponde a la cobertura de la demanda mensual requerida por el edificio considerando la irradiación promedio solar, es por ello que la energía entregada por los 121 paneles es igual a 50911 KWh por año, tal como lo muestra la tabla B.1 de potencia generada por los paneles

fotovoltaicos. La institución consume en promedio 30302 KWh por año. Para calcular el porcentaje de entrega se utiliza la siguiente relación porcentual:

$$\% \text{ de entrega} = \frac{\text{Potencia entregada}}{\text{Potencia requerida}} \times 100$$

$$\% \text{ de entrega} = \frac{50911}{30302} \times 100 = 168 \%$$

La relación matemática anterior nos muestra como el sistema de paneles con los 3.102 módulos generarían un 168 % de la energía que consume la institución, como lo demuestra el resultado existen un 68% extra de energía producida.

Para el segundo sistema, se plantea el aprovechamiento de la capacidad del cuarto inversor, por lo cual se deberán de adquirir 35 paneles más para completar el módulo, por lo tanto, se tendrían 4 módulos de 39 paneles cada uno, lo que es un total de 156 paneles.

Seguidamente se procede a calcular la potencia mensual entregada por los paneles, para ello se deben multiplicar el nuevo número de paneles por la potencia pico entregada por cada panel, el resultado obtenido corresponde a la potencia instalada, que es igual a:

$$156 \text{ paneles} \times 320\text{W} = 49920\text{W de potencia instalada.}$$

Tabla B.5

Potencia generada por los 156 paneles fotovoltaicos.

Mes	Brillo Solar (HSP)	Potencia entregada por los paneles (W) = NP* Wp	Días por mes	Energía entregada por los paneles en KWh/mes
-----	--------------------	---	--------------	--

Enero	3.66	49920	31	5664
Febrero	4.32	49920	28	6038
Marzo	4.88	49920	31	7552
Abril	4.76	49920	30	7129
Mayo	3.74	49920	31	5788
Junio	3.26	49920	30	4882
Julio	3.18	49920	31	4921
Agosto	3.47	49920	30	5197
Septiembre	3.48	49920	30	5212
Octubre	3.10	49920	31	4797
Noviembre	2.67	49920	30	3998
Diciembre	3.01	49920	31	4658
			Anual	65836

Fuente: Propia.

A continuación, se calcula el porcentaje de entrega utilizando la siguiente relación porcentual:

$$\% \text{ de entrega} = \frac{\text{Potencia entregada}}{\text{Potencia requerida}} \times 100$$

$$\% \text{ de entrega} = \frac{65836}{30302} \times 100 = 217.2\%$$

Como era de esperarse, al incrementar el número de paneles se incrementó el porcentaje de entrega a un 217%, en este caso hay un excedente del 117%.

En el tercer sistema, se calculará el porcentaje de entrega, pero para solamente tres módulos, lo que equivale a 117 paneles, para lo cual se procede a calcular la potencia mensual entregada por

los paneles, para ello se deben multiplicar el nuevo número de paneles por la potencia pico entregada por cada panel, el resultado obtenido corresponde a la nueva potencia instalada.

117 paneles  $\times$  320W= 37440W de potencia instalada.

Tabla B.6

Potencia generada por 117 paneles fotovoltaicos.

Mes	Brillo Solar (HSP)	Potencia entregada por los paneles (W) = NP* Wp	Días por mes	Energía entregada por los paneles en KWh/mes
Enero	3.66	37440	31	4248
Febrero	4.32	37440	28	4529
Marzo	4.88	37440	31	5664
Abril	4.76	37440	30	5346
Mayo	3.74	37440	31	4341
Junio	3.26	37440	30	3662
Julio	3.18	37440	31	3691
Agosto	3.47	37440	30	3897
Septiembre	3.48	37440	30	3909
Octubre	3.10	37440	31	3598
Noviembre	2.67	37440	30	2999
Diciembre	3.01	37440	31	3494
			Anual	49378

Fuente: Propia.

A continuación, se calcula el porcentaje de entrega utilizando la siguiente relación porcentual:

$$\% \text{ de entrega} = \frac{\text{Potencia entregada}}{\text{Potencia requerida}} \times 100$$

$$\% \text{ de entrega} = \frac{49378}{30302} \times 100 = 163\%$$

En este último caso el porcentaje excedente de energía generada por los 117 paneles solares es de 63%, según los tres sistemas planteados, el último se consideraría como el sistema más ventajoso para la institución, ya que, representa un ahorro en equipos según lo calculado inicialmente y además, el excedente de energía generado no es tan elevado como en el segundo caso, por lo tanto, se utilizara este sistema como ejemplo para el planteamiento de la instalación, de igual forma se puede analizar el reducir más el sistema, lo anterior se retomará con más profundidad en el análisis de resultados, tomando en cuenta las normativas y parámetros que establece ARESEP.

### **B.9.1 Cálculo de Micro-Inversores.**

Tal como se mencionó en el marco referencial la diferencia principal en comparación con sistemas solares con un inversor central, donde un inversor controla la producción de todos los paneles solares del sistema, es que, en el caso del micro-inversor, se tiene un inversor por cada panel solar. Por lo tanto el número de micro-inversores será igual al número de paneles requeridos por el sistema. De igual forma se deben considerar las especificaciones de cada modelo. Como es de esperarse con el uso de micro-inversores aumenta el número de componentes del sistema y por consiguiente el costo del mismo.

A continuación se muestra la tabla B.4.1 donde se observan las especificaciones del micro-inversor modelo M250 con mayores capacidades en comparación al modelo anterior, el M215.

Tabla B.4.1

Especificaciones del micro-inversor.

Modelo	M215	M250
Número de celdas	60 celdas	60 celdas
Máxima potencia de entrada	270W STC	300 W STC
Salida de potencia y corriente	215W CEC/AC	240W CEC/AC
	.9A a 240V	1.0A a 240V
	1.0A a 208	1.15A a 208
Voltaje nominal	240 / 211-264 Vac	240 / 211-264 Vac
	208 / 183.229	208 / 183.229
Rango de voltaje.	16 -36 V	16-48 V

Fuente: <http://www.exelsolar.com/documentos/manualesusuario/productos/m215-m250>.

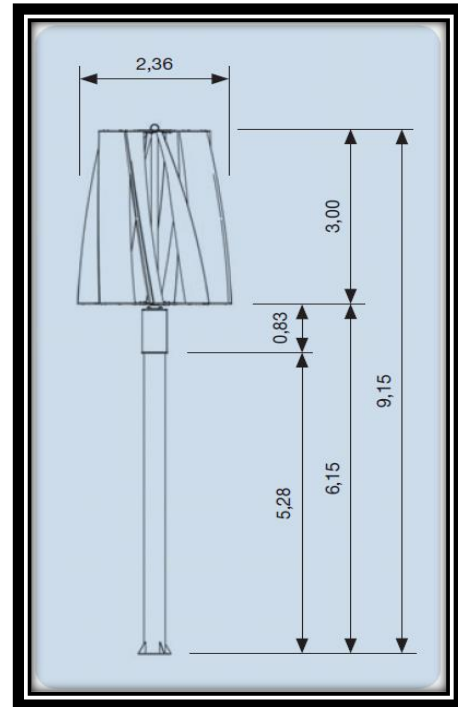
Con base en las especificaciones anteriores, en la sección C del análisis financiero se procederá a plantear un sistema conformando con micro inversores, sustituyendo los inversores centralizados por el micro inversor m250, como se ha mencionado anteriormente el número de micro-inversores será igual al número de paneles fotovoltaicos que conforme el sistema.

## **B.10. Sistema de Energía Renovable con Aerogeneradores**

### **B.11. Cálculo del número de aerogeneradores**

Primeramente, se determinará el tipo de aerogenerador a utilizar para el proyecto, según disponibilidad, características, particularidades y rendimiento. Para lo cual a continuación se presenta un cuadro comparativo de un aerogenerador de eje horizontal modelo Wind plus 25.3 (anexo 4) y un aerogenerador de eje vertical modelo Kliux Zebra (anexo 5).

Figura B.11.1 Aerogeneradores.



Aerogenerador horizontal Wind plus 25.3

Aerogenerador Kliux Zebra.

Fuente: <https://www.google.com/url?sa=i&source=images&cd=&cad=8&ved=2ahUKE>

Tabla B.5.

Comparativa entre el aerogenerador de eje horizontal y el aerogenerador de eje vertical.

Características	Wind Plus 25.3 (Eje Horizontal)	Kliux Zebra (Eje Vertical)
Potencia nominal	5000 W	1800 W
<b>Con respecto a la velocidad del viento</b>		
Velocidad de arranque	3 m/s	3 m/s
Velocidad para potencia nominal	12 m/s	11 m/s
Rango de funcionamiento	2-30 m/s	No especificado

Máxima velocidad del viento	60 m/s	No especificado
-----------------------------	--------	-----------------

### Características físicas

Peso total del aerogenerador	165kg	726kg
Altura total del aerogenerador	5.35m	9.93m

### Características de producción anual a diferentes velocidades medias del viento

2 m/s	500KWh/año	No especificado
4 m/s	5.000 KWh/año	736 KWh/año
6 m/s	10.000 KWh/año	2.616 KWh/año
8 m/s	19.000 KWh/año	4.793 KWh/año
12 m/s	25.000 KWh/año	6.892 KWh/año

Fuentes: [www.clickrenovables.com/tienda/producto/aerogenerador-eje-vertical-kliux-zebra-2kw-conexion-red//www.monsolar.com/aerogenerador-wind-25-3-de-5000w.html](http://www.clickrenovables.com/tienda/producto/aerogenerador-eje-vertical-kliux-zebra-2kw-conexion-red//www.monsolar.com/aerogenerador-wind-25-3-de-5000w.html).

Bajo los parámetros descritos en el cuadro comparativo que se muestra anteriormente se eligió el aerogenerador de eje horizontal Wind Plus 25.3 Este aerogenerador fue seleccionado con base en las siguientes características:

1. **El impacto visual**, aunque existe la posibilidad de que los sistemas pasen desapercibidos por la ubicación en el tejado de los mismos, no deja de ser relevante la forma en que los sistemas afectaran su entorno visualmente, es por ello que un sistema más compacto como es el aerogenerador Wind Plus 25.3 resulta una mejor opción.

2. **La contaminación sónica** que este tipo de aerogenerador ofrece es menor que otros equipos, en este caso en particular se debe de tomar en cuenta este factor, ya que, los sistemas van a estar en zonas cercanas a las aulas, en donde se imparten lecciones; por lo tanto, es importante que el funcionamiento de los sistemas no interfiera con el desarrollo de las actividades propias de la institución. En términos de decibeles se determinó, por el fabricante, que a una distancia de 50

metros del rotor y a una velocidad promedio de 5 m/s se tienen 15.9 dB. Esto en comparación con los decibeles producidos en una conversación entre dos personas que se estima en 50 dB.

3. **El tamaño del equipo** resulta de suma importancia, ya que, el área disponible no es la óptima, por lo tanto, debido a sus dimensiones, el aerogenerador Wind Plus 25.3 resulta una mejor opción.

4. **Producción de electricidad**, según las características mencionadas en la tabla B.5, se puede apreciar que la turbina de eje horizontal tiene una producción de electricidad mayor a la de eje vertical, a pesar de que el tamaño del aerogenerador de eje horizontal es menor.

5. **Velocidad del viento**, el aerogenerador horizontal demanda de una velocidad del viento muy baja para empezar su funcionamiento. En este caso los dos aerogeneradores arrancan con una velocidad del viento a partir de los 3 m/s.

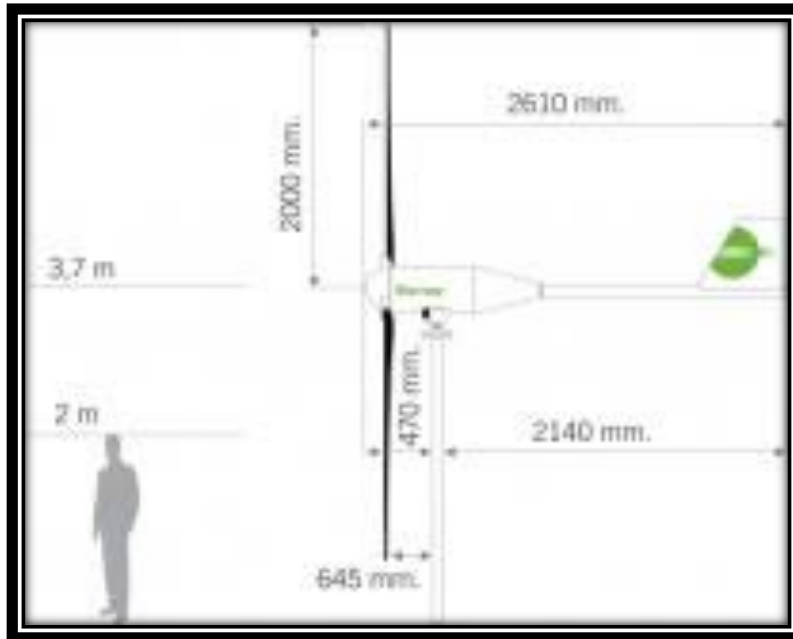
6. **No necesitan sistemas de arranque**, lo cual disminuye el costo del producto y de la instalación.

7. **Mantenimiento y desgaste**, debido a que trabaja con menores revoluciones el desgaste de las partes mecánicas, es menor.

## **B.12. Dimensiones del aerogenerador**

Las dimensiones del aerogenerador seleccionado se pueden observar en la ficha técnica que se encuentra en el anexo 4, así como en la imagen que se muestra a continuación, con dichas dimensiones se podrá calcular el espacio requerido por el sistema para su instalación o en el caso del presente proyecto, la cantidad de aerogeneradores que se pueden instalar según el espacio disponible.

Imagen B.12.1 Dimensiones del Aerogenerador Wind plus 25.3



Fuente: <https://www.google.com/url?sa=AhUQq1kKHXO6CcAQjRx6BAgBEAU&url>.

Para establecer el área que contendría el sistema de aerogeneradores se deben tomar en cuenta las dimensiones de cada uno, considerando la distancia requerida o recomendada entre cada uno de los aerogeneradores. Según el fabricante, la separación entre cada aerogenerador depende de la procedencia del viento. En zonas con dirección variable de viento a lo largo del año, la distancia recomendable entre los aerogeneradores, en todas las direcciones, será de 16 m.

Considerando el área disponible de los tejados y tomando en cuenta los 16m de distancia recomendada entre cada uno de los aerogeneradores, se podrían instalar solamente 6 aerogeneradores en el tejado, los mismos distribuidos de la siguiente forma, se colocarían dos aerogeneradores en la sección A, otros dos se colocarían en la sección D, uno más se colocaría en la sección B y finalmente el último se colocaría en la sección C. La distribución anterior se muestra

en la siguiente figura, donde los círculos verdes representan la ubicación de cada uno de los aerogeneradores en el tejado de la institución.

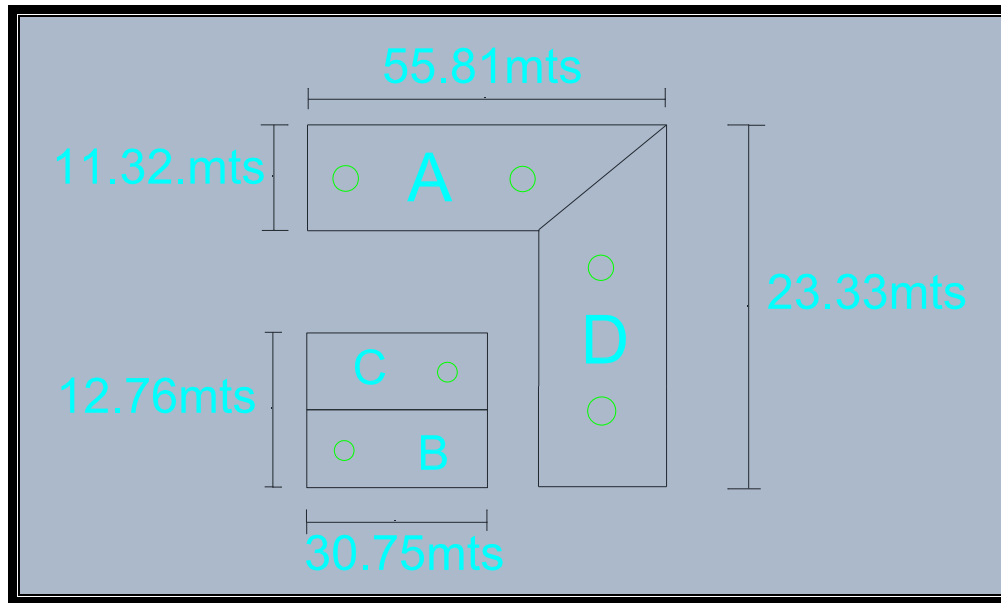


Figura B.5. Distribución de los aerogeneradores en el tejado.

Fuente: Propia.

Tabla B.12.1

Áreas disponibles para la instalación del sistema de aerogeneradores.

Sección del Tejado	Metros cuadrados de la sección
A	406.5 m <sup>2</sup>
B	196 m <sup>2</sup>
C	196 m <sup>2</sup>
D	264 m <sup>2</sup>

Fuente: Propia.

## B.12. Cálculo de la generación producida anualmente por los aerogeneradores

Se calcula a continuación, la generación de energía por medio de los seis aerogeneradores que se podrían instalar en el tejado de la institución, considerando el área disponible. A continuación, se muestra la tabla B.6 donde se detalla la energía estimada por el fabricante que puede llegar a producir el aerogenerador Wind plus de 5000W.

Tabla B.6.

### Generación eléctrica del aerogenerador Wind Plus 25.3

Velocidad media del viento	Energía producida	Energía producida por año
m/s	mensualmente (KWh/m)	(KWh/año)
2	42	500
4	417	5.000
6	833	10.000
8	1.583	19.000
12	2.082	25.000

Fuente: [www.monsolar.com/aerogenerador-wind-25-3-de-3500w.html](http://www.monsolar.com/aerogenerador-wind-25-3-de-3500w.html).

Seguidamente se procederá a calcular la energía que producirán los seis aerogeneradores, dicho cálculo se realiza tomando en cuenta los datos obtenidos de la velocidad promedio del viento en metros entre segundo por medio del Instituto Meteorológico Nacional.

Para dicho cálculo se realizó un procedimiento matemático llamado interpolación, esto debido a que las velocidades del viento promediadas por el Instituto Meteorológico Nacional y las velocidades obtenidas de la ficha técnica del aerogenerador, no coinciden, por lo tanto, se realiza

la interpolación para obtener un dato certero de la producción de energía del aerogenerador bajo esas condiciones.

### **B.12.1. Método de interpolación.**

Se muestra a continuación, la interpolación realizada para el mes de enero, de igual forma se realiza el mismo procedimiento para los meses restantes, simplemente se deben de utilizar los datos correspondientes de velocidad media del viento y de energía producida mensualmente según los datos de la tabla B.6.

Igualdad matemática para la interpolación.

$$\frac{x_1 - x}{x_1 - x_2} = \frac{y_1 - y}{y_1 - y_2}$$

Sustituyendo las variables por los valores de velocidad media del viento (2 y 4 m/s) y de energía producida mensualmente (42 y 417 KWh/m) se obtiene:

$$\frac{2 - 3.81}{2 - 4} = \frac{42 - y}{42 - 417} = 381.375 \text{ KWh/mes}$$

Como resultado de la interpolación para el mes de enero, se obtiene que un aerogenerador produciría 381.375 KWh/mes, este resultado se debe de multiplicar por 6, ya que, la instalación comprende de 6 aerogeneradores en total. Por lo tanto, se obtiene.

$$381.375 \times 6 = 2288 \text{ KWh/mes que producen los 6 aerogeneradores.}$$

El método anteriormente explicado, se repite para cada uno de los meses, con el fin de obtener un comparativo claro de producción de energía con respecto al consumo de la misma por parte de la institución.

Seguidamente se presenta la tabla B.7 donde se muestra la cantidad de energía producida por los 6 aerogeneradores que las condiciones del tejado de la institución permiten instalar.

Tabla B.7.

Energía producida por los aerogeneradores. (Fuente propia)

Mes	Velocidad media del viento (m/s)	Energía entregada por aerogenerador (KWh/m)	Número de aerogeneradores	Energía total entregada por los aerogeneradores (KWh/m)
Enero	3.81	381.375	6	2288
Febrero	3.86	390.75	6	2344
Marzo	3.69	358.875	6	2153
Abril	3.30	285.75	6	1714
Mayo	2.42	12.375	6	74,25
Junio	2.17	73.875	6	443,25
Julio	2.5	135.75	6	814,5
Agosto	2.25	88.875	6	533,25
Septiembre	1.89	13.875	6	83,25
Octubre	1.92	27	6	162
Noviembre	2.67	167.625	6	1005
Diciembre	3.31	287.625	6	1726
Producción anual de energía				13.340,5

Como lo muestra el resultado de la tabla B.7, la producción anual de energía de parte de los aerogeneradores es igual a 13304 KWh/m, con dicho dato obtenido se puede proceder a calcular el porcentaje de entrega utilizando la siguiente relación porcentual:

$$\% \text{ de entrega} = \frac{\text{Potencia entregada}}{\text{Potencia requerida}} \times 100$$

$$\% \text{ de entrega} = \frac{13340}{30302} \times 100 = 44.02\%$$

El resultado de la relación anterior nos muestra que la producción de energía generada por los aero-generadores representa un 44% del consumo total de la institución.

### **C. Análisis financiero.**

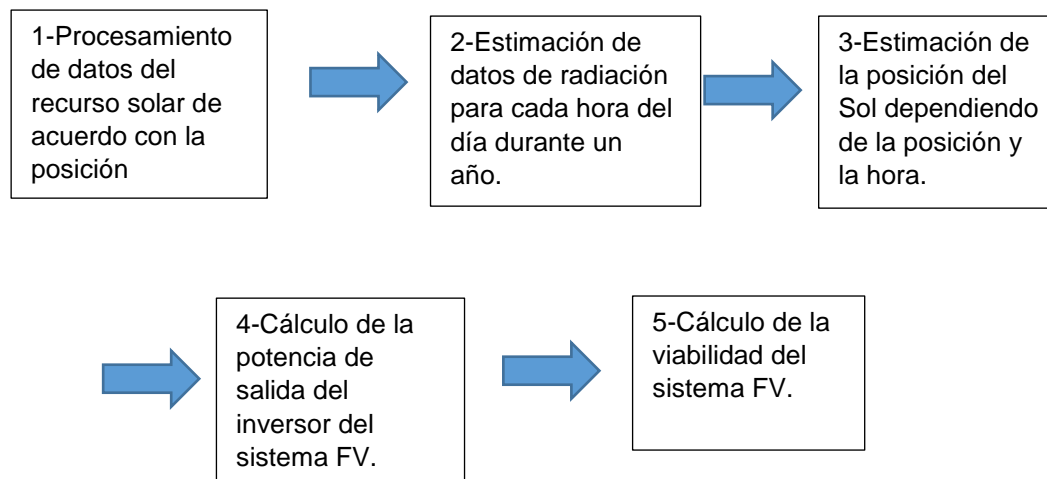
El cálculo del sistema fotovoltaico se puede realizar como se mostró anteriormente, con base en la relación matemática mostrada en la sección B.1 para el cálculo del número de paneles basados en la energía requerida durante el mes de mayor consumo y considerando otros factores como el hsp, así como la potencia y eficiencia de los paneles. Por otro lado existen herramientas tecnológicas como “software” o aplicaciones desarrolladas para el cálculo de dichos sistemas. Con el fin de obtener una comparativa entre ambos cálculos se procedió a implementar la herramienta tecnológica que ofrece el BAC San José, llamada calculadora solar, la misma nos brinda la facilidad de obtener los resultados para la instalación fotovoltaica según el consumo y la ubicación geográfica de la institución, a continuación se presenta los parámetros y consideraciones que BAC-Solar toma en cuenta para los cálculos.

## C.1. Desarrollo de BAC Solar

La herramienta de cálculo fue desarrollada por la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la UCR, con el apoyo de la Dirección Sectorial de Energía, el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) y el acompañamiento de la Cooperación Técnica Alemana, GIZ, el BAC San José y la empresa LumenUp en diseño y programación Web. La participación de la UCR en el desarrollo de la aplicación Web ha sido financiada por la Fundación Costa Rica - Estados Unidos de América para la Cooperación (CRUSA).

### Información acerca de la herramienta.

#### ¿Cómo funciona BAC SOLAR?



## **Información sobre la base de datos del recurso solar**

### **Datos del recurso solar.**

Los datos del recurso solar se calculan por medio de métodos de modelado basados en el uso de datos de satélites, datos de modelos atmosféricos y meteorológicos y mediciones terrestres:

- Datos satelitales: Meteosat (© EUMETSAT), MTSAT (© JMA) y las misiones GOES (© NOAA).
- Datos del modelo atmosférico de MACC (© ECMWF) y modelos meteorológicos CFSR/GFS (© NOAA NCEP).
- Recurso solar y mediciones en tierra usadas para la adaptación y validación de los modelos.

Una visión general del modelo de Solargis está disponible en la publicación del libro editado por Jan Kleissl (2013) sobre los recursos solares y pronósticos: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123971777000024>.

Dentro de las características de la base de datos del recurso solar Solargis, se incluyen las siguientes:

- Series de tiempo continuo que representan un período comprendido entre enero 1994/1999/2007 (el rango de los datos depende de la región) hasta la actualidad; el conjunto de datos históricas se adapta de forma óptima para la planificación de nuevos proyectos de energía solar.
- El intervalo de tiempos de los parámetros primarios es 15/30/60 minutos: Irradiancia Global Horizontal (GHI) e Irradiancia Directa Normal (DNI). Cualquier otro parámetro solar y estadísticas agregadas se pueden derivar de estos parámetros primarios.

- La resolución espacial primaria de los parámetros primarios es de aprox. 3 km en el ecuador (4 a 5 km en latitudes medias). La resolución espacial de hasta 90 metros se consigue de datos solares por medio de algoritmos de desagregación utilizando modelo de elevación digital de datos de alta resolución (DEM). Fuente del DEM subyacente es SRTM-3.
- La cobertura temporal de los datos satelitales es muy alta y en caso de falta de información, estos son obtenidos por medio de algoritmos estadísticos inteligentes. Por lo tanto, no hay faltante de información en la base de datos Solargis.
- Actualización continua - los datos y las evaluaciones correspondientes servicios están disponibles hasta el momento reciente.

El modelo de radiación de Solargis ofrece una serie de enfoques innovadores, que, junto con la implementación de nuevos conjuntos de datos atmosféricos de alta resolución, ubican los datos de recurso solar de Solargis como única en el mercado. Las características de Solargis incluyen:

- Algoritmos para el mantenimiento de alta estabilidad posicional y exactitud radiométrica de la información satelital de entrada en todo instante.
- El uso de los canales multiespectrales y tratamiento estadístico multidimensional de albedo del suelo, lo que aumenta la precisión en las zonas áridas y costeras y en las regiones con la cubierta de nieve y hielo.
- Uso de valores diarios de aerosoles provenientes de MACC y datos de vapor de agua de CFSR/GFS, así como cálculos detallados de la transmisión a través de las nubes, ayudan a proporcionar datos de recurso solar con un valor más pequeño del error (bias, representando la desviación sistemática), una reducida media cuadrática del error (Root Mean Square Deviation o RMSD, representando la dispersión de las desviaciones) y una mejor distribución estadística de los

valores de irradiancia (histograma mejorado y RMSD reducida). Los datos de aerosoles diarios vienen de ECMWF y están disponibles desde el año 2003 en adelante. En el modelo de radiación solar Solargis, para los años de 1994 a 2003, son empleados los valores promedio de largo plazo.

- Se han implementado nuevos algoritmos para lograr una mayor resolución espacial de hasta 90 metros usando SRTM-3 DEM.
- Nuevas arquitecturas de computadoras y modelos de almacenamiento de datos hacen posible la entrega de una gran cantidad de datos del recurso solar y con parámetros casi en tiempo real en línea.

## **Producción del sistema fotovoltaico**

### **Información del recurso solar para el cálculo de producción.**

La herramienta BAC SOLAR hace uso de la base de datos de SolarGIS para Costa Rica. Los datos disponibles de SolarGIS representan el promedio de los valores de GHI (Global horizontal radiation), DIF (Diffuse horizontal radiation) y TEMP (Temperatura), tanto anualmente como mensualmente, para un área que comprende en longitud desde los  $-88^{\circ}$  hasta los  $-82^{\circ}$  y en latitud desde los  $5^{\circ}$  hasta los  $13^{\circ}$ .

### **Estimación de pérdidas por refracción en vidrio cobertor de celda fotovoltaica.**

La estimación de las pérdidas por refracción depende del tipo de panel. En los casos de paneles standard y thinfilm, las celdas fotovoltaicas están cubiertas solo por un vidrio, mientras que, en el caso de los paneles Premium, se cuenta, además, con una capa antireflectiva. Los paneles standard incluyen la tecnología mono-cristalina y la poli cristalina.

En el cuadro siguiente se pueden observar los coeficientes de reducción para tres tipos de paneles.

Tipo	Cobertura	Coefficiente de reducción (%/°C)
Standard	Vidrio	-0,47
Premium	Antireflejante	-0,35
Thin film	Vidrio	-0,20

Figura C.1: Coeficientes de reducción por temperatura según tipo de panel.

Fuente: BAC- Solar.

### Modelo térmico.

Se utiliza, para estimar la temperatura de la celda fotovoltaica, el modelo simplificado (Ross 1980). Dicho modelo considera la temperatura de la celda en condiciones normales y de operación y la temperatura ambiente. Este modelo es importante para estimar el efecto de la temperatura de las celdas fotovoltaicas en la producción de electricidad.

### Pérdidas del panel fotovoltaico.

Las pérdidas del panel incluyen el impacto de polvo, sombras, imperfecciones de fabricación, pérdidas en cables y conexiones, degradación de producción por exposición a radiación solar, error de estimación de potencia nominal del panel por trabajar en condiciones diferentes al STC y disponibilidad del panel y la red. Todas estas se pueden cuantificar de la siguiente forma.

Pérdidas del panel fotovoltaico.

Tipo de pérdida	$L_i$ en %
Polvo y suciedad en superficie del panel	2,0
Sombra de edificios y montañas	3,0
Imperfecciones de fabricación	2,0
Pérdida en cables eléctricos	2,0
Pérdida en conexiones eléctricas	0,5
Degradación por radiación solar	1,5
Potencia nominal	1,0
Disponibilidad	3,0

Figura C.2: Perdidas del panel fotovoltaico.

Fuente: BAC- Solar.

### Eficiencia del inversor.

El modelo de eficiencia del inversor usada para los cálculos es la siguiente.

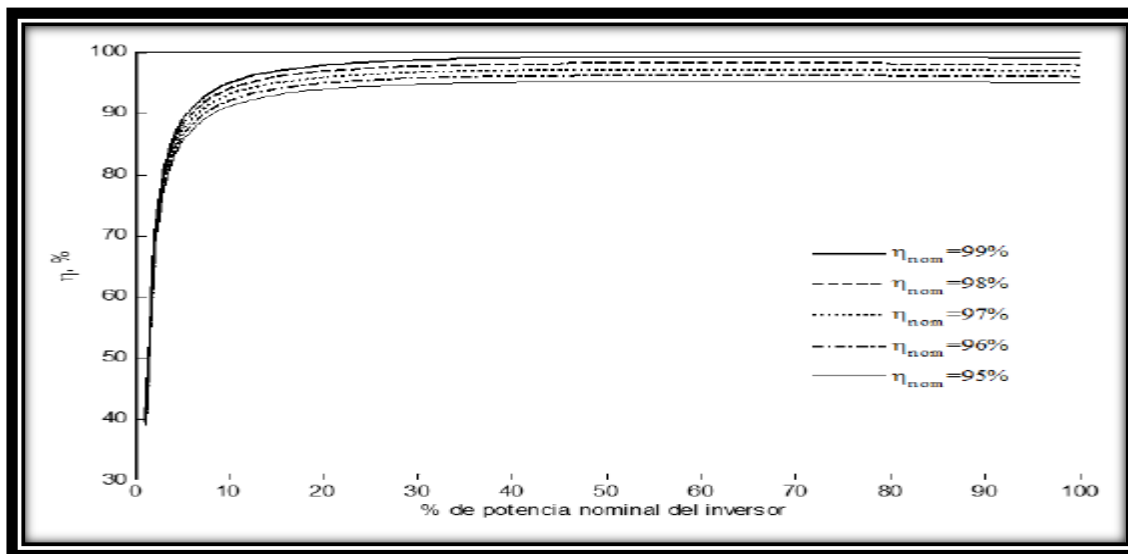


Figura 6.3: Curva de eficiencia del inversor.

Fuente: BAC- Solar.

Este modelo, desarrollado por NREL (USA) tipifica las curvas de eficiencia de inversores en el mercado. La curva de eficiencia a usar se ajusta dependiendo del dato de eficiencia nominal ingresado por el usuario. Por defecto, la herramienta usa una eficiencia nominal del 96%.

### **Estimación de la producción fotovoltaica.**

BAC Solar cuenta con una serie de funciones para calcular la potencia promedio generada por un sistema fotovoltaico (de 1 kW) durante un día (un dato por hora), para cada mes de un año. En síntesis, estas funciones son las siguientes:

1. GetSolarData: Esta función obtiene de la base de datos de SolarGIS, los valores promedio de GHI, DIF y TEMP para una longitud y latitud dadas.
2. Cálculo-Solar: Esta función interpola los valores de GHI, DIF y TEMP promedios, para obtener la variación durante el día para la latitud y longitud solicitadas durante un año completo. Además, estima la elevación y el azimuth del Sol en cada hora del día, del año de estudio. En síntesis, lo que hace esta función es recrear un año completo de datos, estimando GHI, DIF, TEMP y la posición del Sol para cada hora del día.
3. ProdPV: Esta función se encarga de tomar los valores horarios de los datos estimados por la función calculo-Solar y la información del sistema fotovoltaico para calcular las curvas diarias típicas por mes de la potencia generada a la salida del inversor. Esta implementa el modelo de ESRI para el cálculo de la potencia generada de un sistema fotovoltaico de 1 kW, durante un día promedio para cada uno de los meses del año de estudio. Asimismo, calcula la irradiancia global, así como la temperatura del panel para cada una de las horas.
4. CalculoPotSolar: Esta función toma los resultados del bucle en el que se ejecuta ProdPV y utilizando la salida meses de cálculo-Solar, se procede a obtener los valores promedio de cada hora por mes, de manera que se devuelvan Pac, Gt y

Tcel como un conjunto de matrices de tamaño 24 x 12, en donde cada columna corresponde a un mes y cada fila a una hora del día, comenzando a las 0:00 y terminando a las 23:00.

## **Caracterización del consumo y demanda del cliente**

### **Tarifas de electricidad.**

El cálculo de rentabilidad se basa en las tarifas vigentes de residencial (TR), comercial e industrial, preferencial, promocional y tarifa media tensión (TMT) publicadas por cada empresa de distribución y la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

La herramienta desarrollada lee un archivo en formato: .xlsx para extraer el pliego tarifario vigente de cada empresa distribuidora y por tipo de cliente.

### **Variaciones del consumo de abonados en un año.**

El análisis de rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos requiere tres componentes principales para modelar el consumo de electricidad de los abonados.

En primera instancia se requiere conocer el consumo de energía mensual (basado en un promedio de los últimos seis meses) y la variabilidad de dicho consumo a lo largo del año. Luego, en el caso de las tarifas comercial e industrial y TMT se requiere conocer el detalle de la potencia pico demandada y la hora a la que esta se produce. Finalmente se requiere suponer una tasa de variación interanual en consumo y demanda.

Para calcular las variaciones de consumo mensual se utiliza el promedio de consumo mensual de energía del abonado durante un año y las variaciones de consumo de energía según el mes, tipo de cliente y empresa de distribución. Esto es un cálculo interno y del cual el usuario no debe ingresar.

Dado que el modelo de rentabilidad de los paneles fotovoltaicos abarca la vida útil típica de los paneles fotovoltaicos (25 años aproximadamente), en el presente modelo se incluye un parámetro de entrada que permite modelar la variación anual del consumo y demanda máxima del abonado.

En términos generales, en el análisis de rentabilidad se deben suponer variaciones pequeñas de consumo y demanda del abonado a lo largo de los años.

### **Creación de curvas de demanda.**

Las curvas de demanda típicas para clientes con TR (taza residencial) y comercial e industrial son creadas a partir de mediciones reales procesadas por la Universidad de Costa Rica. Estas curvas sirven de insumo a la herramienta de rentabilidad de instalación de paneles solares detallada posteriormente en este documento.

Con base en la disponibilidad de la información, las curvas de demanda típicas se producen por empresa de distribución y para diferentes rangos de consumo energético.

Posteriormente se calcula la demanda promedio por cliente usando la demanda diaria y la cantidad efectiva de días monitoreados.

Una vez definida la curva de demanda promedio por cliente de la misma clase, se agrupa a todos aquellos clientes de la misma empresa de distribución. La energía diaria consumida por cada cliente es utilizada para agrupar clientes con consumos similares. La curva resultante para el consumo energético correspondiente es finalmente calculada como el promedio de los clientes de una misma empresa cuyo consumo diario es similar. Este último cálculo se ejecuta automáticamente y el rango de energía a crear es independiente de las curvas de demanda que hayan sido creadas anteriormente. Es importante recalcar que las curvas típicas utilizadas no necesariamente representan el perfil de demanda de cada cliente y esto puede afectar la exactitud de los resultados de la herramienta.

A partir del análisis detallado anteriormente, es posible extraer curvas de demanda típicas para clientes de diferentes compañías con diferentes niveles de consumo.

Debido a la falta de información, ciertos supuestos fueron necesarios para estimar la curva de demanda promedio para clientes con tarifa TMT. Como se mencionó anteriormente, para el estudio de rentabilidad en clientes TMT, es necesario incluir el promedio de la energía consumida y la

máxima demanda durante los periodos punta, valle y nocturno, así como la hora a la que ocurre la demanda máxima.

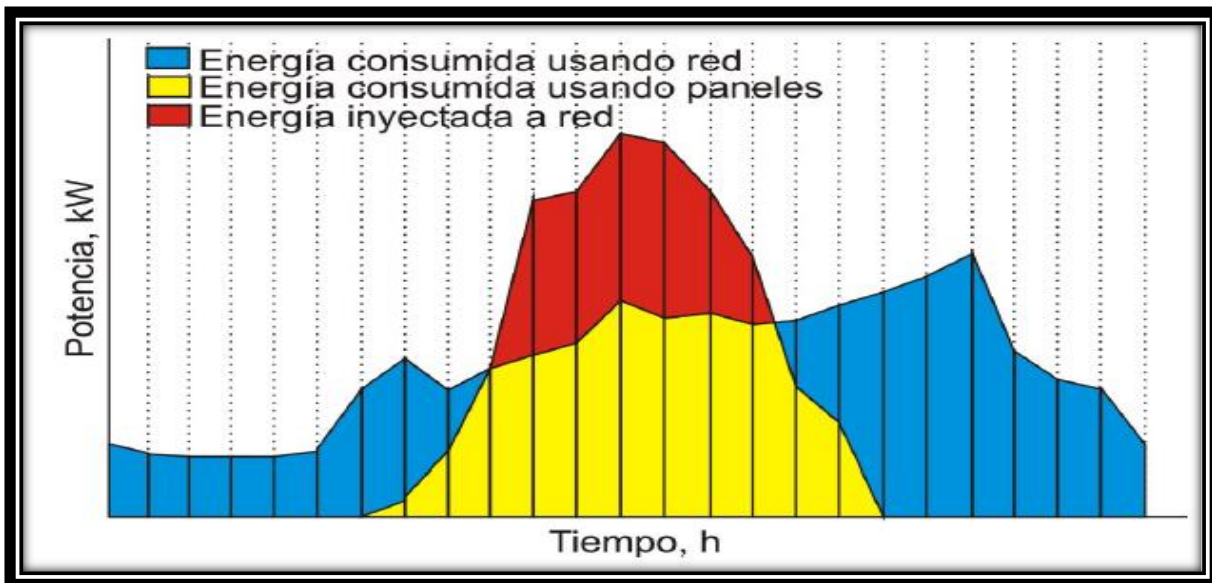
### Cálculo de rentabilidad de sistemas fotovoltaicos

#### Perfil de producción y demanda.

Para realizar los cálculos financieros, se utilizan como entrada los perfiles típicos de producción fotovoltaica en la zona de interés, así como los perfiles de demanda de los clientes según el consumo, tipo de tarifa y compañía.

Los perfiles diarios típicos de producción fotovoltaica para cada mes del año se restan a los perfiles de demanda. La siguiente figura muestra un ejemplo de comparación de un perfil de generación y un perfil de carga de un cliente en un día de un mes particular. La herramienta desarrollada realiza una comparación similar para estimar la energía inyectada a la red, a energía consumida desde la red y los kWh sujetos a cobro de acceso a la red por día.

Figura C.4: Comparación de curvas de energía y carga.



Fuente: BAC- Solar.

El bloque azul de la Figura 3.2 representa los kWh consumidos desde la red, los cuales se cobran ya sea con tarifa de acceso a la red o con el pliego tarifario que la empresa distribuidora tenga debidamente aprobados.

El bloque rojo representa los kWh inyectados a la red, los cuales algunos de ellos podrían ser utilizados por el usuario en el mismo mes o en meses siguientes.

El bloque amarillo representa los kWh generados y consumidos por el cliente, o sea la energía que nunca salió de las instalaciones del usuario. Esta energía no es sujeta de cobro pues es generada por el sistema fotovoltaico del abonado.

Para calcular los respectivos valores mensuales, se multiplica el valor diario por el número de días de cada mes. En el caso de febrero se utilizan 28,25 días para considerar el año bisiesto.

#### **Parámetros del flujo de caja.**

La rentabilidad de los paneles fotovoltaicos se determina a partir de un flujo de caja que toma en cuenta los ahorros percibidos por el usuario al instalar su sistema fotovoltaico y los egresos a lo largo del periodo de análisis. La Figura 3.3 muestra la lista de egresos considerados en el análisis de rentabilidad. En el año cero se considera la inversión inicial y el pago de interconexión que hace el abonado a la empresa distribuidora. En los años siguientes se consideran el costo de acceso a la red, el costo de mantenimiento y las cuotas del préstamo. Además, el análisis considera el costo de la sustitución del inversor.

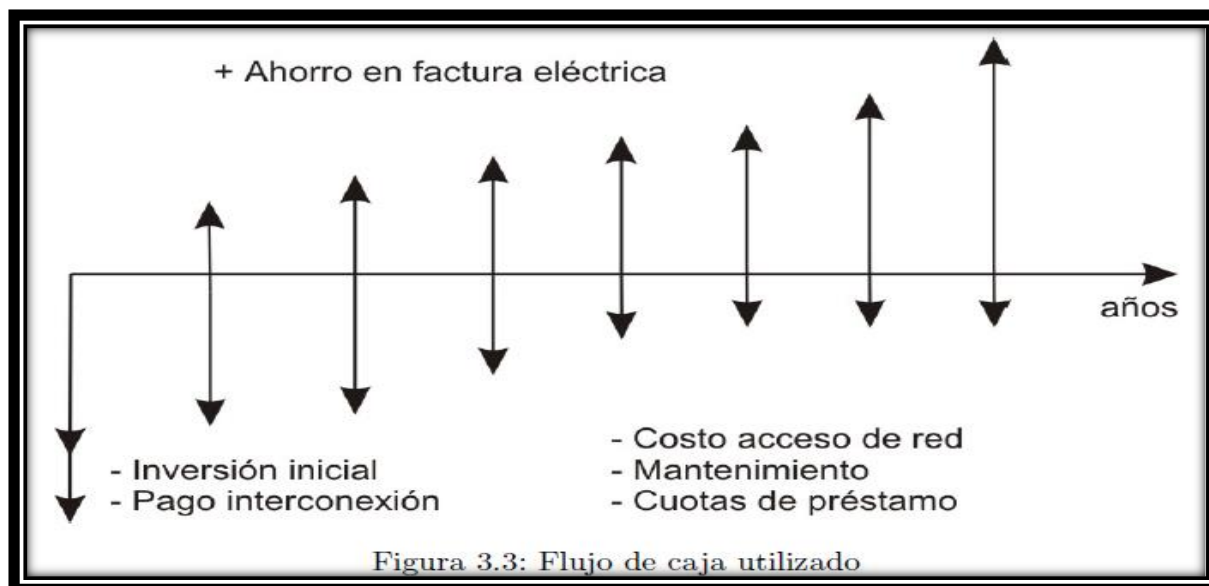


Figura C.5: Flujos de caja.

Fuente: BAC- Solar.

#### Consideraciones para el cálculo financiero.

- Periodo de análisis: Se elige un periodo de 25 años puesto que es el valor típico de la garantía de los paneles fotovoltaicos.
- “Tasas de corte: La tasa de corte se define como la tasa de oportunidad que posee el usuario, esta depende de las oportunidades que el consumidor tiene disponibles para invertir.”  
(Definición según BAC-Solar)
- “TR: En el caso de los usuarios residenciales se selecciona por defecto un 8%, porque estos usuarios tienen como alternativa invertir en certificados de depósito a plazo con tasas que rondan ese valor.” (Definición según BAC-Solar)
- Tarifa Comercial e Industrial y TMT: Se consideró que los consumidores tienen otras oportunidades de inversión y por ende la tasa es mayor. La suposición es que los clientes

industriales y comerciales tienen un incentivo similar a los generadores privados. Por defecto se usa una tasa de 12 %.

- **Inflación:** La inflación se estima en 4.5% al año de acuerdo con la tendencia actual.
- Debido a que este parámetro es parte de las variables que el Banco Central de Costa Rica procura mantener estables, se supone sin cambios durante el periodo de análisis.
- **Tipo de Cambio:** El tipo de cambio es uno de los parámetros más volátiles en los análisis de flujo de caja. Sin embargo, en este caso solamente se utiliza para convertir el valor de la inversión inicial de dólares a colones, puesto que los ahorros de los usuarios se realizan en colones. Por tanto, el tipo de cambio solamente tiene efectos sobre la inversión inicial y su variabilidad no es un factor de riesgo en el análisis. Este valor se actualiza cada trimestre.
- **Aumento en la tarifa de electricidad:** Para efectos de la herramienta desarrollada, se tiene por defecto que las tarifas eléctricas aumentarán en un 6% por año de forma constante. Este supuesto se basa en recomendación de GIZ y el BAC. Es importante aclarar que en este caso el aumento de la tarifa se modela por separado a la inflación puesto que el flujo de caja se calcula desde el punto de vista del usuario, por tanto, el aumento en la tarifa implica aumento en los ahorros.

### **Valor de salvamento.**

Debido a que el análisis se realiza para el final de la vida útil del equipo y el plazo es muy largo (25 años), no hay una forma confiable de estimar el valor de salvamento. De tal forma que se prefirió asumir que luego de los 25 años no hay valor económico para el usuario.

El Cuadro 3.1 resume los parámetros de los flujos de caja necesarios para calcular la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Presente Neto (VPN), el tiempo de recuperación de inversión y los ahorros anuales.

Cuadro 3.1: Parámetros del flujo de caja por defecto	
<b>Análisis de flujo de caja</b>	
Periodo	25 años
Tasa de corte o descuento (TR)	8 %
Tasa de corte o descuento (Comercial e Industrial)	12 %
Tasa de corte o descuento (TMT)	12 %
Inflación	4,5 %
Tipo de cambio del dolar	540 col
Aumento en la tarifa eléctrica	6 %
<b>Financiamiento bancario</b>	
Periodo del préstamo	60 meses
Tasa de interés del préstamo	7 %
Porcentaje financiado	variable

Figura C.6: Parámetros del Flujo de caja.

Fuente: BAC-Solar.

#### **Inversión inicial: Costo de sistemas fotovoltaicos.**

El costo de los sistemas fotovoltaicos es un dato que el usuario debe incluir en la herramienta de cálculo. La herramienta tendrá un valor por defecto del costo por Watt (pico) instalado, según el Cuadro 3.2. Este dato debe ser consultado cada seis meses con la Asociación Costarricense de Energía Solar (ACESOLAR). Sin embargo, el usuario también podrá incluir un valor diferente si tiene información más exacta y acorde con el costo de su proyecto particular.

Cuadro 3.2: Costo de Watt instalado en \$. Fuente: ACESOLAR					
Capacidad (kW)	0 – 20	20 – 100	100 – 200	200 – 300	300+
Costo	1,8 – 2,2	1,7 – 1,9	1,5 – 1,7	1,4 – 1,6	1,3 – 1,4

Figura C.7: Costo de Watt instalado.

Fuente: BAC-Solar.

## Financiamiento.

Para considerar la opción de financiamiento del proyecto fotovoltaico, la herramienta incluye la posibilidad que el usuario defina el porcentaje del costo total de los sistemas fotovoltaicos instalados a financiar. Asimismo, se debe incluir el número de meses del préstamo (debe ser divisible entre doce, por ejemplo: 12, 24, 36, 48, 60,120.), la tasa de interés anual del préstamo, porcentaje de comisión, porcentaje de seguro, porcentaje de gastos legales y porcentaje de garantía.

## Costo de interconexión y viabilidad.

De acuerdo con el Artículo 38 del Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo del MINAE, el productor-consumidor debe pagar por la interconexión a la red. Este pago se realiza una sola vez y se suma a la inversión inicial de los sistemas fotovoltaicos.

Cada empresa distribuidora tiene definido un costo de interconexión (no incluye el costo del medidor) y un costo de estudio de viabilidad o disponibilidad. Estos costos se actualizarán cada vez que haya una modificación. El Cuadro 3.3 presenta los costos de interconexión y viabilidad sin considerar el costo del medidor.

Figura C.8: Costo de interconexión y viabilidad.

Variable	ICE	CNFL	JASEC	ESPH
Viabilidad	90000	35000	25000	30000
Instalación	80000	90000	75000	60000
Variable	GUANACASTE	COOPELESCA	SANTOS	ALFARO
Viabilidad	11000	33000	25000	20000
Instalación	49000	98000	53000	51000

Fuente: BAC-Solar.

## **Costo de acceso a la red**

De acuerdo con la ARESEP, el costo de acceso a la red se debe cancelar como pago por el uso de la red de distribución por parte del abonado y que corresponde a los costos que incurre la empresa eléctrica para brindar el servicio, conforme a lo que determine la ARESEP.

De acuerdo con la ARESEP, la tarifa se cobrará sobre todos los kWh que un productor-consumidor retire de la red de distribución luego de haberlos depositado en la red.

De acuerdo con el Artículo 34 del Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo del MINAE, un productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual.

En la herramienta desarrollada se consideran los costos de acceso definidos por ARESEP. Los kWh que el productor-consumidor retire de la red sin haberlos depositado, o sea, provenientes de una fuente distinta a la propia del abonado, se cobrarán por parte de la empresa distribuidora con base en los pliegos tarifarios que cada empresa tenga debidamente aprobados.

El administrador de la herramienta actualizará las tarifas de acceso según las publicaciones de la ARESEP. Para el análisis de flujo de caja, la herramienta de rentabilidad considera que el costo de acceso a la red aumenta 1% por año.

## **Otros costos**

La metodología de rentabilidad también considera el costo anual de mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos. Este costo se aproxima en 15000 col/kW año según estadísticas publicadas por NREL para Estados Unidos y datos recopilados por ACESOLAR. Asimismo, el análisis considera la sustitución del inversor en el año 10 el cual tiene un costo aproximado de 125000 col/kW.

## **Estimación de ahorros**

La estimación de los ahorros se estima a partir de comparar la tarifa que pagaría el cliente con y sin sistema de generación fotovoltaica. En el caso de tarifas comerciales e industriales binómicas, el cálculo incluye los ahorros en pagos de energía y los ahorros en pago por potencia, siempre y cuando que la demanda máxima ocurre en horas de generación fotovoltaica. Cabe destacar que los ahorros en facturación ya son libres del costo de acceso a la red. Dado que la metodología considera un aumento fijo del precio de la electricidad, los ahorros aumentan a lo largo de los 25 años de análisis.

Con base en las especificaciones anteriormente descritas, así como los distintos factores tanto climatológicos como variables financieras consideradas, se presenta el resultado del análisis financiero del proyecto y las condiciones que se establecen para que el mismo sea rentable para la institución.

Según el consumo anual de la institución y debido a posibles variaciones en cuanto a distintos montos; como son el tipo de cambio del dólar, el aumento en la tarifa eléctrica, intereses anuales, entre otros, a lo largo del periodo de recuperación de la inversión inicial del proyecto, a continuación, se presentan las características del sistema que brinda un balance entre la inversión y la recuperación de la misma.

## C.2. Resultados de BAC-Solar.

### C.3 Sistema fotovoltaico compuesto por 94 paneles. (Primer caso)

El análisis establece que, según el consumo energético de la institución a lo largo del año, se requieren instalar 94 paneles solares con una capacidad de 33Kw (anexo 8) para lo cual se requieren de 266 metros cuadrados.

A continuación, se muestra el gráfico de generación de los paneles solares.

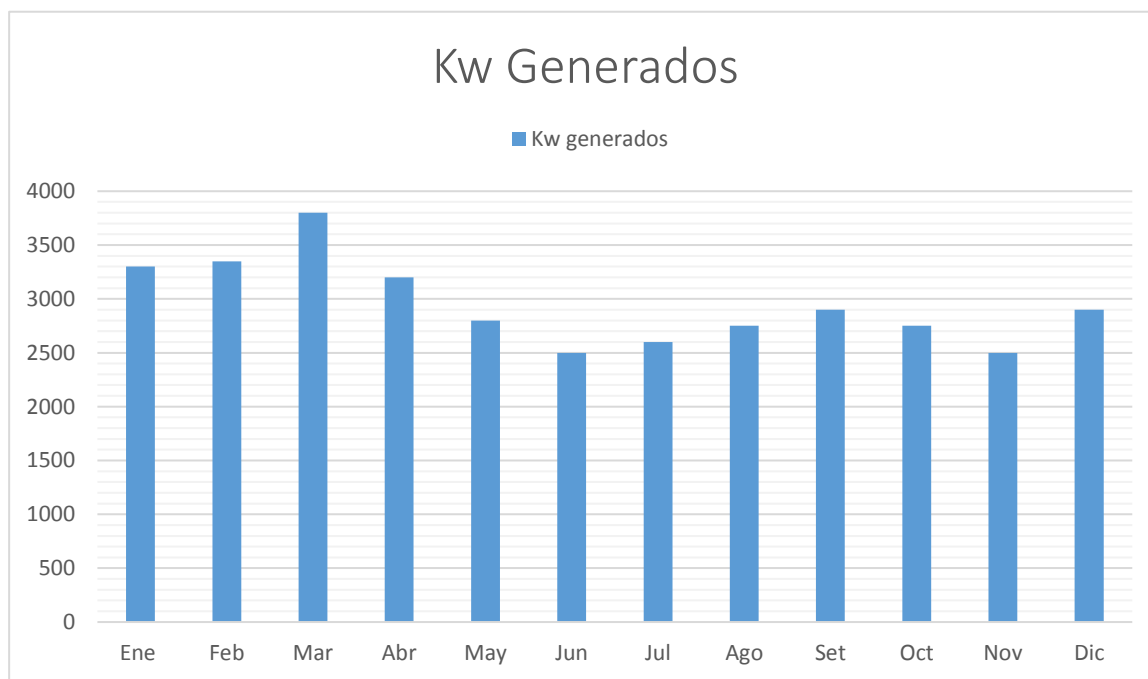


Figura C.9: Generación de los 94 paneles solares.

Fuente: Propia.

El gráfico anterior muestra la generación en KW de los 94 paneles sugeridos mediante el análisis, por lo tanto, se obtendrá la generación total de cada mes con un promedio anual igual a 33048 KWh.

A continuación, se muestra el cuadro comparativo de consumo energético de la institución con respecto a la generación del sistema fotovoltaico conformado por los 94 paneles solares.

Tabla C.1.

Comparativa entre demanda y generación de energía.

Mes	Consumo de la institución Energía (KWh) por mes	Energía entregada por los 94 paneles en KWh/mes
Enero	3540	3350
Febrero	726	3240
Marzo	3387	3750
Abril	3546	3220
Mayo	2765	2980
Junio	3802	2810
Julio	3105	2812
Agosto	1922	3090
Septiembre	2621	3110
Octubre	2570	2760
Noviembre	2318	2550
Diciembre	0	3010
Anual	30302	33048

Fuente: Propia.

Seguidamente se procede a calcular el porcentaje de energía que aportaría el sistema tal como lo plantea el análisis.

$$\% \text{ de entrega} = \frac{\text{Potencia entregada}}{\text{Potencia requerida}} \times 100$$

$$\% \text{ de entrega} = \frac{33048}{30302} \times 100 = 109.06\%$$

Como se observa, el resultado del porcentaje de entrega es igual al 109% de la energía que usualmente consume la institución, con tan solo un 9% de excedente de energía, el cual por supuesto se podrá almacenar en el sistema y utilizarlo cuando se requiera.

A continuación, se detallan algunas de las consideraciones técnicas y económicas que el análisis financiero toma en cuenta, los cálculos realizados se basan en aproximaciones y condiciones para la fecha en que se solicitó dicho análisis el día 9/5/2018. (Anexo 8).

- Tipo de cambio: 556 colones
- Inclinación de Panel: 15 grados
- Costo de sustitución del Inversor: 125,000 colones
- Demanda: 20, 12,0.01 (Kw/meses/KVA máx.)
- Costo de Interconexión: 90,000 colones
- Costo de mantenimiento: 15000 colones/m
- Año de sustitución del inversor: 10
- Tipo de Panel: poli-cristalino.

Con base en los parámetros anteriormente mencionados y según la cantidad de equipos requeridos para el sistema, el análisis brinda los siguientes resultados para la implementación del proyecto.

**Costo total del Préstamo:** ₡36.366.600,00 (tiempo para recuperar la inversión: 11 años y 10 meses)

**Cuota Mensual:** ₡302.805,00 (Durante 10 años con 10% de interés anual)

**Ahorro Mensual:** ₡ 307.091,09 (Después de los pagos a la empresa distribuidora de electricidad (valor valido para el primer año)) (Se promedia un ahorro anual de ₡3.685.093,02)

**Ahorro Co2:** 2.90 toneladas (Lo equivalente a 1449 árboles necesarios para contrarrestar el efecto)

Seguidamente se muestra la viabilidad financiera del proyecto según los datos obtenidos y según los criterios que los conceptos matemáticos financieros del VAN y del TIR nos ofrecen.

### **Cálculo del VAN y la TIR**

Primeramente, se deben de calcular los flujos de dinero de cada periodo, los cuales están dados por la diferencia entre el gasto anual sin paneles y el gasto anual con paneles. En el caso del sistema propuesto, la energía generada representa más del 100% del consumo de la institución, por lo tanto, los flujos para cada periodo son iguales al monto de la factura eléctrica que la escuela tendría que cancelar, excluyendo los gastos fijos como son:

- El costo variable del combustible.
- Alumbrado público.
- Tributo de Bomberos.

Los montos anteriores suman alrededor de  $\phi$ 12.500 colones, los cuales representan los únicos montos del recibo eléctrico que deben ser cancelados por la institución, ya que, el monto correspondiente a energía representa el ahorro producido por el sistema fotovoltaico, el cual no deberá ser cancelado.

De igual forma la tabla C.2 muestra el monto anual generado por los paneles en colones con el fin de observar como el sistema fotovoltaico suple la necesidad energética de la institución en cada uno de los periodos.

A continuación, la tabla C.2 muestra la diferencia de flujos de efectivo sin paneles solares y con paneles solares. Según los datos de la factura eléctrica, el costo del KWh es igual a 80.27 colones. Se calculó un 6% de incremento por facturación eléctrica para cada periodo (figura C.6.) además,

de lo estimado por la aplicación. Así como un 1% anual de acceso a la red y un 1% anual debido a la pérdida de eficiencia de los paneles.

Tabla C.2.

Flujos de efectivo por periodo con los 94 paneles fotovoltaicos.

Año	Facturación anual sin Paneles (colones)	Monto anual generado por los Paneles (colones)	Ahorro por periodo (anual)	Excedente de energía generada (¢ / anual)
1	2.432.341	2.718.745	2.432.341	286.404
2	2.578.281	2.881.870	2.578.281	303.590
3	2.732.978	3.054.728	2.732.978	321.750
4	2.896.956	3.238.015	2.896.956	314.059
5	3.070.773	3.432.396	3.070.773	361.623
6	3.255.019	3.638.334	3.255.019	383.315
7	3.450.320	3.856.634	3.450.320	406.314
8	3.657.339	4.088.032	3.657.339	430.693
9	3.876.779	4.333.314	3.876.779	456.535
10	4.109.385	4.593.313	4.109.385	483.928
11	4.355.948	4.868.912	4.355.948	512.964
12	4.617.304	5.161.047	4.617.304	546.743
13	4.894.342	5.470.710	4.894.342	576.368
14	5.188.002	5.798.953	5.188.002	610.951
15	5.499.282	6.146.890	5.499.282	647.608

16	5.829.238	6.515.703	5.829.238	686.465
17	6.178.992	6.906.645	6.178.992	727.653
18	6.549.731	7.321.044	6.549.731	771.313
19	6.942.714	7.760.307	6.942.714	817.893
20	7.359.276	8.225.925	7.359.276	866.649
21	7.800.832	8.719.481	7.800.832	918.649
22	8.268.881	9.242.650	8.268.881	973.769
23	8.765.013	9.797.209	8.765.013	1.032.192
24	9.290.913	10.385.042	9.290.913	1.094.129
25	9.848.367	11.008.145	9.848.367	1.159.778

Fuente: Propia.

### **Cálculo del VAN**

Ya con los flujos de efectivo por periodo; tomando en cuenta las consideraciones de la figura C.6, se procede a calcular el VAN con la fórmula mencionada en el capítulo II, la siguiente tabla muestra los resultados del cálculo realizado. Dicho cálculo se realizó para una tasa de interés del 6% y del 8%, esto con el fin de tener una comparativa del comportamiento de los montos y del periodo de recuperación dependiendo de la obtención del crédito bajo distintas condiciones, unas más favorables que otras.

Tabla C.3.

Cálculo del VAN para el sistema de 94 paneles fotovoltaicos.

Inversión inicial		₡ 36.336.600	
Año	Ahorro por periodo	VAN (K=6%)	VAN (K=8%)
1	2.432.341	-34.041.939	-34.084.432
2	2.578.281	-31.747.278	-31.873.972
3	2.732.978	-29.452.616	-29.704.446
4	2.896.956	-27.157.956	-27.575.096
5	3.070.773	-24.863.296	-25.485.180
6	3.255.019	-22.568.636	-23.433.966
7	3.450.320	-20.273.976	-21.420.737
8	3.657.339	-17.979.315	-19.444.791
9	3.876.779	-15.684.656	-17.505.436
10	4.109.385	-13.183.997	-15.601.996
11	4.335.948	-11.105.873	-13.742.382
12	4.617.304	-8.811.215	-11.908.787
13	4.894.342	-6.516.556	-10.109.148
14	5.188.002	-4.221.898	-8.342.835
15	5.499.282	-1.927.240	-6.609.232
16	5.829.238	<b>367.417</b>	-4.907.733
17	6.178.992	2.662.075	-3.237.744

18	7.321.044	5.226.957	-1.405.660
19	6.942.714	7.521.615	<b>203.051</b>
20	7.359.276	9.816.272	1.781.970
21	7.800.832	12.110.928	3.331.650
22	8.268.881	14.405.585	4.852.632
23	8.765.013	16.700.242	6.345.448
24	9.290.913	18.994.898	7.810.619
25	9.848.367	21.289.554	9.248.657

Fuente: Propia.

A continuación, se muestra la gráfica correspondiente para los datos obtenidos en la tabla C.3, para la vialidad financiera según el VAN.

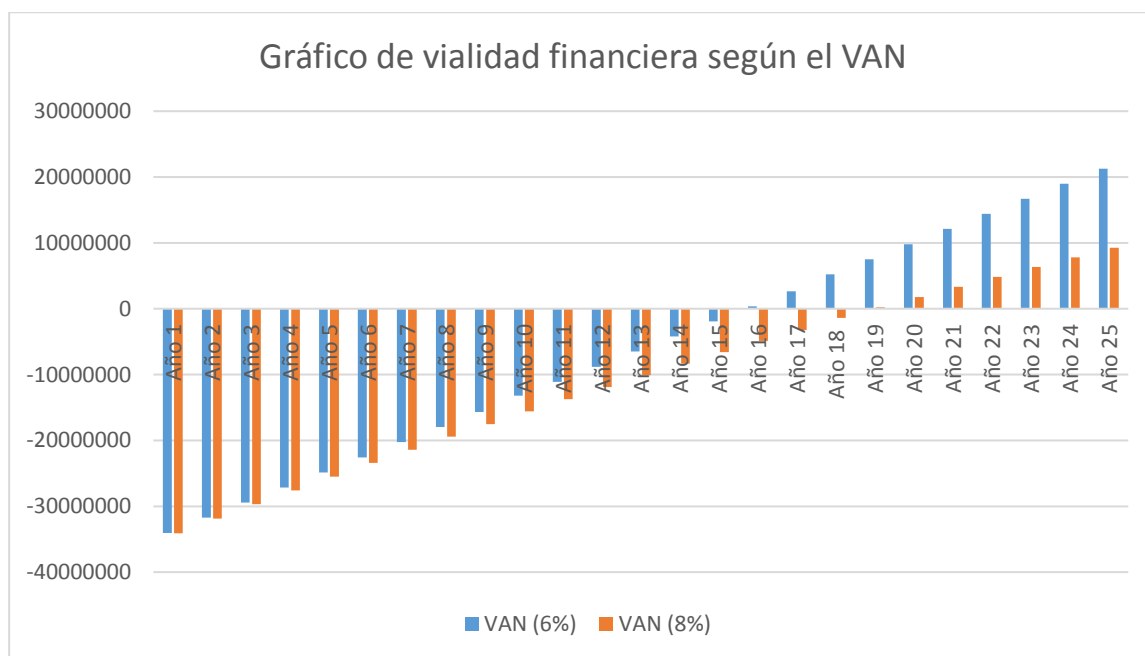


Figura C.10: Gráfico del VAN para los 94 paneles solares.

Fuente: Propia.

Como lo muestra la gráfica, para el sistema conformado por 94 paneles, con un valor de K al 6%, hasta el año 16 el VAN del proyecto es positivo, mientras que con un K del 8%, dicho monto es positivo tres periodos posteriores al caso anterior, es decir, en el año 19. Por otra parte, el cálculo del TIR da como resultado un 10%.

#### **C.4 Sistema Fotovoltaico conformado por 117 paneles. (Segundo Caso)**

Seguidamente se presenta el análisis para el sistema fotovoltaico calculado inicialmente, específicamente para el tercer caso planteado constituido por 117 paneles, esto debido a que como se mencionó en la sección B.9, dicho planteamiento posee ventajas en cuanto a ahorros de equipos y aprovechamiento al máximo de los inversores, en comparación con los otros sistemas planteados y por ende se disminuye la inversión inicial del sistema, con lo que se pretende reducir el tiempo de retorno de la inversión.

Primeramente, se debe establecer la inversión inicial del proyecto, para lo cual se procedió a investigar el costo de los sistemas, la empresa Smart-Grid calcula el costo para una instalación fotovoltaica en \$2.28 por watt instalado, este monto de instalación incluye:

- Los paneles solares.
- Los inversores.
- Las estructuras.
- El cableado.
- El sistema de monitoreo.
- La instalación del sistema.

Con base en este monto, se procede a calcular la inversión inicial y posteriormente el tiempo de recuperación para el proyecto.

Para el sistema conformado por 117 paneles solares se obtiene según el monto anterior:

$$117 \times 320W \times \$2.28 = \$85.363$$

Al monto anterior se le deben de sumar otros montos, los cuales corresponden a costos de tramitología, como planos, estudios de la CNFL e inclusive los trámites o papeleos de conexión y cambio de medidor, dichos tramites se estiman en alrededor de un 7% sobre el monto total de los watts instalados, además, se debe agregar el monto correspondiente al nuevo medidor, el mismo estimado en \$980 ya con la sumatoria de todos estos montos, se obtiene la inversión inicial.

Tabla C.4

Inversión Inicial para el sistema de 117 paneles solares.

	Monto	Costo
Sistema de paneles solares	\$2.28 por watt instalado	\$85.363
Tramitología	7%	\$5.975
Nuevo medidor bidireccional	\$980	\$980
Inversión inicial		\$92.318

Fuente: Propia.

Este monto se multiplica por el tipo de cambio utilizado por BAC-Solar en el análisis previo, el cual era de ₡556 para el día que se solicitó dicho estudio (9/5/2018), esto con el fin de poder comparar equitativamente ambos casos. El monto en colones es igual a:

$$\$92.318 \times 556 = ₡52.251.988$$

Seguidamente se procede a calcular los flujos de efectivo por periodo, igual que en el caso anterior, cada flujo será igual al 100% de la factura eléctrica, ya que, la energía producida por el sistema como tal es mayor al consumo de la institución, el monto que se incrementa es el excedente de energía debido al mayor aporte del sistema fotovoltaico. En el caso del sistema con 117 paneles, la energía generada representa más del 100% del consumo de la institución, por lo tanto, los flujos para cada periodo son iguales al monto de la factura eléctrica que la escuela tendría que cancelar, excluyendo los gastos fijos como son:

- El costo variable del combustible.
- Alumbrado público.
- Tributo de Bomberos.

Los montos anteriores suman alrededor de 12500 colones, los cuales representan los únicos montos del recibo eléctrico que deben ser cancelados por la institución, ya que, el monto correspondiente a energía representa el ahorro producido por el sistema fotovoltaico, el cual no deberá ser cancelado.

De igual forma la tabla C.5 muestra el monto anual generado por los paneles en colones con el fin de observar como el sistema fotovoltaico suple la necesidad energética de la institución en cada uno de los periodos.

A continuación, la tabla C.5 muestra la diferencia de flujos de efectivo sin paneles solares y con paneles solares. Según los datos de la factura eléctrica, el costo del KWh es igual a 80.27 colones. Se calculó un 6% de incremento por facturación eléctrica para cada periodo, según lo estimado en la figura C.6, así como un 1% anual de acceso a la red y un 1% anual debido a la pérdida de eficiencia de los paneles.

Tabla C.5.

Flujos de efectivo por periodo con los 117 paneles fotovoltaicos.

Año	Facturación anual sin Paneles (colones)	Monto anual generado por los Paneles (colones)	Ahorro por periodo (anual)	Excedente de energía generada (₡ / anual)
1	2.432.341	3.963.572	2.432.341	1.531.231
2	2.578.281	4.201.386	2.578.281	1.623.105
3	2.732.978	4.453.469	2.732.978	1.720.491
4	2.896.956	4.720.677	2.896.956	1.823.721
5	3.070.773	5.003.917	3.070.773	1.933.144
6	3.255.019	5.304.152	3.255.019	2.049.133
7	3.450.320	5.622.401	3.450.320	2.172.425
8	3.657.339	5.959.745	3.657.339	2.302.406
9	3.876.779	6.317.329	3.876.779	2.440.550
10	4.109.385	6.696.368	4.109.385	2.586.983
11	4.355.948	7.098.150	4.355.948	2.742.202
12	4.617.304	7.524.039	4.617.304	3.358.177
13	4.894.342	7.975.481	4.894.342	3.081.139
14	5.188.002	8.454.009	5.188.002	3.266.007
15	5.499.282	9.052.249	5.499.282	3.552.296
16	5.829.238	9.595.388	5.829.238	3.766.150
17	6.178.992	10.171.111	6.178.992	3.992.119

18	6.549.731	10.781.377	6.549.731	2.231.646
19	6.942.714	11.428.259	6.942.714	4.485.545
20	7.359.276	12.113.954	7.359.276	4.754.678
21	7.800.832	12.840.791	7.800.832	5.039.959
22	8.268.881	13.611.238	8.268.881	5.342.357
23	8.765.013	14.427.912	8.765.013	5.662.899
24	9.290.913	15.293.586	9.290.913	6.002.673
25	9.848.367	16.210.201	9.848.367	6.361.834

Fuente: Propia.

### **Cálculo del VAN**

Ya con los flujos de efectivo por periodo; tomando en cuenta las consideraciones de la figura C.6, se procede a calcular el VAN con la fórmula mencionada en el marco referencial, la siguiente tabla muestra los resultados del cálculo realizado. Dicho cálculo se realizó para una tasa de interés del 6% y del 8%, esto con el fin de tener una comparativa del comportamiento de los montos y del periodo de recuperación dependiendo de la obtención del crédito bajo distintas condiciones, unas más favorables que otras.

Tabla C.6

Cálculo del VAN para los 117 paneles fotovoltaicos.

Inversión inicial		₡ 52.251.988	
Año	Ahorro por periodo	VAN (K=6%)	VAN (K=8%)
1	2.432.341	-49.957.326	-49.999.820
2	2.578.281	-47.662.665	-47.789.360
3	2.732.978	-45.368.004	-45.619.833
4	2.896.956	-43.073.344	-43.490.484
5	3.070.773	-40.778.684	-41.400.568
6	3.255.019	-38.484.024	-39.349.354
7	3.450.320	-36.189.363	-37.336.125
8	3.657.339	-33.894.704	-35.360.179
9	3.876.779	-31.600.044	-33.420.824
10	4.109.385	-29.305.385	-31.517.384
11	4.335.948	-27.021.262	-29.657.770
12	4.617.304	-24.726.603	-27.824.175
13	4.894.342	-22.431.945	-26.024.535
14	5.188.002	-20.137.286	-24.258.223
15	5.499.282	-17.842.628	-22.524.620
16	5.829.238	-15.547.970	-20.823.121
17	6.178.992	-13.253.312	-19.153.131

18	7.321.044	-10.688.419	-17.321.047
19	6.942.714	-8.393.761	-15.712.336
20	7.359.276	-6.099.104	-14.133.417
21	7.800.832	-3.804.447	-12.583.736
22	8.268.881	-1.509.791	-11.062.754
23	8.765.013	<b>784.865</b>	-9.569.938
24	9.290.913	3.079.521	-8.104.767
25	9.848.367	5.374.177	-6.666.729

Fuente: Propia.

A continuación, se muestra la gráfica correspondiente para los datos obtenidos en la tabla C.9, para la vialidad financiera según el VAN.

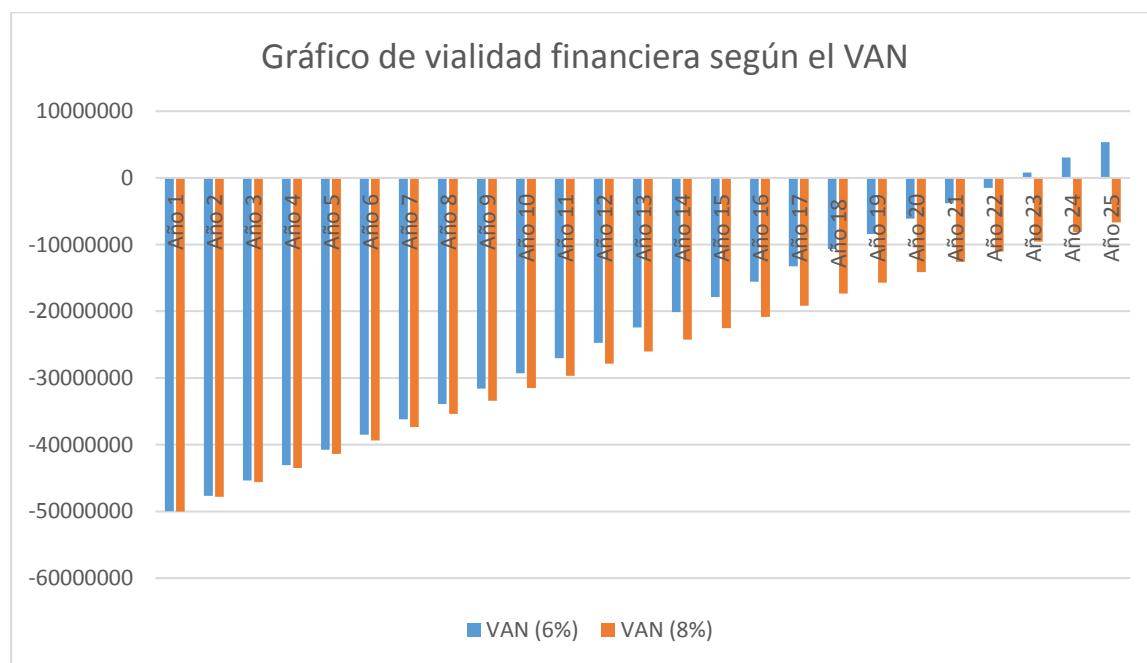


Figura C.11: Gráfico del VAN para los 117 paneles solares.

Fuente: Propia.

Como lo muestra la gráfica, para el sistema conformado por 117 paneles, con un valor de K al 6%, hasta el año 23 el VAN del proyecto es positivo, mientras que con un K del 8%, dicho monto no se recupera dentro de los 25 años. Por otra parte, el cálculo del TIR da como resultado un 7%.

### **C.5 Sistema fotovoltaico conformado por 94 paneles y micro-inversores. (Tercer Caso)**

Como se mencionó durante el desarrollo del marco referencial, uno de los componentes que conforman un sistema fotovoltaico son los inversores, además, se tiene la opción de los micro-inversores, es por ello que a continuación se presenta el cálculo del sistema fotovoltaico, pero conformado por micro-inversores, además, se consideraron los 94 paneles que estableció el análisis realizado mediante la aplicación BAC-Solar que se presentó anteriormente, esto debido a que según los cálculos los 94 paneles fotovoltaicos generan la suficiente energía para satisfacer al 100% la demanda energética de la institución, tal como se muestra en la tabla C.2, de los flujos de efectivo por periodo.

Para dicho cálculo, se debe realizar la estimación del nuevo sistema, pero sin tomar en cuenta los inversores, los cuales según la aplicación tienen un valor aproximado de 125 mil colones, como se trata de 3 inversores para los 94 paneles, al monto de inversión inicial obtenido para el primer sistema, se le debe de restar los 375 mil colones de los inversores, además, se debe de volver a restar este monto, ya que, la aplicación considera el cambio de los inversores a los 10 años, según su vida útil, por lo tanto, dicho monto forma parte de la inversión inicial, concluyendo se deben de restar 750 mil colones correspondientes a los inversores.

Por lo tanto, se obtendría:

$$₡36.336.600 - ₡750.000 = ₡35.586.600 \text{ (Costo del sistema sin los inversores)}$$

Según la información obtenida por medio del sitio Web de la empresa Auto-Solar, el micro-inversor, modelo Enphase M250, tiene un costo de 191.31 euros, el tipo de cambio del dólar

utilizado por la aplicación en el momento de solicitar la cotización, el día 9 de mayo del 2018 era de ¢556 colones por dólar, se utilizará este mismo tipo de cambio con el fin de realizar una comparación congruente entre los sistemas.

Equivalente en dólares:

$$191.31 \text{ euros} = 225.04 \text{ dólares}$$

Aplicando el tipo de cambio se obtiene:

$$225.04 \times 556 = \text{¢} 125.122 \text{ colones}$$

Como se mencionó en el marco de referencia, el micro-inversor presenta ciertas ventajas en comparación con los inversores centralizados, pero se debe considerar que el número de micro-inversores requeridos será igual al número de paneles que conforman el sistema, por lo tanto, para este sistema se requerirán de 94 micro-inversores.

Por lo tanto, se obtendría:

$$94 \times 125122 \text{ colones} = \text{¢}11.761.468$$

La inversión inicial para el sistema con micro-inversores correspondería al siguiente monto:

$$\text{¢}35.586.600 + \text{¢}11.761.468 = \text{¢}47.348.068$$

Seguidamente se deben de calcular los flujos de dinero de cada periodo, los cuales están dados por la diferencia entre el gasto anual sin paneles y el gasto anual con paneles. En el caso del sistema con 94 paneles y micro-inversores, la energía generada representa más del 100% del consumo de la institución, por lo tanto, los flujos para cada periodo son iguales al monto de la factura eléctrica que la escuela tendría que cancelar, excluyendo los gastos fijos como son:

- El costo variable del combustible.

- Alumbrado público.
- Tributo de Bomberos.

Los montos anteriores suman alrededor de 12500 colones, los cuales representan los únicos montos del recibo eléctrico que deben ser cancelados por la institución, ya que, el monto correspondiente a energía representa el ahorro producido por el sistema fotovoltaico, el cual no deberá ser cancelado.

De igual forma la tabla C.7 muestra el monto anual generado por los paneles en colones con el fin de observar como el sistema fotovoltaico suple la necesidad energética de la institución en cada uno de los periodos.

A continuación, la tabla C.7 muestra la diferencia de flujos de efectivo sin paneles solares y con paneles solares. Según los datos de la factura eléctrica, el costo del KWh es igual a ¢80.27 colones. Se calculó un 6% de incremento por facturación eléctrica para cada periodo, según lo estimado en la figura C.6, así como un 1% anual de acceso a la red y un 1% anual debido a la pérdida de eficiencia de los paneles.

Tabla C.7.

Flujos de efectivo por periodo con los 94 paneles fotovoltaicos y micro-inversores.

Año	Facturación anual sin Paneles (colones)	Monto anual generado por los Paneles (colones)	Ahorro por periodo (anual)	Excedente de energía generada (¢ / anual)
1	2.432.341	2.718.745	2.432.341	286.404
2	2.578.281	2.881.870	2.578.281	303.590
3	2.732.978	3.054.728	2.732.978	321.750

---

4	2.896.956	3.238.015	2.896.956	314.059
5	3.070.773	3.432.396	3.070.773	361.623
6	3.255.019	3.638.334	3.255.019	383.315
7	3.450.320	3.856.634	3.450.320	406.314
8	3.657.339	4.088.032	3.657.339	430.693
9	3.876.779	4.333.314	3.876.779	456.535
10	4.109.385	4.593.313	4.109.385	483.928
11	4.355.948	4.868.912	4.355.948	512.964
12	4.617.304	5.161.047	4.617.304	546.743
13	4.894.342	5.470.710	4.894.342	576.368
14	5.188.002	5.798.953	5.188.002	610.951
15	5.499.282	6.146.890	5.499.282	647.608
16	5.829.238	6.515.703	5.829.238	686.465
17	6.178.992	6.906.645	6.178.992	727.653
18	6.549.731	7.321.044	6.549.731	771.313
19	6.942.714	7.760.307	6.942.714	817.893
20	7.359.276	8.225.925	7.359.276	866.649
21	7.800.832	8.719.481	7.800.832	918.649
22	8.268.881	9.242.650	8.268.881	973.769
23	8.765.013	9.797.209	8.765.013	1.032.192
24	9.290.913	10.385.042	9.290.913	1.094.129
25	9.848.367	11.008.145	9.848.367	1.159.778

---

Fuente: Propia.

## Cálculo del VAN

Ya con los flujos de efectivo por periodo; tomando en cuenta las consideraciones de la figura C.6, se procede a calcular el VAN con la fórmula mencionada en el marco de referencia, la siguiente tabla muestra los resultados del cálculo realizado. Dicho cálculo se realizó para una tasa de interés del 6% y del 8%, esto con el fin de tener una comparativa del comportamiento de los montos y del periodo de recuperación dependiendo de la obtención del crédito bajo distintas condiciones, unas más favorables que otras.

Tabla C.8.

Cálculo del VAN para el sistema de 94 paneles fotovoltaicos y micro-inversores.

Inversión inicial		C 47.348.068	
Año	Ahorro por periodo	VAN (K=6%)	VAN (K=8%)
1	2.432.341	-45.053.406	-45.095.900
2	2.578.281	-42.758.745	-42.885.440
3	2.732.978	-40.464.084	-40.715.913
4	2.896.956	-38.169.424	-38.588.656
5	3.070.773	-35.872.522	-36.496.648
6	3.255.019	-33.577.862	-34.445.434
7	3.450.320	-31.283.202	-32.432.205
8	3.657.339	-28.988.542	-30.456.259
9	3.876.779	-26.693.883	-28.516.904
10	4.109.385	-24.399.224	-26.613.464

11	4.335.948	-22.115.100	-24.753.850
12	4.617.304	-19.820.442	-22.920.255
13	4.894.342	-17.525.783	-21.120.615
14	5.188.002	-15.231.125	-19.354.303
15	5.499.282	-12.936.467	-17.620.700
16	5.829.238	-10.641.809	-15.919.201
17	6.178.992	-8.347.151	-14.249.211
18	7.321.044	-5.782.269	-12.417.127
19	6.942.714	-3.487.611	-10.808.416
20	7.359.276	-1.192.954	-9.229.497
21	7.800.832	<b>1.101.702</b>	-7.679.817
22	8.268.881	3.396.358	-6.158.835
23	8.765.013	5.691.015	-4.666.019
24	9.290.913	7.986.165	-3.200.848
25	9.848.367	10.280.821	-1.762.810

Fuente: Propia.

A continuación, se muestra la gráfica correspondiente para los datos obtenidos en la tabla C.8, para la viabilidad financiera según el VAN.

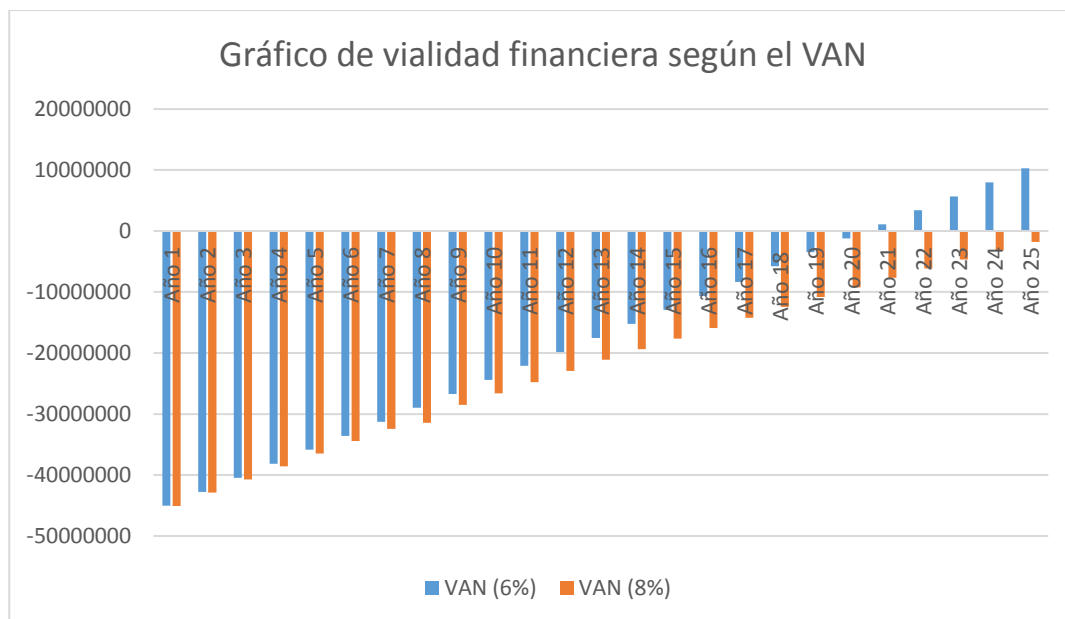


Figura C.12: Gráfico del VAN para los 94 paneles solares y micro-inversores.

Fuente: Propia.

Como lo muestra la gráfica, para el sistema conformado por 94 paneles con micro-inversores, con un valor de K al 6%, hasta el año 21 el VAN del proyecto es positivo, obteniendo un VAN de 10.280.821 millones de colones en el año 25, mientras que con un K del 8%, dicho monto no es positivo para el periodo del proyecto. Por otra parte, el cálculo del TIR da como resultado un 8%.

### C.6 Sistema conformado por los seis Aerogeneradores. (Cuarto Caso)

Seguidamente se presenta el análisis para el sistema eólico calculado en la sección B, el mismo constituido por seis aerogeneradores debido a las limitaciones del espacio del tejado, tal como se mencionó en la sección B.12. Para proceder con dicho análisis se requiere calcular la inversión inicial, para lo cual se obtuvieron los costos de los equipos por medio de las páginas Web de las empresas Auto-Solar y Bornay Energies.

Tabla C.9.

Inversión inicial para el sistema de aerogeneradores.

Inversión Inicial para los aerogeneradores				
Artículo	Modelo	Precio unitario en dólares	Cantidad	Total en dólares
Aerogenerador	Wind 25,3 +	5.582,5	6	33.493
Inversor eólico	ABB PVI	1.846,76	6	11.080
Torre cuatri-pata	P-750	870,5	6	5.223
Interface	Wind 25+	786,25	6	4.717
Anemómetro	Small Thies	887,5	6	5.325
Total				\$59.838

Fuente: Sitio web de la empresa Bornay Energies.

Al valor total obtenido anteriormente se le debe de sumar un 13% (\$7778.94) correspondiente al monto de mano de obra y material eléctrico, además, se debe de considerar un 3% (\$1795.14) por los gastos administrativos. Considerando estos montos se obtiene que la inversión inicial para el sistema eólico es igual a \$69.412. Este monto se multiplica por el tipo de cambio del dólar utilizado en los cálculos anteriores, del 9 de mayo del 2018, el cual es igual a 566 colones por dólar, con lo que se obtiene que la inversión inicial es igual a ₡39.287.192.

En el caso del sistema con aerogeneradores, la energía generada representa un 44% del consumo de la institución, por lo tanto, los flujos de dinero de cada periodo están dados por la diferencia

entre el gasto anual sin el sistema y el gasto anual con el sistema de aerogeneradores. Por otra parte, se deben cancelar los gastos fijos como son:

- El costo variable del combustible.
- Alumbrado público.
- Tributo de Bomberos.

A continuación, la tabla C.10 muestra la diferencia de flujos de efectivo sin aerogeneradores y con ellos. Según los datos de la factura eléctrica, el costo del KWh es igual a ¢80.27 colones. Se calculó un 6% de incremento por facturación eléctrica para cada periodo, según lo estimado en la figura C.6, así como un 1% anual de acceso a la red y un 1% anual debido a la pérdida de eficiencia del sistema, lo anterior para un plazo de veinte años.

Tabla C.10.

Flujos de efectivo por periodo con los seis aerogeneradores.

Año	Facturación anual sin Paneles (colones)	Monto anual generado por los Paneles (colones)	Ahorro por periodo (anual)	Excedente de energía generada (¢ / anual)
1	2.432.341	1.070.801	1.361.540	0
2	2.578.281	1.135.049	1.443.232	0
3	2.732.978	1.203.151	1.529.827	0
4	2.896.956	1.275.340	1.621.616	0
5	3.070.773	1.351.860	1.718.913	0
6	3.255.019	1.432.972	1.822.047	0

7	3.450.320	1.518.950	1.931.370	0
8	3.657.339	1.610.087	2.047.252	0
9	3.876.779	1.706.692	2.170.087	0
10	4.109.385	1.809.093	2.300.292	0
11	4.355.948	1.917.638	2.432.310	0
12	4.617.304	2.032.696	2.584.608	0
13	4.894.342	2.154.657	2.739.685	0
14	5.188.002	2.283.936	2.904.086	0
15	5.499.282	2.420.972	3.078.310	0
16	5.829.238	2.556.230	3.273.008	0
17	6.178.992	2.710.203	3.468.789	0
18	6.549.731	2.872.815	3.676.916	0
19	6.942.714	3.045.183	3.897.531	0
20	7.359.276	3.227.894	4.131.382	0

### **Cálculo del VAN**

Ya con los flujos de efectivo por periodo; tomando en cuenta las consideraciones de la figura C.6, se procede a calcular el VAN con la fórmula mencionada en la sección de aspectos financieros del marco referencial, la siguiente tabla muestra los resultados del cálculo realizado. Dicho cálculo se realizó para una tasa de interés del 6% y del 8%, esto con el fin de tener una comparativa del comportamiento de los montos y del periodo de recuperación dependiendo de la obtención del crédito bajo distintas condiciones, unas más favorables que otras.

Tabla C.11

Cálculo del VAN para el sistema con aerogeneradores.

Inversión inicial		C\$39.287.192	
Año	Ahorro por periodo	VAN (K=6%)	VAN (K=8%)
1	1.361.540	-38.002.720	-38.026.506
2	1.433.232	-36.727.148	-36.797.741
3	1.529.827	-35.442.676	-35.583.315
4	1.621.616	-34.158.204	-34.391.378
5	1.718.913	-32.873.733	-33.221.515
6	1.822.047	-31.589.261	-32.073.316
7	1.931.370	-30.304.790	-30.946.381
8	2.047.252	-29.020.319	-29.840.314
9	2.170.087	-27.735.848	-28.754.730
10	2.300.292	-26.451.377	-27.689.250
11	2.432.310	-25.170.066	-26.646.074
12	2.584.608	-23.885.595	-25.619.690
13	2.739.685	-22.601.124	-24.612.314
14	2.904.086	-21.316.644	-23.623.586
15	3.078.310	-20.032.173	-22.653.174
16	3.273.008	-18.743.765	-21.697.814

17	3.468.789	-17.455.580	-20.760.308
18	3.676.916	-16.167.440	-19.840.164
19	3.897.531	-14.879.255	-18.937.059
20	4.131.382	-13.591.071	-18.050.687

Fuente: Propia.

A continuación, se muestra la gráfica correspondiente para los datos obtenidos en la tabla C.11, para la viabilidad financiera según el VAN.

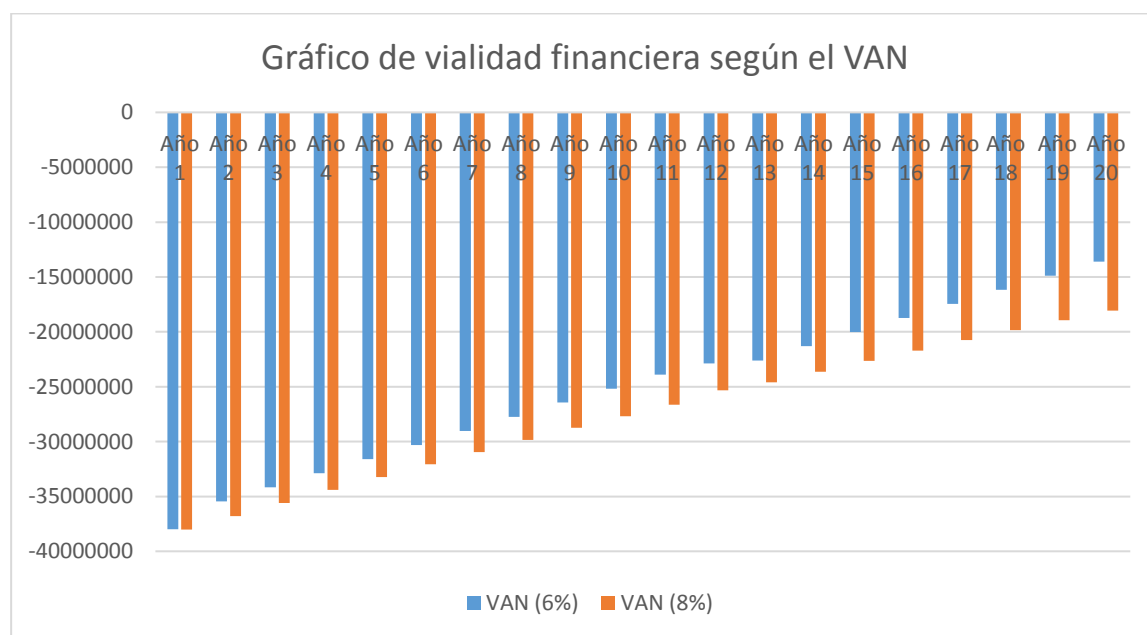


Figura C.13: Gráfico del VAN para los 6 aerogeneradores.

Fuente: Propia.

Tal y como lo muestra el gráfico anterior, el ahorro en la facturación eléctrica producido por el sistema de energía eólica no resulta suficiente para amortiguar la inversión inicial en un plazo de 20 años y según el comportamiento del mismo se puede afirmar que se requerirían de otros veinte años para obtener un monto positivo del VAN, de acuerdo con hojas de fabricante y catálogos de

turbinas eólicas, la vida útil de un aerogenerador de pequeña escala se estima en 20 años, mientras que los convertidores e inversores deben cambiarse después de 10 años de uso aproximadamente, además, se debe considerar que durante este lapso de tiempo, se le debió de dar mantenimiento al sistema, el cual se estima entre 1.5% y 2% del costo inicial de la turbina, aunque algunas empresas utilizan en sus cálculos una cantidad fija por KWh producido, alrededor de \$0.01 por KWh, ya que el desgaste de la turbina aumenta con el aumento de la producción. Todos estos puntos resultan en incrementos en el costo del sistema, lo que provoca una recuperación más lenta de la inversión. Para este caso, el resultado de la TIR es igual al 2%.

## **D. Resultados.**

### **D.1. Demanda de energía y Producción de energía**

Según los datos obtenidos por medio de los recibos eléctricos de la institución, los cuales abarcan los periodos 2017 y 2018, tal y como lo muestran dichos recibos en el anexo número 1, la institución posee un consumo eléctrico similar o uniforme a lo largo del año, sin embargo, dicho consumo se ve disminuido durante los meses de diciembre, enero y febrero, llegando a ser en algunos casos casi nulo el consumo facturado, debido a que estos meses representan el periodo de vacaciones escolares. Por otra parte, la facturación muestra como en el caso de algunos meses, el consumo energético de la institución sobrepasa el promedio mensual, por ejemplo, abril del 2017, representó el monto de facturación más alto para la institución, con un total de 351.585 colones, cuando el promedio mensual de facturación ronda los 216.851 colones. Se debe considerar que, en Costa Rica, para un sistema fotovoltaico, los mejores meses de producción solar son diciembre, enero, febrero y marzo mientras que los meses de menor producción coinciden con los meses de la época lluviosa.

El sistema fotovoltaico como tal, en el caso de cubrir el 100% de la demanda energética de la institución, como se planteó en el desarrollo de la investigación, se debe de calcular según el mes de mayor consumo, lo que implica que en los meses que usualmente la institución posee una demanda menor, se producirá energía la cual no será consumida, dicho exceso de energía será inyectada a la red, para este procedimiento la ARESEP establece en la norma la modalidad de *Medición Neta Sencilla* para reconocer los excedentes de energía del generador distribuido que son inyectados a la red de distribución. La norma lo que indica es lo siguiente:

“En caso de excedentes de energía al final del mes en curso, el abonado acumula el excedente para utilizarlo en el mes o meses siguientes en el mismo año calendario, tras el cual el excedente no será reconocido por la empresa distribuidora. Dado que se trabaja con un modelo contractual de medición neta sencilla, el productor-consumidor no será sujeto a ninguna retribución económica, ni tendrá derecho a intercambios de energía cuando se supere el 49% de la energía generada en dicho mes. Si el productor-consumidor consume más energía que la depositada en la red de distribución, deberá pagar la diferencia de acuerdo con las tarifas establecidas por la ARESEP”.

Por otra parte, existe una serie de parámetros que se establecen en el capítulo XII de AR-NT-POASEN acerca del libre acceso de generadores para autoconsumo, de 1 MW o menos, en el cual indica que el abonado con generación para autoconsumo debe consumir al menos el 51% de la energía generada y la fuente primaria de generación debe ser renovable, en el caso de la Escuela República del Perú, según lo planteado en el desarrollo del sistema fotovoltaico, la misma consumiría el 100% de la energía generada por el sistema renovable.

También se debe considerar que el Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla, establece que, para instalar un sistema de generación interconectado a la red de distribución, el abonado presentará a la empresa distribuidora una solicitud para el estudio de disponibilidad de potencia en el circuito.

Se permitirá la cantidad de interconexiones de acuerdo con la capacidad máxima permitida en un circuito.

Los sistemas fotovoltaicos considerados en el desarrollo del proyecto generan más del 100% de la energía que la institución consume, tanto mensualmente como anualmente, para lo cual se consideró un consumo energético de KWh por parte de la institución sin variaciones a lo largo de los 25 años del proyecto, lo anterior tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- La escuela no posee áreas adecuadas para una posible ampliación del inmueble.
- El consumo total de los equipos presentes en la institución se ve reflejado en los montos de energía obtenidos a través de los recibos eléctricos de la CNFL.
- La institución, debido a su normal funcionamiento como centro de educación primaria, no requiere adquirir de equipos o sistemas que puedan demandar un mayor consumo de energía.
- Los equipos que requieran ser sustituidos a largo plazo como congeladores, ollas arroceras, microondas, computadores, serán sustituidos por equipos más modernos con la misma función, pero con un consumo energético más eficiente.

Por otra parte, el sistema con menor número de paneles fotovoltaicos produce el 109% de energía que la escuela consume, el excedente de energía considera un posible aumento en el consumo energético durante los 25 años del proyecto. Además, el sistema fotovoltaico producirá energía durante el periodo de vacaciones de los estudiantes, por lo tanto, dicha energía producida puede ser utilizada en meses de mayor consumo a lo largo del año. Lo que significa que los meses con mayor producción (diciembre, enero, febrero), pero con menor consumo, compensarán los meses con un mayor consumo de energía a lo largo de cada periodo.

Como se mencionó anteriormente en la sección C, el sistema fotovoltaico producirá más del 100% de la energía que la institución consume mensual y anualmente, por lo tanto, el rubro del recibo eléctrico correspondiente a energía, no deberá ser cancelado, ya que, el mismo representa el ahorro que el sistema fotovoltaico produce, sin embargo, existen otros rubros que forman parte del recibo eléctrico los cuales, si se deben cancelar, dichos rubros son los siguientes:

- El costo variable del combustible.
- Alumbrado público.
- Tributo de Bomberos

## **D.2. Las Fuentes Renovables**

Las energías renovables son; por su propia naturaleza, variables, por lo que las proyecciones y estimaciones realizadas se ajustan a un intervalo de tiempo y por ende las mismas están sujetas a cambios debido a condiciones futuras. Aunque se tengan proyecciones y estimaciones de las condiciones climatológicas futuras o a largo plazo, siempre existe el riesgo de que las mismas cambien por algún evento extraordinario, el cual afecte las condiciones climatológicas que se habían considerado para el buen desempeño de los sistemas.

Por otra parte, existen otros tipos de factores, los cuales pueden alterar el funcionamiento de los equipos, los mismos están relacionados con el entorno en el cual se encuentran instalados los mismos, en este caso se puede hablar de sombras o variaciones en la dirección y velocidad del viento debido a nuevas edificaciones en los alrededores de la institución, en el caso de la Escuela República del Perú, los sistemas, fotovoltaico y eólico, podrían verse afectados en forma parcial o total. En el caso del fotovoltaico dependería de las horas sombra que produciría una nueva edificación, lo cual disminuiría la eficiencia del sistema, por otra parte el sistema eólico podría

verse afectado en su totalidad , ya que, como lo muestra la tabla A.2, la velocidad del viento promedio anualmente en esa zona es de 2.73 m/s, tomando en cuenta que la velocidad para el arranque del equipo seleccionado está en alrededor de los 3 m/s, aunque se debe considerar que el rango de generación de este aerogenerador admite hasta un mínimo de 2m/s una vez rota la inercia, pero con eficiencias energéticas muy por debajo comparadas con su generación nominal, es por ello que una posible edificación anexa a la escuela podría disminuir o eliminar la presencia de viento que actuaría sobre los aerogeneradores.

### D.3. Resultados de los Sistemas Fotovoltaicos.

Durante el desarrollo del proyecto se planteó la implementación de un sistema fotovoltaico, el mismo con capacidad de cubrir el 100% de la demanda energética de la institución. A continuación se explican los resultados del VAN y del TIR obtenidos por medio de los análisis financieros realizados para cada uno de los sistemas fotovoltaicos y para el sistema con aerogeneradores. Además se mencionan algunas falencias o inexactitudes para cada uno de los casos.

#### Sistema fotovoltaico calculado por la aplicación BAC-Solar. (Primer caso)

Tabla D.3.1.

Sistema fotovoltaico calculado por la aplicación BAC-Solar.

Numero de paneles	Potencia anual generada (Kw/h)	Potencia anual demandada (Kw/h)	Porcentaje del consumo	VAN > 0 (años)	TIR
94	33048	30302	109%	19	10%

Fuente: Propia:

El caso del cálculo realizado por la aplicación y suponiendo el rendimiento mínimo aceptable o la tasa de interés igual al 8%, el proyecto como tal presenta un VAN positivo a partir del año 19, recordando que la vida útil de los paneles se estima en 25 años, por lo tanto, se dispondrían de 6 años en los cuales el proyecto genera ahorros para la institución; para el año 25 entonces se estimaría un VAN aproximadamente de 8 millones de colones, de la inversión inicial de un poco más de 36 millones de colones, según lo mostrado por el gráfico obtenido con los datos de la tabla C.3 pero cabe mencionar que en este punto, en el año 25, se debería de invertir en la sustitución de los paneles solares.

Como se estableció en la sección de conceptos financieros del marco de referencia, si el VAN es positivo se considera que la inversión es rentable para el plazo establecido. Por otra parte, la TIR es del 10%, la misma 2% más que la tasa de interés utilizada en el cálculo financiero. Lo cual, según lo visto en la sección de conceptos financieros del marco de referencia, se consideraría beneficioso para el proyecto.

De igual forma en el análisis financiero se mostraron los mismos cálculos, pero con un rendimiento mínimo aceptable o tasa de interés igual al 6%, suponiendo mejores condiciones para la inversión inicial y su recuperación, como se demuestra en el gráfico de la tabla C.3, con este monto de interés, el VAN ascendería a un monto alrededor de los 22 millones de colones al finalizar los 25 años.

Por otra parte, la aplicación establece y considera; para la inversión inicial, la sustitución de los inversores, pero solo establece que se debe hacer según la vida útil de los mismos; a los 10 años, pero no especifica si se contempla el cambio de los mismos a lo largo de los 25 años que se estima el proyecto, lo que implicaría que el cambio de inversores a los 20 años no está contemplado en la

inversión inicial, por lo cual representaría un costo adicional durante el periodo de recuperación de la inversión inicial.

Si bien es cierto que la aplicación toma en cuenta diversos factores, tanto técnicos como económicos para llevar a cabo el análisis, además, de posibles variables de los mismos en el tiempo, la aplicación no establece ningún monto o factor, tan siquiera menciona que el cálculo como tal no considera el cableado del sistema fotovoltaico, el cual dependiendo de las dimensiones del mismo puede llegar a ser un monto considerable que se le deberá adicionar a la inversión inicial del proyecto.

**Sistema fotovoltaico conformado por 117 paneles solares. (Segundo caso)**

Tabla D.3.2.

Sistema fotovoltaico conformado por 117 paneles solares.

Numero de paneles	Potencia anual generada (Kw/h)	Potencia anual demandada (Kw/h)	Porcentaje del consumo	VAN > 0 (años)	TIR
117	49378	30302	163%	23	7%

Fuente: Propia.

El caso del sistema propuesto y suponiendo el rendimiento mínimo aceptable o la tasa de interés igual al 6%, el proyecto como tal presenta un VAN positivo a partir del año 23, recordando que la vida útil de los paneles se estima en 25 años, por lo tanto, se dispondrían de 2 años en los cuales el proyecto genera ahorros para la institución; para entonces en el año 25, se estimaría un VAN aproximadamente de 6 millones de colones, de la inversión inicial de un poco más de 52

millones de colones, según lo mostrado por el gráfico obtenido con los datos de la tabla C.6, al igual que en el caso anterior, en este punto se debería de invertir en la sustitución de los paneles solares debido al término de su vida útil.

Como se estableció en la sección de conceptos financieros del marco de referencia, si el VAN es positivo se considera que la inversión es rentable para el plazo establecido, aunque para este caso, tal como lo demuestran los datos y gráficas, el VAN posee un valor positivo, pero muy cercano al plazo determinado para el proyecto, por lo que no resulta beneficioso para la institución. Por otra parte, la TIR es del 7%, la misma un 1% más que la tasa de interés utilizada en el cálculo financiero. Lo cual, según lo visto en la sección conceptos financieros del marco de referencia, se consideraría beneficioso al ser mayor que la tasa de interés utilizada, pero al tener un valor muy similar a dicha tasa se debería de considerar el beneficio del proyecto como tal, ya que, en la sección de conceptos matemáticos financieros, se estableció:

- Si la  $TIR = k \rightarrow$  En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.

Por otra parte, y suponiendo condiciones más desfavorables en el financiamiento, con un rendimiento mínimo aceptable o la tasa de interés igual al 8%, el VAN del proyecto tan siquiera tendría un monto positivo durante los 25 años en que se estima el proyecto, por lo tanto, bajo estas condiciones el proyecto no presentaría ningún tipo de beneficio para la institución.

### Sistema fotovoltaico conformado por 94 paneles y micro-inversores. (Tercer caso)

Tabla D.3.3.

Sistema fotovoltaico conformado por 94 paneles y micro-inversores.

Numero de paneles	Potencia anual generada (Kw/h)	Potencia anual demandada (Kw/h)	Porcentaje del consumo	VAN > 0 (años)	TIR
94	33048	30302	109%	21	8%

Fuente: Propia.

En el caso del cálculo realizado para un sistema similar al primero con 94 paneles fotovoltaicos; pero con micro-inversores y suponiendo el rendimiento mínimo aceptable o la tasa de interés igual al 6%, el proyecto como tal presenta un VAN positivo a partir del año 21, recordando que la vida útil de los paneles se estima en 25 años, por lo tanto, se dispondrían de 4 años en los cuales el proyecto genera ahorros para la institución; para el año 25 entonces se estimaría un VAN aproximadamente de 10 millones de colones, de la inversión inicial de un poco más de 47 millones de colones, según lo mostrado por el gráfico obtenido con los datos de la tabla C.8, pero cabe mencionar que en este punto, en el año 25, se debería de invertir en la sustitución de los paneles solares.

Como se estableció en la sección de conceptos financieros del marco de referencia, si el VAN es positivo se considera que la inversión es rentable para el plazo establecido. Por otra parte, la TIR es del 8%, la misma superior al valor de la tasa de interés utilizada en el cálculo financiero. Lo

cual, según lo visto en la sección de conceptos financieros del marco de referencia, el proyecto se considera rentable para la institución.

De igual forma en el análisis financiero se mostraron los mismos cálculos, pero con un rendimiento mínimo aceptable o tasa de interés igual al 8%, suponiendo otro tipo de condiciones para la inversión inicial y su recuperación, como se demuestra en el gráfico de la tabla C.8, con este monto de interés, el VAN no presentaría un monto positivo al finalizar los 25 años correspondientes al plazo del proyecto, por lo tanto, no es rentable.

En el caso de los micro-inversores, los fabricantes como SMA, Enphase, Enecsys y iEnergy establecen que los equipos poseen una durabilidad próxima a los 20 años, si bien es cierto que poseen el doble de vida útil que los inversores centralizados, la inversión para la sustitución de los mismos resulta cuantiosa debido a la gran cantidad de micro-inversores que se deben sustituir, tal como se calculó anteriormente, el monto de los micro-inversores haciendo a cerca de los 12 millones de colones, este monto para la sustitución de dichos equipos no está tomado en cuenta en la inversión inicial y dicha inversión se realizaría un año antes de poder percibir algún tipo de ganancia o ahorro por parte del sistema, según lo demuestra el gráfico C.8.

De igual manera que en el primer caso, la aplicación toma en cuenta diversos factores, tanto técnicos como económicos para llevar a cabo el análisis, además, de posibles variables de los mismos en el tiempo, la aplicación no establece ningún monto o factor, tan siquiera menciona que el cálculo como tal no considera el cableado del sistema fotovoltaico, el cual dependiendo de las dimensiones del mismo puede llegar a ser un monto considerable que se le deberá adicionar a la inversión inicial del proyecto.

#### D.4. Resultados para el Sistema de Aerogeneradores (Cuarto caso)

Tabla D.4.1.

Sistema con aerogeneradores

Numero de Aerogeneradores	Potencia anual generada (Kw/h)	Potencia anual demandada (Kw/h)	Porcentaje del consumo	VAN > 0 (años)	TIR
6	13340	30302	44%	0	2%

Fuente: Propia.

En el caso del sistema con aerogeneradores propuesto y suponiendo condiciones más desfavorables en el financiamiento con un rendimiento mínimo aceptable o tasa de interés igual al 8%, el proyecto como tal no presenta un valor positivo del VAN durante los 20 años que se estima el proyecto debido a la vida útil de los aerogeneradores, según lo mostrado por el gráfico obtenido con los datos de la tabla C.11, conjuntamente la TIR resultante es de apenas del 2%, muy por debajo de la tasa de interés (8%), con la cual se realizaron los cálculos, por lo que según se estableció en la sección de conceptos financieros del marco de referencia, si el VAN es negativo se considera que la inversión no es rentable para el plazo establecido. Por otra parte, la TIR es del 2%, la misma 6% menos que la tasa de interés utilizada en el cálculo financiero. Lo cual, según lo visto en la sección de conceptos matemáticos financieros, se consideraría desfavorable y el proyecto como tal no es rentable.

#### **D.4.1 Resultados para un Sistema mixto de Energía Renovable.**

Tal y como se mencionó en el marco de referencia, existen sistemas donde se utilizan métodos distintos para producir la energía demandada, esto con el fin de aprovechar las condiciones climatológicas de la ubicación y la complementación de los sistemas, sin embargo, para la Escuela República del Perú la utilización de un sistema mixto sería inadecuado debido a las siguientes condiciones:

- La estructura de los tejados no está diseñada para soportar la instalación de un sistema de Aero-turbinas.
- La velocidad del viento presente en la ubicación de la institución resulta insuficiente para generar energía significativa según la demanda de la escuela. Tal como lo demuestra el análisis financiero para los aero-generadores, el sistema no resulta rentable.
- El área para la colocación de los sistemas (el tejado) resulta inadecuado para la instalación de dos sistemas de energía renovable a la vez.

A continuación se muestra la tabla del resumen financiero donde se pueden comparar los distintos montos para cada uno de los casos, seguidamente se procede a explicar dicha tabla realizando la comparación de cada resultado, tanto del VAN como del TIR obtenidos anteriormente, esto con el fin de poder comparar los sistemas entre sí.

## Resultados Financieros.

### D.5 Resumen Financiero de los Distintos Sistemas de Energía Renovable

Tabla D.5.1

Cuadro de Resumen Financiero.

Instalación	Inversión Inicial	Tiempo del proyecto	VAN (K=6%)	VAN (K=8%)	TIR
94 Paneles	€36.336.600	25 años	€21.289.554	€9.248.657	10%
117 Paneles	€52.251.988	25 años	€5.374.177	€-6.666.729	7%
94 Paneles con micro- inversores	€47.348.068	25 años	€10.280.821	€-1.762.810	8%
Aero- generadores	€39.287.192	20 años	€-13.591.071	€-18.050.687	2%

Fuente: Propia.

En el cuadro de resumen anterior se muestra con gran facilidad la diferencia y el comportamiento financieramente de cada uno de los distintos sistemas de energía renovable propuestos para el ahorro energético de la Escuela República del Perú.

Para cada uno de los sistemas se presentan los valores del VAN para distintas tasas de interés, del 6% y del 8%, esto con el fin de tener una perspectiva del comportamiento financiero de cada uno de los proyectos dependiendo de la obtención de créditos con condiciones más favorables o con tasas de interés más alta, de igual forma se presenta el TIR para cada uno de los proyectos, a continuación, se presenta la explicación de estos valores.

## **Resultados del VAN**

Primeramente, recordando los conceptos matemáticos financieros, el VAN permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros ocasionados por una inversión. La metodología radica en descontar, al período actual (es decir, actualizar mediante una tasa), todos los flujos de caja futuros, o en determinar la equivalencia en el tiempo de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial.

Según el monto del VAN obtenido a través de su relación matemática, se pueden tomar las decisiones correspondientes en cuanto al proyecto según los siguientes criterios:

- $VAN > 0$ : el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, que a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- $VAN = 0$ : el proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, por lo que su realización en principio es indiferente.
- $VAN < 0$ : el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

Teniendo claro el concepto y la interpretación del VAN, se puede afirmar que con una tasa del 6%, los proyectos con paneles solares generan beneficios para la institución, ya que, dicho monto es positivo, el hecho de que el VAN sea positivo no es suficiente para tomar una decisión acerca

del proyecto, existen factores como tiempo de recuperación y mayor generación de ahorro-beneficio que se deben de considerar ante proyectos con características similares, como lo muestra el cuadro D.5.1, hay montos del VAN más elevados que otros y algunos proyectos se recuperan en menor tiempo.

De igual forma es importante tener claro el tiempo que se estima para el proyecto, en este caso se tomó como referencia la vida útil de los paneles fotovoltaicos, igual a 25 años, por ejemplo, el sistema con 117 paneles solares presenta un VAN positivo a partir del año 23 por lo tanto, se dispondría solamente de 2 años en los cuales el proyecto genera ahorros para la institución. Aunque el VAN es positivo dentro del plazo establecido para el proyecto, los ingresos generados durante los dos años restantes posiblemente no sean los necesarios para afrontar el reemplazo de los paneles solares al cabo de su vida útil.

En el caso de la propuesta con aerogeneradores, tal como lo muestra el VAN, tanto con una tasa de interés del 6% como del 8% el valor del mismo es negativo, por lo tanto, y según la interpretación del VAN, en este caso el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

Con una tasa de interés del 8%, solamente la instalación propuesta con 94 paneles solares presenta un VAN positivo, el cual según la interpretación del mismo traería beneficios para la institución. Como se muestra en la tabla C.3, el valor del VAN es positivo a partir del año 19, por lo tanto, se dispondrían de 6 años en que el proyecto generaría ahorros para la institución, obteniendo un VAN de alrededor de los 9 millones de colones para el año 25 en que se consideró el proyecto.

## Resultados de la TIR

En el caso de la tasa interna de retorno o TIR, puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo el costo de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto expresada por la TIR supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

El criterio general para saber si es conveniente realizar un proyecto según los resultados de la TIR son los siguientes:

- Si la  $TIR \geq k \rightarrow$  Se aceptará el proyecto. El proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el costo de oportunidad).
- Si la  $TIR \leq k \rightarrow$  se rechazará el proyecto. El proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.
- Si la  $TIR = k \rightarrow$  En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.

En el caso del sistema planteado con 94 paneles solares la TIR es mayor, de un 10%, tanto con una tasa de interés del 6% como con una tasa del 8%, lo que indicaría que se aceptará el proyecto, puesto que da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida.

Para el sistema planteado con 117 paneles solares la TIR, de un 7%, es mayor cuando la tasa de interés es igual al 6%, pero la misma es menor cuando la tasa de interés es igual al 8%.

Con una tasa de interés del 8%, tanto la TIR con el VAN indican que el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado, no es rentable. Por otra parte, con una tasa de interés del 6%, la TIR es mayor, además, el VAN es positivo, sin embargo, y como se mencionó anteriormente, se deben de considerar otros aspectos como el tiempo de recuperación, tomando en cuenta que el tiempo de recuperación del proyecto resulta muy ajustados con el plazo del mismo.

En el caso de la tercera instalación propuesta, de 94 paneles con micro-inversores, el valor de la TIR posee el mismo valor de la tasa de interés cuando dicha tasa es igual al 8%; en este caso, según la interpretación para la TIR, la inversión podrá llevarse a cabo si no hay alternativas más favorables. En el caso de que la tasa de interés sea igual al 6%, el valor de la TIR para el proyecto es del 8%, por lo tanto, la interpretación de la TIR nos indica lo siguiente; si la TIR es mayor que  $k$ , se acepta el proyecto. El proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida.

Para el sistema con aerogeneradores, tanto con una tasa de interés del 6% como del 8%, el valor de la TIR es negativo para ambos casos, por lo que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida, por lo tanto, se considera que el proyecto no es rentable.

## **D.6 Comportamiento del VAN y del TIR**

### **Resumen comparativo para las variables del VAN y del TIR.**

Se muestra a continuación, el comportamiento de las variables financieras para diferentes casos, para lo cual se varía la cantidad de paneles solares para distintos sistemas propuestos, esto con el fin de realizar una comparativa entre dichos casos, estableciendo la relación entre el costo inicial y el comportamiento del VAN y del TIR en cada caso.

Como punto de referencia, se eligió el sistema propuesto conformado por 117 paneles solares, posteriormente se calcularon tres sistemas con un mayor número de paneles y otros tres sistemas con un menor número de paneles con respecto al punto de referencia.

Para realizar dicho calculo, se procedió a utilizar los datos para instalación de la empresa Smart-Grid; tal como se efectuó anteriormente en la sección C.4. Cada uno de los sistemas se calculó de forma independiente según el número de paneles, por lo tanto, el monto final corresponde al costo total de equipos e instalación de los mismos. A continuación, se muestra la tabla correspondiente con los montos considerados para el cálculo del costo inicial de cada uno de los distintos casos.

Tabla D.6.1

Montos Considerados para el Costo Inicial de cada caso.

	Monto	Costo
Sistema de paneles solares	\$2.28 por watt instalado	Costo #1 (\$)
Tramitología	7% del Costo #1	Costo #2 (\$)
Nuevo medidor bidireccional	\$980	Costo #3 (\$)
	Inversión inicial	Sumatoria 1+2+3= (\$)

Fuente: Estimación de costos de la empresa Smart-Grid.

El monto de inversión inicial, se multiplica por el tipo de cambio utilizado por BAC-Solar en el análisis previo, el cual era de ₡556 por dólar para el día 9 de mayo del 2018, esto con el fin de que todos los casos sean congruentes.

Cada uno de los sistemas cubren la totalidad del consumo energético de la institución, por lo tanto, sus porcentajes de generación de energía son mayores al 100%, llegando en el último caso propuesto a un 217% de energía producida por el sistema.

A continuación, se muestra la tabla D.6.2, dicha tabla cuenta con siete sistemas fotovoltaicos conformados cada uno por distintas cantidades de paneles solares, lo cual afecta el monto de la inversión inicial y por ende los resultados obtenidos en cuanto a las variables financieras, tanto del VAN como del TIR.

De igual forma la tabla muestra los porcentajes anuales de distintos montos que afectarán económicamente al proyecto durante el periodo del mismo. Dichos montos considerados son los siguientes:

- Aumento de la factura eléctrica, igual al 6% por año.
- Costo por acceso a la red eléctrica, igual al 1% por año.
- Perdida en la eficiencia de los paneles solares, igual al 1% por año debido al deterioro y desgaste natural de los sistemas.
- Inflación, aunque la inflación como tal se considera de un 4.5%, la misma se deprecia debido a que este parámetro es parte de las variables que el Banco Central de Costa Rica procura mantener estables, por lo tanto, se supone sin cambios durante el periodo de análisis.

Tabla D.6.2

Variabilidad del VAN y del TIR. (Tabla en Excel/ Anexo 9).

Energía	Aumento Factura Eléctrica (anual)	Costo por acceso a la red (anual)	Perdida de eficiencia del sistema (anual)	Inflación (anual)	Tasa
KW/h	6%	1%	1%	4.5%	8%
<b>Sistemas Fotovoltaicos</b>					
Número de Paneles	VAN	TIR	Periodo de Recuperación.	Energía generada	
94	₡4.055.539,55	9%	19 años	109%	
100	₡1.412.318,55	8 %	24 años	123%	
112	₡ -3.757.925,45	7%	33 años	151%	
117	₡ -6.851.173,45	7%	38 años	163%	
130	₡ -7.663.825,45	7%	48 años	181%	
140	₡ -15.911.529,45	5%	55 años	194%	
156	₡ -22.855.969,45	5%	66 años	217%	

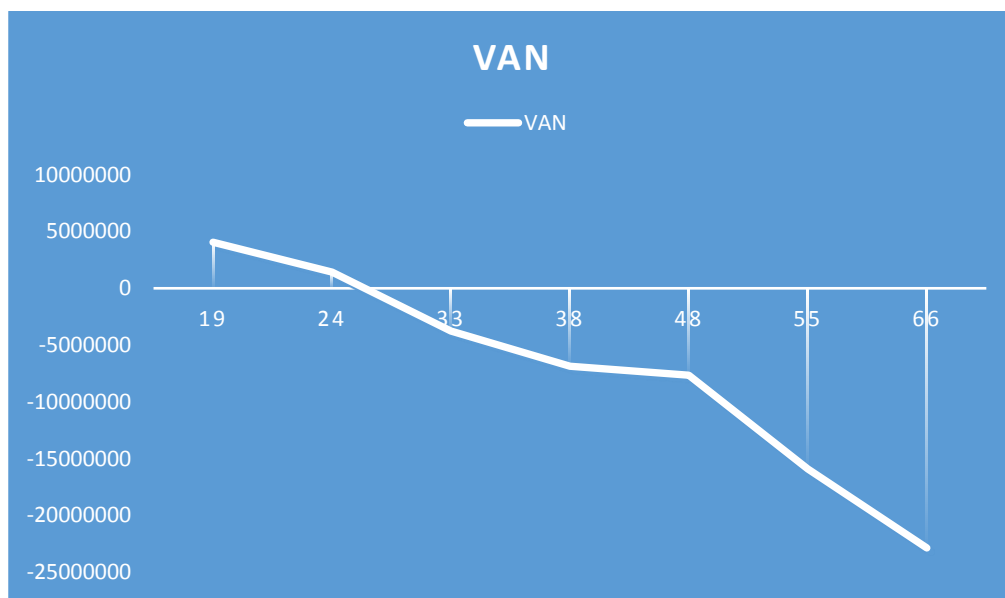
Fuente: Propia.

La tabla anterior muestra la variación existente tanto en el monto del VAN como en el monto de la TIR, este cambio se debe simplemente a la cantidad de paneles con que cuenta cada uno de los sistemas fotovoltaicos, por ende; según lo mostrado por la tabla, una mayor cantidad de paneles fotovoltaicos no significa un mayor ahorro económico, esto debido a circunstancias económicas y jurídicas mencionadas anteriormente, las cuales limitan el uso total del exceso de energía generada

por los sistemas, así como la falta de retribución económica de dichos excesos. Tal como lo muestra la tabla, el sistema con 94 paneles resulta viable produciendo apenas un 109% de la energía demandada, mientras que los sistemas con producción mayor al 123% no resultan económicamente viables.

A continuación, se muestran gráficamente los resultados de la tabla D.6.2, tanto para el VAN como para el TIR.

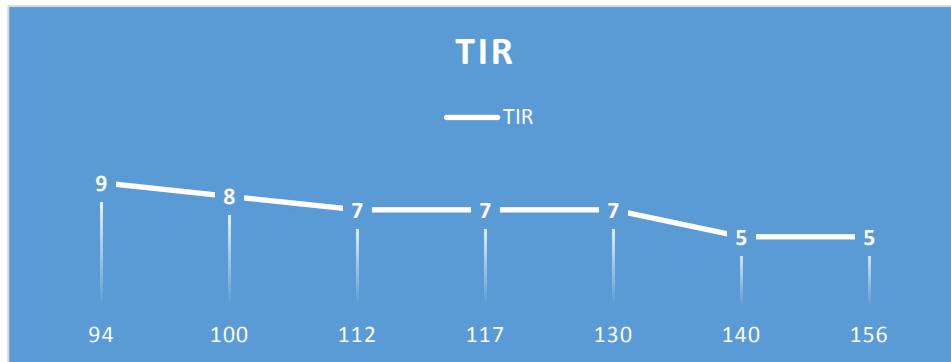
Figura D.6.1. Comportamiento gráfico de VAN.



Fuente. Propia.

El gráfico anterior muestra el valor del VAN y el año en que se estima la recuperación del proyecto, el VAN decrece conforme aumenta el número de paneles de los sistemas, por lo tanto, se puede afirmar que una mayor producción de energía debido a una mayor cantidad de paneles en el sistema no significa un mayor ahorro de energía ni una mayor rentabilidad del proyecto. Por el contrario, los sistemas que están conformados por una menor cantidad de paneles poseen valores positivos para el VAN antes de los 25 años en que se estimaron los proyectos.

Figura D.6.2. Comportamiento gráfico de la TIR.



Fuente: Propia.

El gráfico anterior muestra el valor de la TIR según la cantidad de paneles con que cuenta cada uno de los distintos sistemas, como se observa y al igual que en el caso del VAN, conforme aumenta el número de paneles solares el valor de la TIR decrece, alcanzando un valor igual al 5% para los dos últimos sistemas conformados por 140 y 156 paneles, con dichos porcentajes de TIR (5% y 7%) los proyectos no resultan rentables. Por otra parte, el sistema conformado por 94 paneles obtiene el mayor porcentaje de TIR, por lo que se considera rentable. Al igual que el gráfico anterior se puede afirmar que una mayor producción de energía debido a una mayor cantidad de paneles en el sistema no significa un mayor ahorro de energía ni una mayor rentabilidad del proyecto.

## **Capítulo V: Conclusiones y Recomendaciones.**

### **5.1. Conclusiones**

Como se mostró en la sección A del capítulo IV, la Escuela República del Perú presenta condiciones de consumo energético desiguales a lo largo del año, esto debido al normal funcionamiento que presenta una institución de educación primaria, ya que, como se mencionó anteriormente durante el desarrollo y análisis de los datos, durante algunos meses el consumo energético de la institución es casi nulo, esto debido al periodo de vacaciones durante el cual la escuela se encuentra inactiva, por otra parte, se registraron meses con un consumo mayor al promedio mensual de la institución, de igual forma debido al normal funcionamiento de la misma. Son estas diferencias de consumo las que afectan la rentabilidad de un sistema de energía renovable, tal y como se demostró en el análisis financiero para cada uno de los casos expuestos.

De acuerdo con la información climatológica provista por el Instituto Meteorológico Nacional para la ubicación de la Escuela República del Perú, dicha ubicación cuenta con un promedio anual de radiación solar de 3.63 KWh/m<sup>2</sup>, los cuales resultan favorables para la implementación de un sistema de energía renovable fotovoltaico, de igual forma la dirección, área y grado de inclinación de los tejados resultan favorables para implementar dicho sistema. Siempre que se mantengan las condiciones estructurales en los alrededores de la institución.

De acuerdo con la información climatológica suministrada por el Instituto Meteorológico Nacional para la ubicación de la Escuela República del Perú, dicha ubicación cuenta con un promedio anual de velocidad del viento igual a 2.73 m/s, aunque para el cálculo del sistema con aerogeneradores se eligió el equipo que presentaba mejores características en condiciones con poca velocidad del viento, se considera poco favorable las velocidades del viento presentes en la

ubicación de la escuela para optar por un sistema conformado por aerogeneradores, el cual no sería rentable para la institución. De igual forma los tejados de la institución no se encuentran capacitados para la instalación de este tipo de sistemas.

La instalación de un sistema de energía renovable, está sujeto a una cantidad de aspectos a considerar, los cuales van más allá del beneficio económico o ambiental que el proyecto pueda traer consigo al ser implementado en cualquier institución o edificación. Para la implementación de este tipo de proyectos se deben considerar los criterios técnicos y normativos, que indican tanto la CNFL u otra compañía distribuidora, así como los reglamentos y parámetros que se establecen en el capítulo XII de AR-NT-POASEN acerca del libre acceso de generadores para autoconsumo, así como establecido por ARESEP, de igual forma los aspectos ambientales y geográficos, como las características y condiciones del entorno donde será instalado el sistema como tal.

La sección D.6 muestra la variación existente tanto en el monto del VAN como en el monto de la TIR para cada uno de los proyectos planteados, este cambio se debe simplemente a la cantidad de paneles con que cuenta cada uno de los sistemas fotovoltaicos, por ende; según lo mostrado en dicha sección, una mayor cantidad de paneles fotovoltaicos no significa un mayor ahorro económico, esto debido a circunstancias económicas y jurídicas mencionadas anteriormente, las cuales limitan el uso total del exceso de energía generada por los sistemas, así como la falta de retribución económica de dichos excesos. Los valores del VAN y TIR decrecen conforme aumenta el número de paneles de los sistemas, con lo cual se puede afirmar que una mayor producción de energía debido a una mayor cantidad de paneles en el sistema no significa un mayor ahorro de energía ni una mayor rentabilidad del proyecto.

## 5.2. Recomendaciones

Primeramente se recomienda considerar la renovación o mantenimiento del sistema eléctrico existente, ya que, como en todo sistema, el paso del tiempo reduce la capacidad y eficiencia del mismo, por lo que con una inspección del sistema, se podrían corregir pérdidas de energía debido al calentamiento de circuitos sobrecargados, pérdidas por calentamiento de líneas debido a un calibre inadecuado, pérdidas por conexiones falsas o en mal estado, pérdidas por terminales o tomacorrientes en mal estado debido al paso del tiempo, pérdidas por conexiones flojas o con torque inadecuado en centros de carga.

Seguidamente se recomienda la utilización de iluminarias de bajo consumo, con tal de disminuir el monto de energía facturado mensualmente, de igual forma estimular tanto a los docentes como a los estudiantes, la importancia de ahorrar energía y utilizar el sistema luminoso solamente si es necesario, por lo tanto, la institución puede lograr un ahorro de energía, pero, además, está promoviendo un sentido de consciencia y de ahorro entre los estudiantes.

Las dos primeras recomendaciones, se orientan a una disminución del consumo energético de la institución, con base en mejoras que se pueden implementar en el sistema eléctrico actual, de igual forma las recomendaciones anteriores se consideran como el primer paso antes de implementar un sistema de energía renovable, ya que, el ahorro de energía debido a un sistema fotovoltaico o eólico sería insignificante si al sistema que se le está suministrando la energía producida presenta pérdidas o ineficiencias.

En el caso de implementar un sistema fotovoltaico se recomienda contratar a una empresa con experiencia en la instalación de sistemas fotovoltaicos en Costa Rica que, además, ofrezca el servicio de trámites requeridos conforme a las normativas, con tal de evitar posibles sanciones o

incumplimientos con la ley, asimismo que se encarguen de la instalación y mantenimiento del sistema fotovoltaico, así como del seguimiento y atención de eventualidades. Lo que se busca es contar con respaldo y seguimiento, tanto de los equipos como del sistema en general, para evitar gastos futuros que puedan incrementar el costo final del proyecto.

Se debe considerar la época o los meses en que se quiera instalar un sistema fotovoltaico, recordemos que los meses de mayor producción coinciden con los meses de verano, mientras que los meses de menor producción coinciden con los meses de invierno. Si se decide instalar el sistema durante la época de invierno, el sistema no será capaz de producir la energía suficiente para cubrir la demanda de la institución, por lo tanto, este faltante de energía se obtendrá de la red al costo que estable el proveedor del servicio y por ende el ahorro que se estimó para dichos meses en la factura eléctrica se verá afectado, así como la estimación de los meses subsiguientes, debido a esto la recuperación de la inversión inicial del proyecto se puede prolongar, ya que, los ahorros en la factura eléctrica se verán afectados con respecto a los calculados en la presente investigación.

En el caso de cualquier proyecto, las variables financieras tanto del VAN como del TIR resultan de gran ayuda para tomar las mejores decisiones, esto debido a que dichas variables dictan la rentabilidad que pueda tener a futuro la implementación de un proyecto, tal como lo muestra la sección D.6. Es por esta razón de la importancia de llevar a cabo un buen análisis financiero que abarque las posibles variantes, tanto económicas como del mercado, así como las que se puedan llevar a cabo en el proyecto con tal de obtener la mejor rentabilidad del mismo.

La energía solar está teniendo su momento de auge absoluto. A finales del 2017, se habían instalado en todo el mundo una cantidad estimada de 402,055 Gigavatios de energía solar. Según un informe reciente de la Agencia Internacional de Energías Renovables, esa cifra podría alcanzar los 4.500 GW en 2050; pero, los paneles solares que generan esa energía no perdurarán para

siempre. La vida útil estándar de la industria es de unos 25 años, lo que significa que algunos de los paneles instalados en aquellos inicios, pronto serán retirados. Y cada año que pasa, más y más serán retirados del servicio, módulos fotovoltaicos de vidrio y metal que pronto comenzarán a sumar millones y luego decenas de millones de toneladas métricas de material.

En la actualidad, solo la Unión Europea ha adoptado regulaciones específicas en el campo del reciclaje. La mayoría de países de todo el mundo los clasifican como basura o material industrial, esto debido a que los paneles solares son complicados de reciclar; además, están hechos de muchos materiales, algunos peligrosos y ensamblados con adhesivos y selladores que dificultan su separación y en muchos casos, sin instrucciones claras para su proceso de reciclaje.

Se estima que hasta un 90% del vidrio y del material semiconductor puede ser reutilizado en nuevos paneles u otros productos de vidrio, pero se debe tomar en cuenta que casi el 75 % del material que se separa es vidrio, que es fácil de reciclar en nuevos productos, pero también tiene un valor de reventa muy bajo, así que cuanto menor es el valor que un “reciclador” puede extraer, menor es el incentivo para reciclar. De aquí la importancia y conciencia al contratar una empresa responsable, no solo para la instalación del sistema, sino que también brinde el futuro reciclaje y tratamiento de los equipos.

## Capítulo VI: Propuesta

### 6.1 Implementación

#### Infraestructura de la Institución.

El capítulo que a continuación se presenta, corresponde al diagrama unifilar del sistema fotovoltaico propuesto, el cual, según los datos obtenidos y con base en los resultados del análisis financiero, se eligió el sistema conformado por 94 paneles fotovoltaicos, dicho sistema resulta el más atractivo, ya que, posee un tiempo de recuperación menor, así como la mayor tasa interna de retorno entre los distintos proyectos. Sin embargo se puede considerar una reducción en el número de paneles debido a la conexión serie-paralelo de los mismos.

Las siguientes corresponden a dos imágenes del frente de la escuela República del Perú, dicha institución cuenta con tres pisos de altura en su infraestructura.



Figura 6.1 Imagen de la Escuela República del Perú.

Fuente: [https://www.ecured.cu/Escuela\\_Rep%C3%BAblica\\_del\\_Per%C3%BA](https://www.ecured.cu/Escuela_Rep%C3%BAblica_del_Per%C3%BA)



Figura 6.2. Imagen de la Escuela República del Perú.

Fuente: [https://www.ecured.cu/Escuela\\_Rep%C3%BAblica\\_del\\_Per%C3%BA](https://www.ecured.cu/Escuela_Rep%C3%BAblica_del_Per%C3%BA)

Las fotografías muestran una vista diagonal de la institución, en donde se pueden apreciar como la misma cuenta con tres pisos de altura, cada uno de los mismos posee cerca de 2.9 metros de altura, a esto se le deben agregar alrededor de 40 centímetros de entrepiso entre el segundo y tercer piso, así como cerca de 50 centímetros existentes entre el cielo raso y el tejado como tal, en el tercer piso, por lo tanto, la altura desde el primer piso hasta el tejado de la institución es de alrededor de 9.6 metros de altura.

#### **Área seleccionada para el sistema fotovoltaico.**

Se requieren de 266 metros cuadrados, para la ubicación del sistema fotovoltaico, tal como se estableció en la sección C.3. Recordando lo establecido en la sección A de diagnóstico, en el apartado A.4 acerca del área disponible para la colocación de los sistemas de energía renovable, la

sección A del tejado cuenta con 406.5 metros cuadrados y dirección sur, en dicha sección se podrá instalar la estructura de soporte con una inclinación de 15 grados, la misma se muestra a continuación por medio de la imagen satelital obtenida por medio del sitio Web, google maps.

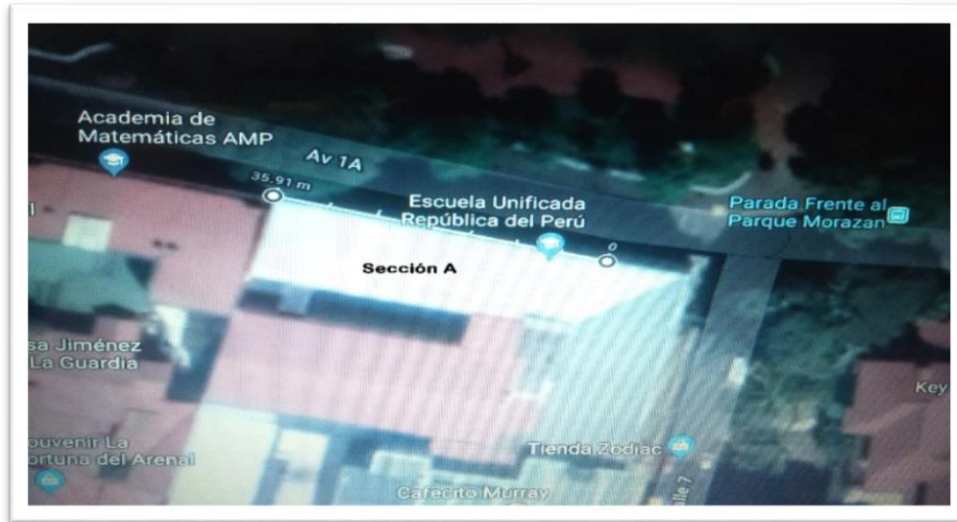


Figura 6.3. Imagen satelital del tejado de la Escuela República del Perú.

Fuente: <https://www.google.com/maps/@9.9155968,-84.0777728,15z>

Como se mencionó anteriormente, el área de la sección A del tejado es de 406.5 metros cuadrados, dicha área resulta apta para la instalación del sistema fotovoltaico, el cual posee un área de cobertura de 266 metros cuadrados. Por otra parte, dicha sección del tejado, resulta idónea para la instalación del sistema fotovoltaico por dos razones esenciales:

1. La ubicación resulta idónea para la inclinación y dirección de la estructura de soporte para los paneles fotovoltaicos, logrando el buen desempeño de los paneles solares. Por otra parte, no se deben considerar paneles extras para compensar pérdidas de generación debido al mal direccionamiento de los mismos.

- Parte de la sección A del tejado, se encuentra verticalmente, en la misma dirección donde se ubica el centro de carga principal de la institución, por lo tanto, la distancia del cableado desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor se reduce, esto en comparación con la colocación del sistema en alguna de las otras secciones del tejado.

### Ubicación del centro de carga.

En la imagen que se muestra a continuación, se representa con un círculo rojo la ubicación aproximada del centro de carga principal de la institución, el cual se encuentra aproximadamente con dirección vertical a dicho punto, a 7.70 metros de distancia, el centro de carga se encuentra del lado izquierdo de la entrada principal de la escuela, ubicado en un cuarto con paredes de concreto, en donde se almacenan algunos materiales y objetos que la institución utiliza esporádicamente.

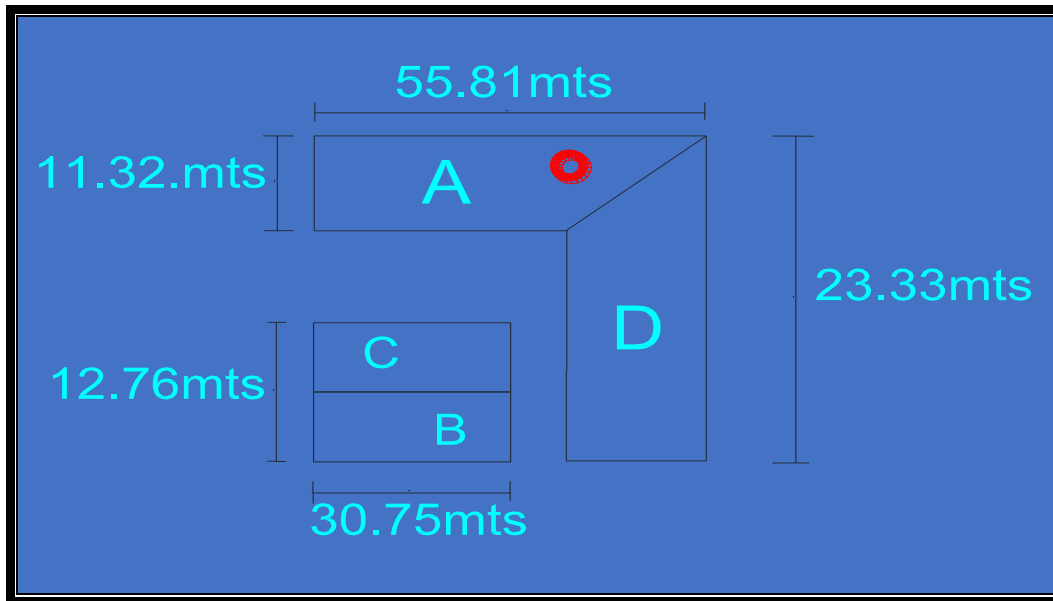


Figura 6.4 Ubicación del centro de carga.

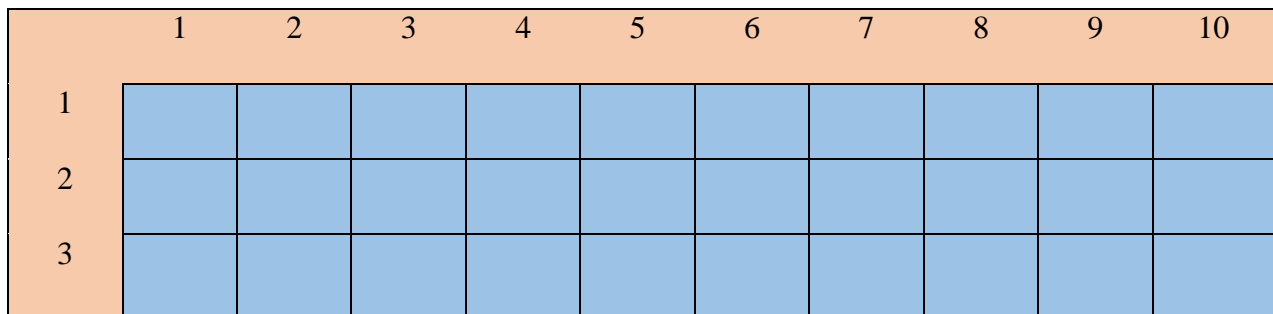
Fuente: Elaboración Propia.

### Dimensionamiento e instalación de los módulos fotovoltaicos.

El sistema fotovoltaico seleccionado está conformado por 94 paneles, sin embargo, considerando la conexión paralelo-serie de los módulos, así como el número de paneles, se opta por conformar el sistema por tres módulos con 30 paneles cada uno, lo que da como resultado un sistema de 90 paneles. Por lo tanto, cada módulo estaría conformado por 3 filas de 10 paneles conectados en serie y a su vez las 3 filas están conectadas en paralelo. Tal como se muestra en la siguiente imagen.

Figura 6.4.1

Módulo fotovoltaico conformado por 30 paneles (Imagen ilustrativa)



Fuente: Propia.

En la siguiente figura se representa por medio de los rectángulos verdes, la colocación de los tres módulos, cada uno de los cuales está conformado por 30 paneles, la dimensión de cada módulo es igual a 19.5 metros de largo por 3.00 metros de ancho. Por lo tanto, la instalación del sistema fotovoltaico permitirá cualquier tipo de mantenimiento o reparación que se deba realizar al tejado como al sistema fotovoltaico como tal, ya que, el sistema no abarca toda el área de la sección A del tejado.

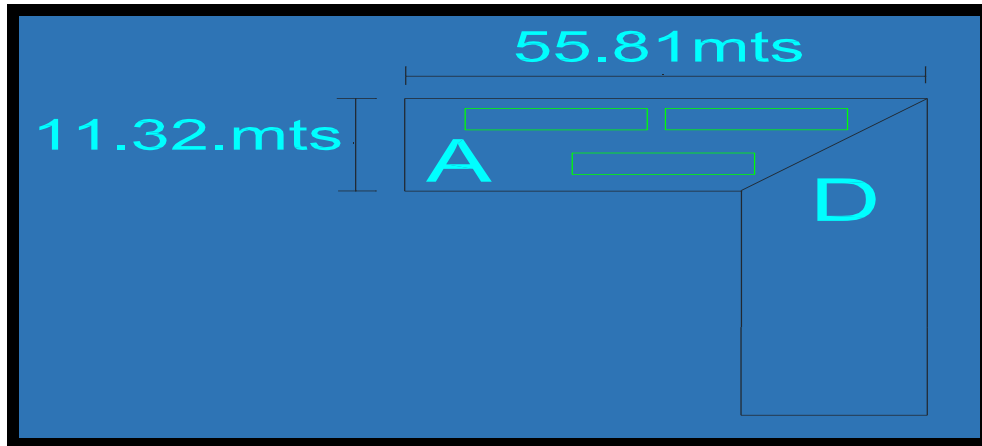


Figura 6.5 Ubicación de los módulos fotovoltaicos.

Fuente: Elaboración Propia.

### Conexión de un sistema fotovoltaico.

A continuación, se muestra un ejemplo de conexión para un sistema fotovoltaico.

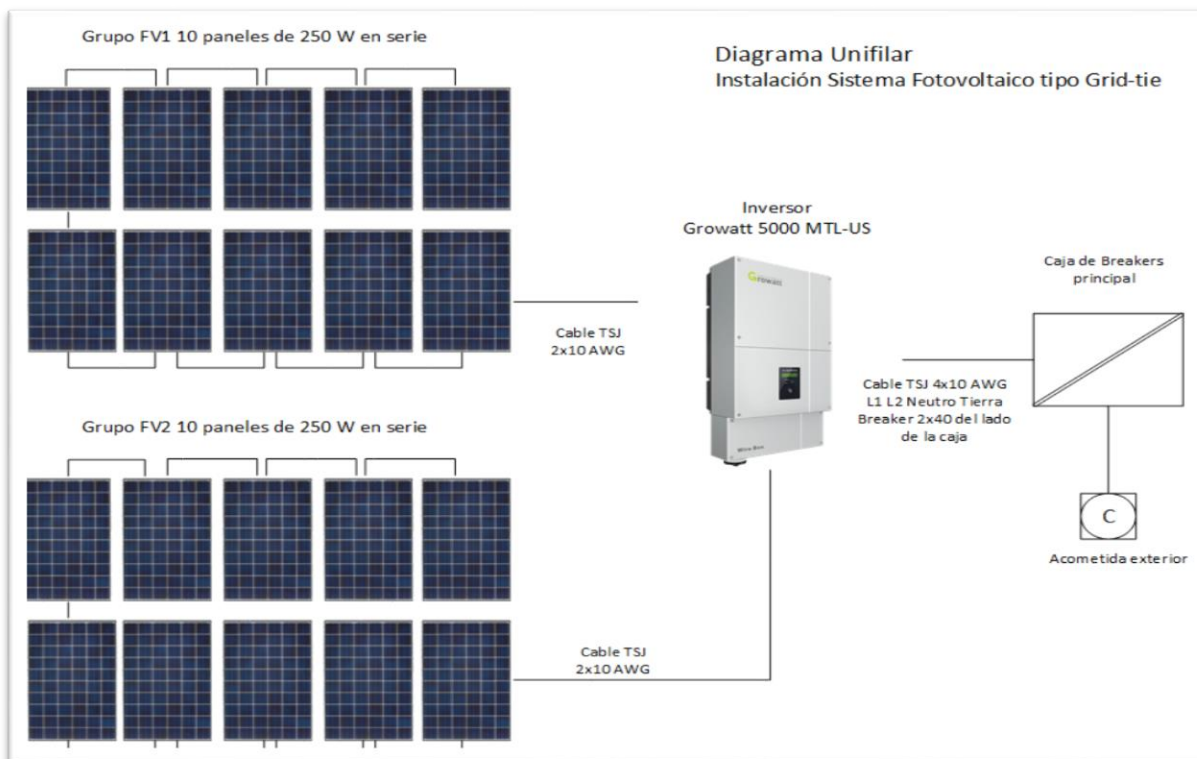


Figura 6.6 Diagrama de conexión de un sistema fotovoltaico.

Fuente: <https://www.bmasdigital.com/kit-interconexion-cfe-módulo-solar-policristalino-microinversor-dual-interconexion-base-aluminio-QSP660260KIT4B>.

En el ejemplo anterior de conexión para un sistema fotovoltaico, se observan dos módulos de 10 paneles cada uno, el cual está conformado por 2 filas de 5 paneles conectados en serie, a su vez las dos filas se encuentran conectadas de igual forma en serie, cada salida del módulo se dirige hacia la entrada del inversor. Posteriormente, la salida de corriente AC del inversor es inyectada al centro de carga principal por medio de un disyuntor el cual se debe calcular según las características y amperaje de cada sistema.

#### Detalle de la interconexión entre el inversor y el centro de carga principal.

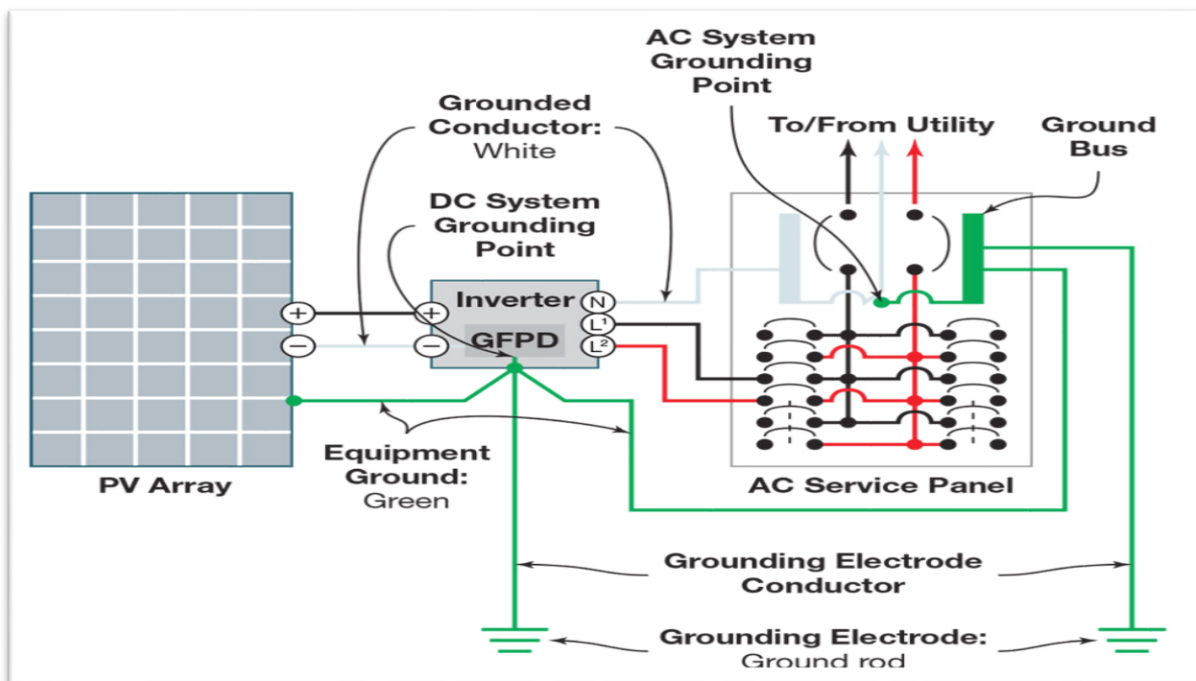


Figura 6.7 Diagrama de conexión inversor-centro de carga.

Fuente: <https://coparoman.blogspot.com/2016/04/diagrama-electrico-html>.

La imagen anterior muestra el detalle de la conexión de la salida del inversor hacia los disyuntores del centro de carga principal, por medio de los cuales se protegerá y alimentará el sistema con la corriente proveniente del sistema fotovoltaico. Además, se muestra la puesta a tierra para cada elemento del sistema.

### **Aditamentos y Consideraciones para la instalación del sistema fotovoltaico**

Se muestran a continuación, algunos de los aditamentos necesarios para la instalación como tal del sistema fotovoltaico.

#### **Interconexión del Panel.**

Los paneles fotovoltaicos cuentan con un dispositivo o cable especial para la interconexión de los mismos ya sea en serie o en paralelo, usualmente dicho dispositivo se conoce como cable MC4. A continuación se muestra una imagen de dicho módulo.

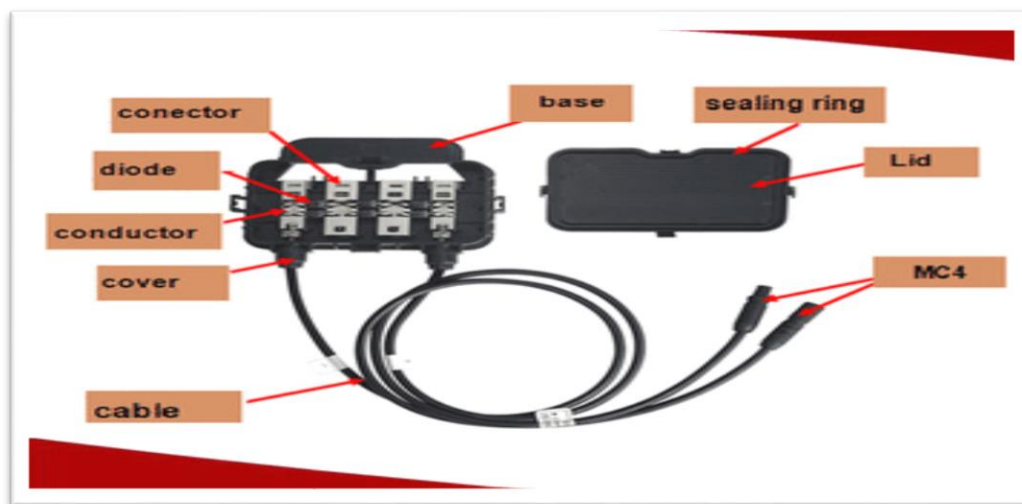


Figura 6.8: Conector MC4.

Fuente: <http://www.naturaltech.cl/par-conector-mc4-paralelo-modelo-html>.

## **Módulo de Interconexión o “Combiner Box”.**

Dependiendo de la envergadura del sistema y de la cantidad de paneles y módulos que se requieran interconectar, se deben de utilizar los módulos de interconexión para reducir la cantidad de líneas que deben de ir hacia la entrada del inversor. A continuación, se muestra una imagen de dicho módulo.

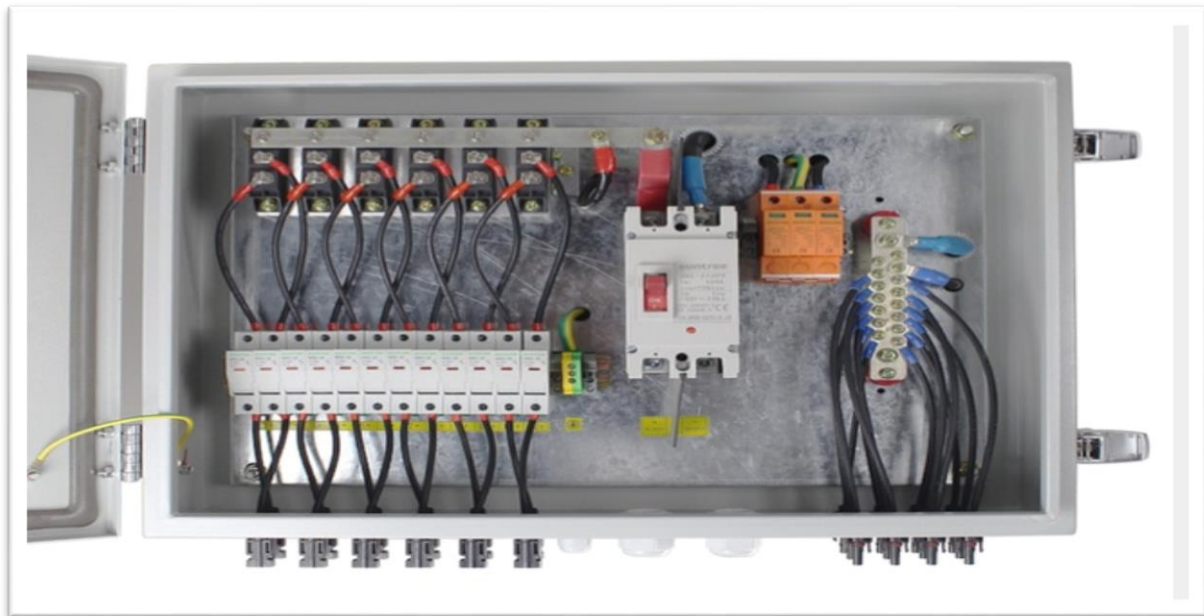


Figura 6.9: Módulo de Interconexión.

Fuente: <https://www.SolarSet.com/itm/Solar-Combiner-Box-with-Circuit-Breakers>.

## **Conductores y Caída de Tensión**

### **Distancia de los Conductores.**

El cableado proveniente del módulo de interconexión debe de dirigirse hasta el inversor, el cual estará ubicado en el cuarto del centro de carga, que se encuentra en el primer piso de la institución, como se mencionó anteriormente; dicha distancia entre el tejado y el centro de carga es de

aproximadamente 7.70 metros, pero debido a circunstancias de la infraestructura, se deben de realizar cambios de dirección en el entubado de los conductores para evitar daños a sistemas e infraestructuras ya existentes así como lograr la menor afectación visual por parte de la canalización. Por lo tanto, dicha distancia se calcula en 12 metros.

### **Conductores DC.**

Para efectos del dimensionamiento de los conductores y protecciones se utilizará como guía el Código Eléctrico Nacional del año 2008, el vigente hasta el momento. Según el Código Eléctrico Nacional del año 2008 (NEC 2008), en su artículo 690.8, inciso B (1): “Los conductores del circuito y los dispositivos de protección contra la sobre-corriente deben dimensionarse de modo que conduzcan como máximo el 125 por ciento de la corriente máxima calculada...”

$$I_{\text{circuito DC}} = I_{\text{máx panel}} * 1,25$$

Cada módulo cuenta con 30 paneles solares, con 3 filas en serie de 10 paneles cada una y cada una de estas filas está conectada en paralelo, por lo tanto, en la salida de cada módulo se tienen 368 voltios y 26.07 amperios.

$$I_{\text{circuito DC}} = 26.07 \text{ A} * 1,25 = 32.6 \text{ A}$$

De esta forma, para esta corriente calculada para el circuito DC se tiene que el cable N° 8 AWG THHN cumple con lo necesario, ya que, el máximo que soporta son 40 amperios a 60 °C; esto según el NEC 2008, tabla 310.16.

### **Caída de Tensión.**

Existen parámetros que se deben de considerar en cuanto a la caída de tensión máxima admisible, a continuación, se presenta un cuadro con las recomendaciones que según el IDEA o Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía se deben considerar para los sistemas fotovoltaicos.

Las recomendaciones según el subsistema a analizar son las siguientes:

Sub-sistema	Caída de tensión Máxima	Recomendada
Paneles – Regulador	3%	1%
Regulador – Baterías	1%	0.5%
Baterías – Inversor	1%	1%
Paneles – Inversor	3%	1%
Inversor – Centro de carga	1%	0.5%

Fuente: IDEA.

Seguidamente se calculará la caída de tensión de los conductores DC, la misma se calcula con la siguiente relación matemática.

Caída de tensión monofásica en cobre:

$$CV\% = \frac{4 * I * L}{a * V}$$

Donde:

CV%: Es la caída de tensión porcentual (%)

L: Distancia del conductor (metros)

I: Corriente de carga (amp)

a: Área transversal de conductor (mm<sup>2</sup>) (Tabla 8)

V: Voltaje (V)

Sustituyendo los datos:

$$CV\% = \frac{4 * 26.04 * 12}{8.37 * 368} = 0.4\%$$

El resultado igual a 0.4% obtenido para el intervalo entre los paneles y el inversor, es menor al porcentaje recomendado por la IDEA para este tipo de trayecto, por lo tanto, la caída de tensión no afecta el funcionamiento del sistema y de los equipos.

### **Protección contra la sobretensión en DC.**

Como lo muestra la ficha técnica, (anexo 3) el inversor seleccionado Red FRONIUS IG PLUS V, posee distintas protecciones, entre las cuales esta:

- Protección contra fallas por arco eléctrico.
- Protección de falla a tierra con un interruptor de monitor de aislamiento.
- Protección de polaridad inversa.
- Cuenta con un medio de desconexión DC certificados para sus parámetros de funcionamiento.
- Protección contra sobre-temperatura.

### **Conductores AC.**

Con base en lo establecido por el Código Eléctrico Nacional, el cual especifica en el artículo 690.10 inciso (b), que la corriente del circuito AC debe ser igual a la corriente nominal de la salida del inversor utilizado; además, de que esta corriente se tiene que sobredimensionar 25% para efecto del cálculo del conductor. Esto debido a lo que indica el 690.8 (b) del NEC.

Según la ficha técnica del inversor, la corriente máxima continua de salida es de 41,6 A; por lo tanto,

$$I_{\text{circuito AC}} = I_{\text{máx salida}} * 1,25$$

$$I_{\text{circuito AC}} = 41,6A * 1,25 = 52 A$$

Debido a que la corriente que tiene que trasegar el conductor es de 52 A, se selecciona el cable calibre N°6 AWG THHN, ya que, puede soportar hasta 55 A (60°C), según la tabla 310.16 del (NEC).

Seguidamente se calculará la caída de tensión de los conductores AC, la misma se calcula con la siguiente relación matemática.

Caída de tensión monofásica en cobre:

$$CV\% = \frac{4 * I * L}{a * V}$$

Donde:

CV%: Es la caída de tensión porcentual (%)

L: Distancia del conductor (metros)

I: Corriente de carga (amp)

a: Área transversal de conductor (mm<sup>2</sup>) (Tabla 8 / NEC)

V: Voltaje (V)

Para este caso en específico, el valor de L será la mayor distancia; de 4 metros, debido a que uno de los tres inversores debe colocarse a mayor distancia del centro de carga, esto por el tamaño de los equipos y del cuarto eléctrico donde se ubica el centro de carga.

Sustituyendo los datos:

$$CV\% = \frac{4 * 52 * 4}{13.30 * 240} = 0.2\%$$

El resultado igual a 0.2% obtenido para el intervalo entre el inversor y el centro de carga, es menor al porcentaje recomendado por la IDEA para este tipo de trayecto, por lo tanto, la caída de tensión no afecta el funcionamiento del sistema y de los equipos.

### **Protección contra sobretensión en AC.**

Con base en lo establecido en el Código Eléctrico Nacional en el artículo 240.6 inciso (A), de Fusibles e interruptores automáticos de disparo fijo, se establece una protección contra sobretensión en AC de 60 A, basados en los 52 amperios calculados a la salida del inversor, además, según las fichas técnicas del inversor es la máxima protección que se puede utilizar. La siguiente imagen muestra el tipo de disyuntor mencionado anteriormente.



Figura: 6.10 Disyuntor doble Square D.

Fuente: <https://www.ULT.es/it/Square-D-60-Amp-Circuit-Breaker-Double-Pole>.

## Centro de Carga o Gabinete.

Se presentan a continuación, las imágenes correspondientes al centro de carga principal (CCP) con el que cuenta la institución.



Figura 6.11. Centro de carga principal de la Escuela República del Perú.

Fuente: Propia.

La acometida de la institución ingresa subterráneamente hacia el interruptor principal, seguidamente ingresa al gabinete que contiene los fusibles principales, posteriormente se dirige al centro de carga principal el cual se encarga de distribuir la corriente hacia los distintos ramales.



Figura 6.12. Centro de carga principal de la Escuela República del Perú.

Fuente: Propia.

Tal como lo muestra la imagen el centro de carga que posee la institución es un gabinete marca SQUARE D (QO), de sobreponer, el cual posee espacio para 20 circuitos, de los cuales solamente hay tres espacios libres o disponibles, por lo tanto, se debe colocar otro centro de carga auxiliar para instalar los disyuntores correspondientes que servirán de entrada y protección para cada uno de los inversores. Para lo cual se considera un centro de carga de 14 circuitos, de los mismos se

ocuparán 6 circuitos o espacios para los 3 disyuntores dobles de 60 amperios que requiere cada uno de los inversores, obteniendo 8 espacios extras.

El centro de carga auxiliar debe contar con el espacio requerido para los nuevos disyuntores, pero de igual forma se deben considerar más espacios en caso de la instalación de nuevos equipos o de una mejor distribución de los ramales debido a remodelaciones, ampliaciones o futuras mejoras del sistema eléctrico de la institución.

Por otra parte, y haciendo la salvedad del caso, si se desean instalar nuevos equipos o se llevan a cabo tanto remodelaciones como ampliaciones, primeramente, se debe de considerar si la acometida de la institución está en capacidad de soportar las nuevas cargas a implementar, esto con el fin de no exceder la capacidad de los conductores.

### **Conexión del Centro de Carga Auxiliar con los Inversores.**

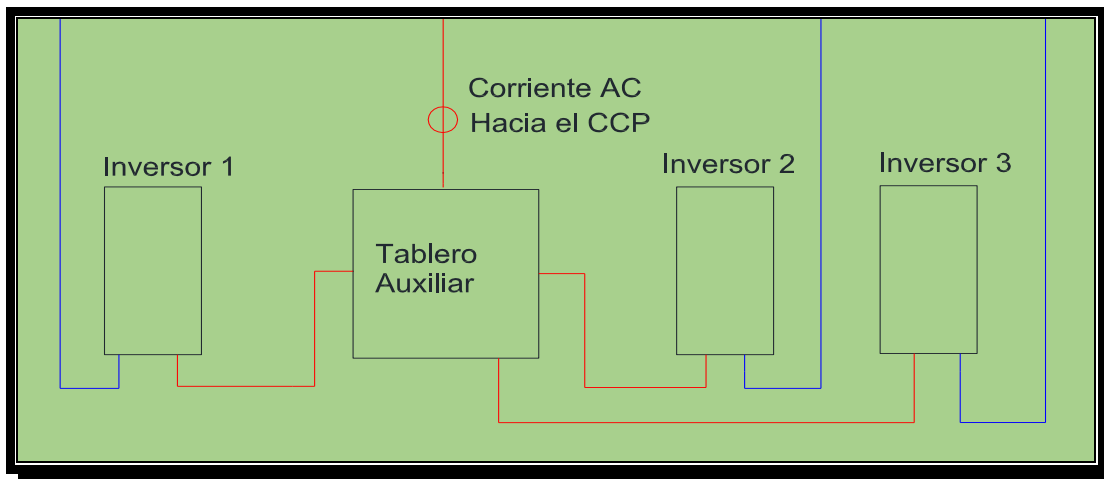


Figura 6.13. Interconexión Inversores-Tablero auxiliar.

Fuente: Elaboración Propia.

La imagen anterior muestra la ubicación de los inversores con respecto al tablero auxiliar, así como la trayectoria de los cableados. Las líneas azules representan el cableado proveniente de los paneles solares hasta la entrada del inversor, mientras tanto las líneas rojas representan el cableado desde la salida del inversor hasta el tablero auxiliar. El cableado representado por la línea roja en la parte superior del tablero auxiliar, es la salida del mismo hacia el centro de carga principal (CCP).

### Conexión de los Disyuntores en el Centro de Carga Auxiliar.

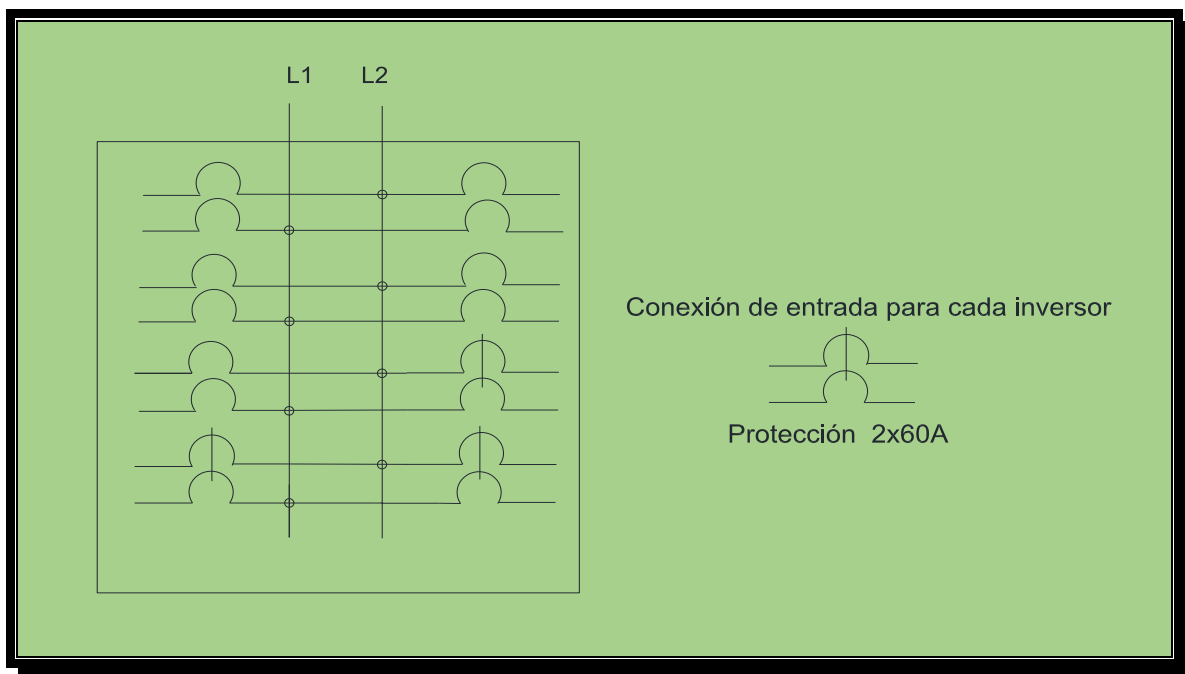


Figura 6.14. Conexión de los Disyuntores en el Tablero auxiliar.

Fuente: Elaboración Propia.

La imagen anterior representa la colocación de los disyuntores o sistema de protección dobles en el centro de carga auxiliar por medio de los cuales se inyectará la corriente procedente de los inversores.

## Diagrama Unifilar

Se muestra a continuación, la sección número uno del diagrama unifilar, la cual muestra los detalles del cableado proveniente de los paneles fotovoltaicos hasta el inversor#1 y el cableado de la salida del inversor hacia el tablero auxiliar.

### Sección #1.

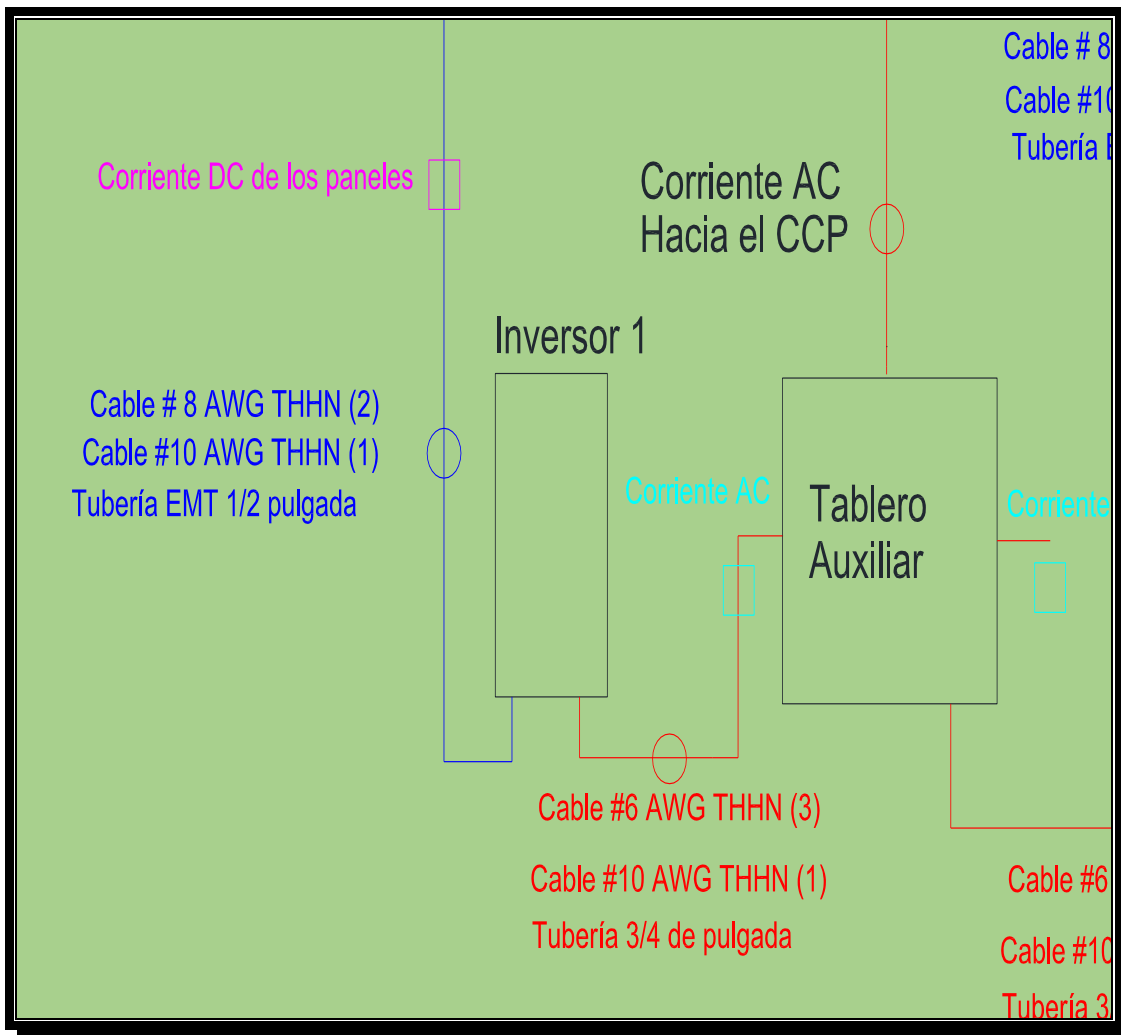


Figura 6.15. Diagrama Unifilar sección 1.

Fuente: Elaboración Propia.

La sección número dos del diagrama unifilar muestra el cableado proveniente de los paneles fotovoltaicos hacia los inversores #2 y #3, así como la salida del cableado desde cada uno de los inversores hasta el tablero auxiliar.

**Sección #2.**

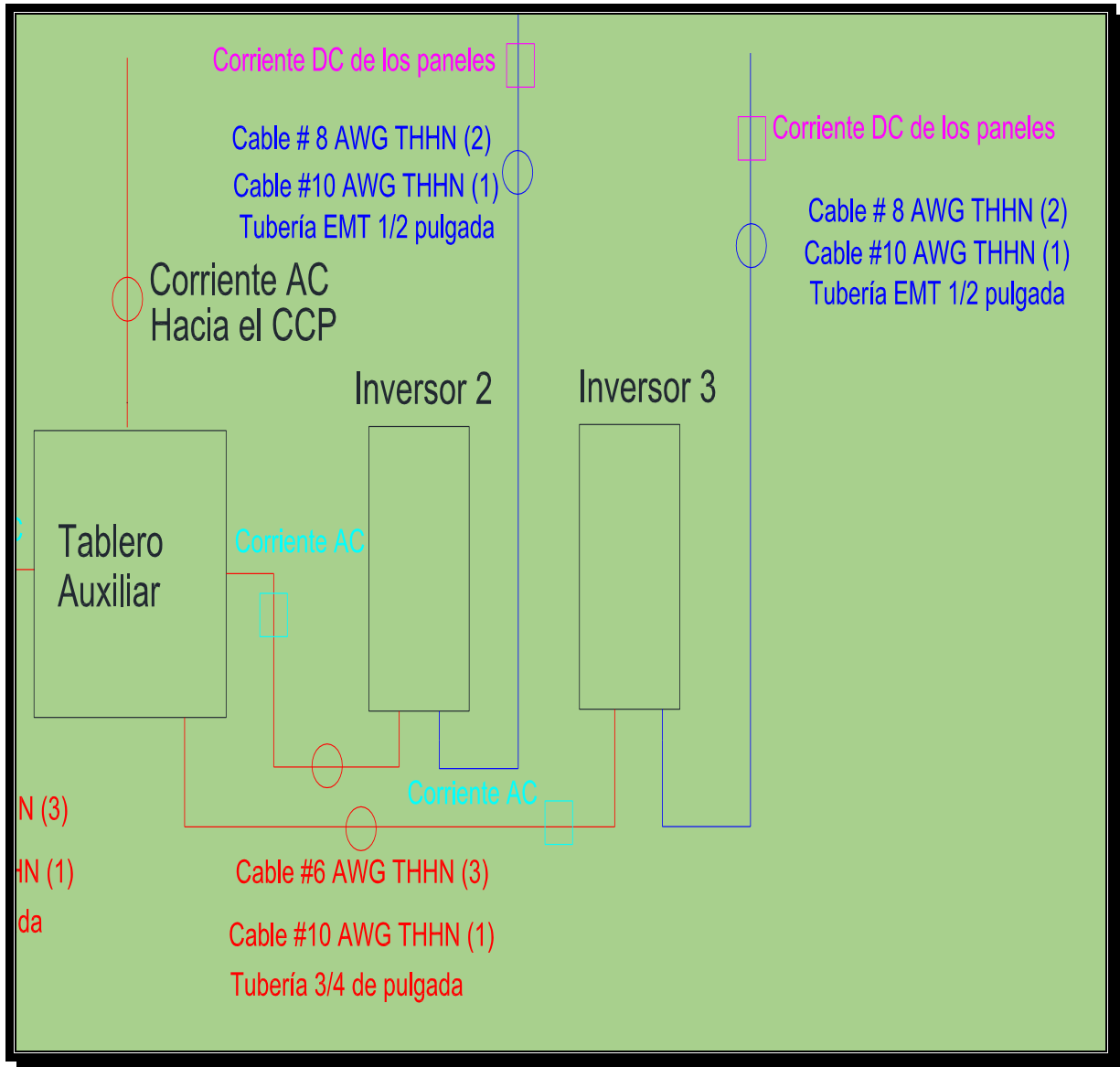


Figura 6.16. Diagrama Unifilar sección 2.

Fuente: Elaboración Propia.

## **Puesta a Tierra.**

Los conductores y dispositivos de puesta a tierra del equipo deben cumplir con cada uno de los siguientes puntos:

- Todas las partes metálicas expuestas, no portadoras de corriente, de estructuras de módulos fotovoltaicos deben ser puestos a tierra.
- El conductor de puesta a tierra de equipo debe ser de acuerdo con el voltaje del sistema
- Dispositivos aprobados para poner a tierra los marcos metálicos de los módulos fotovoltaicos u otros equipos.

## **Conductor de puesta a tierra.**

Según el artículo 250.122 acerca del Calibre de los conductores de puesta a tierra de equipos, inciso (G), con base en la tabla 250.122, para el valor nominal de 60 amperios del dispositivo automático contra sobre-corriente, el calibre del conductor de puesta a tierra debe ser N° 10 AWG THHN.

## **Elementos para la puesta a tierra del sistema.**

Tanto los módulos fotovoltaicos como la estructura de los mismos deben de estar conectados al sistema de puesta a tierra, para lo cual existen en el mercado distintos dispositivos para diferentes tipos de conexiones o instalaciones, a continuación, se muestran algunos de estos dispositivos.

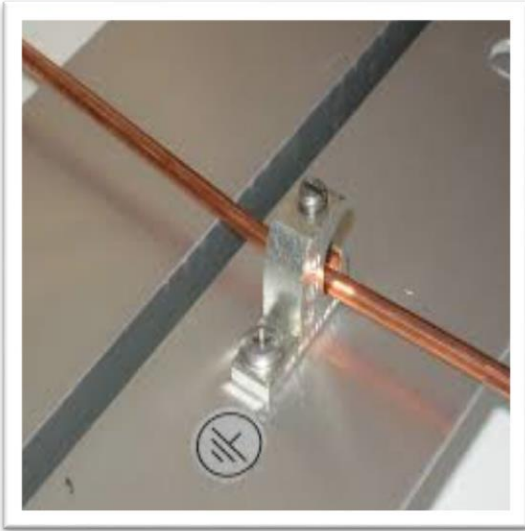


Figura 6.17. Conector Tierra Nsp-g-gl-3 Grounding Lug Para Panel Solar.

Fuente: <https://blog.ccea.mx/wp-content/uploads/2016/08/nom-modulos.jpg>.

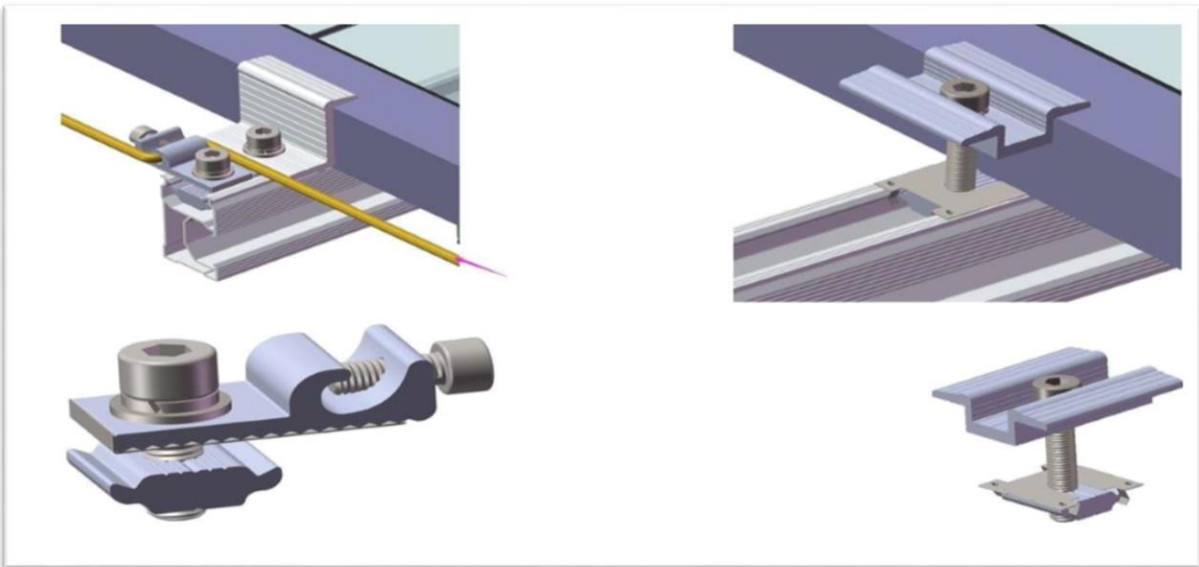


Figura 6.18 Conector Tierra Nsp-g-gl-3 Grounding Lug Para Panel Solar.

Fuente: <https://blog.ccea.mx/wp-content/uploads/2016/08/nom-modulos.jpg>.

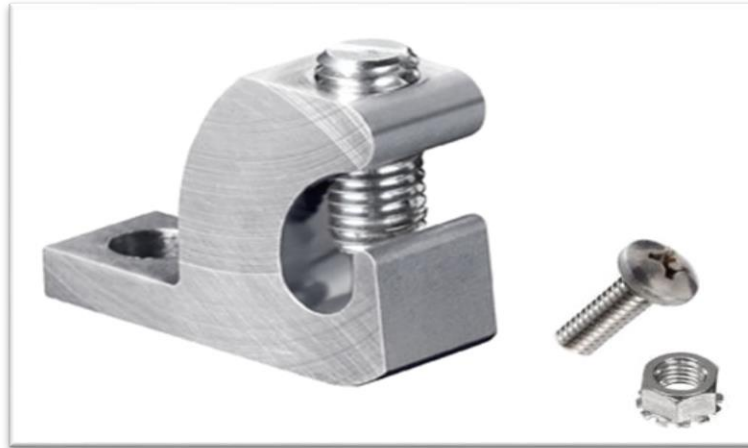


Figura 6.19 Conector Tierra Nsp-g-gl-3 Grounding Lug Para Panel Solar.

Fuente: <https://blog.cceea.mx/wp-content/uploads/2016/08/nom-modulos.jpg>.

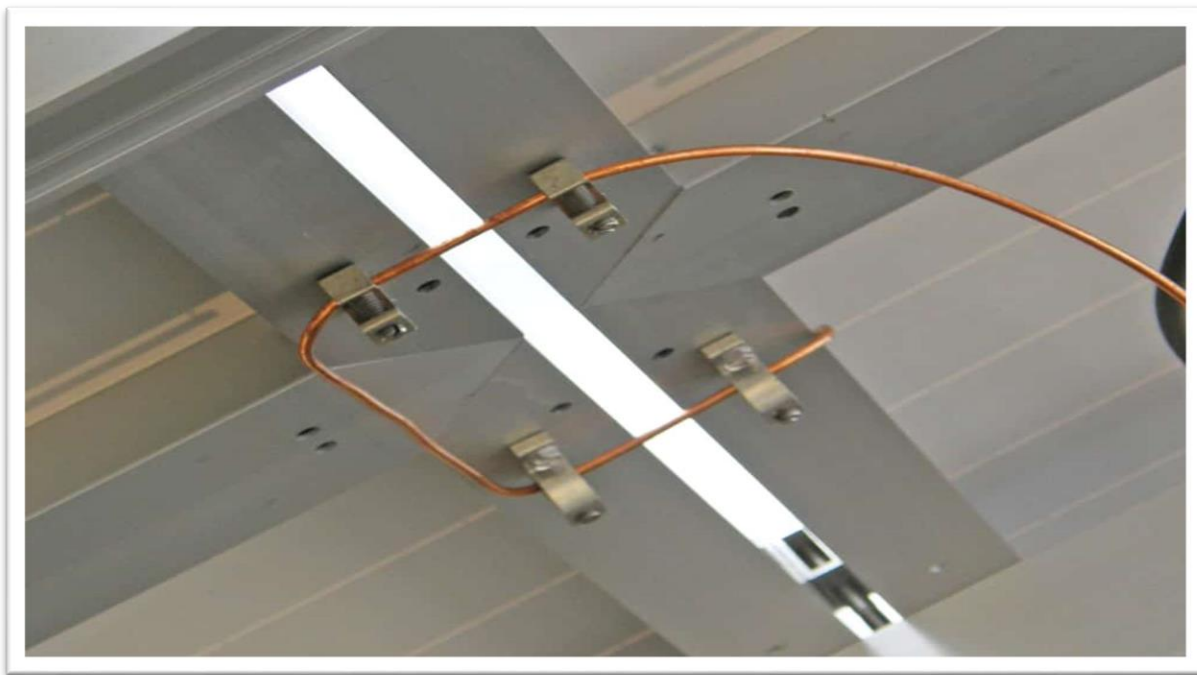


Figura 6.20 Ejemplo de colocación del conector de Tierra Nsp-g-gl-3 Grounding Lug para la unión de distintos paneles.

Fuente: <https://blog.cceea.mx/wp-content/uploads/2016/08/nom-modulos.jpg>.



Figura 6.21 Empalme puesta a Tierra Jumper modelo AT-BJ-01 Para Riel Panel Solar.

Fuente: <https://blog.cceea.mx/wp-content/uploads/2016/08/nom-modulos.jpg>.



Figura 6.22 Empalme puesta a Tierra Jumper modelo AT-BJ-01 Para Riel Panel Solar.

Fuente: <https://blog.cceea.mx/wp-content/uploads/2016/08/nom-modulos.jpg>.

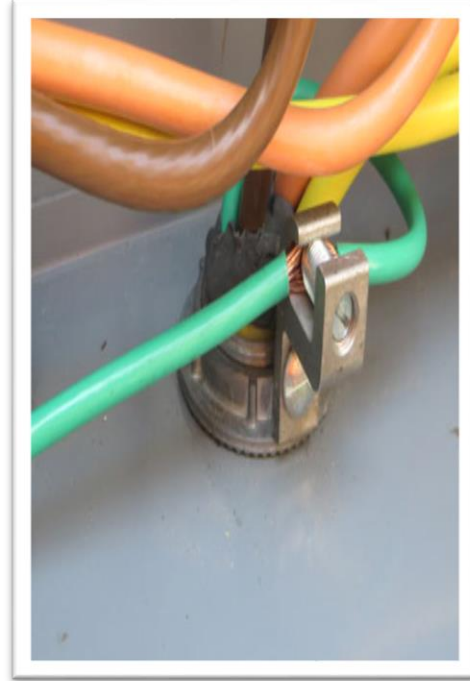


Figura 6.23 Variaciones de los conectores Nsp-g-gl-3 para instalación rápida y roscada.

Fuente: <https://blog.cceea.mx/wp-content/uploads/2016/08/nom-modulos.jpg>.

### **Canalización.**

Para la canalización del cableado de los conductores DC, se consideró utilizar tubería EMT, debido a que la misma se encontrará expuesta a distintas condiciones climatológicas, con base en este factor, la tabla C.1 del anexo C del NEC, nos indica el diámetro de la tubería con respecto al número de conductores.

### **Canalización DC.**

Cada una de las salidas de los módulos consta de 2 cables N° 8 AWG THHN y 1 cable de puesta a tierra N° 10 AWG THHN, la tubería de  $\frac{1}{2}$  pulgada resulta adecuada para la cantidad de conductores según la tabla C.1 del anexo C del NEC.

También se podría considerar una sola canalización para el cableado proveniente de los módulos, para ello se debería de considerar los dos cables N° 8 AWG THHN por módulo, además, del cable N° 10 AWG THHN por módulo de la puesta a tierra, como resultado se obtendría la tubería de 1 pulgada de diámetro.

### **Canalización AC.**

La salida de cada uno de los inversores está conformada por 3 conductores N° 6 AWG THHN y el conductor de puesta a tierra N° 10 AWG THH, de igual forma se eligió la utilización de tubería EMT, para este caso se requiere utilizar tubería  $\frac{3}{4}$  de pulgada para canalizar los 4 conductores, según la tabla C.1 del anexo C del NEC.

### **Elementos para la instalación del sistema fotovoltaico propuesto.**

Se muestra a continuación un cuadro de resumen de los distintos aditamentos o equipos que se requieren para llevar a cabo la instalación fotovoltaica como tal, según lo considerado anteriormente y bajo los criterios respectivos para el sistema según las características de cada trayecto o sub-sistema considerado en el diagrama unifilar.

Tabla 6.1.

Elementos para la instalación del sistema fotovoltaico propuesto.

Elemento	Especificación		Cantidad	Costo unitario (C)	Costo Total (C)
Panel Solar	Poli-cristalino 320W Talesun		90	¢125.312	¢11.287.080
Estructura (Soporte de los paneles solare)	Estructura Cubierta Plana CH915 C/Red		90 metros lineales	¢45.760 por metro	¢4.118.400
Módulo conector	MC4		90	¢6.976	¢627.840
Conector puesta a Tierra	Nsp-g-gl-3		90	¢1.200	¢108.000
Conector a tierra Jumper	AT-BJ-01		45	¢1.400	¢63.000
Conductor DC	N°8 AWG THHN.	36 mts Rojo	72 metros	¢1.025	¢36.900
		36 mts Negro		¢1.025	¢36.900
Canalización DC	Tubo EMT $\frac{1}{2}$ pulgada		72 metros	¢1.850	¢44.400
	Uniones tubo EMT $\frac{1}{2}$ pulgada		22	¢200	¢4.400
	Curvas tubo EMT $\frac{1}{2}$ pulgada		18	¢350	¢6.300
Conector	Conector EMT $\frac{1}{2}$ pulgada		6	¢145	¢870

Sistema de Sujeción	Gaza para EMT $\frac{1}{2}$ pulgada (doble)		50	¢46.80	¢2.340
Inversor	Red FRONIUS IG PLUS V		3	¢249.793	¢749.379
Conductor AC	N°6 AWG THHN.	8 metros Rojo	24 metros	¢1.412	¢11.296
		8 metros Negro		¢1.412	¢11.296
		8 metros Blanco		¢1.412	¢11.296
Canalización AC	Tubo EMT $\frac{3}{4}$ pulgada		8 metros	¢1.895	¢5.680
	Uniones tubo EMT $\frac{3}{4}$ pulgada		4	¢250	¢1.000
	Curvas tubo EMT $\frac{3}{4}$ pulgada		9	¢425	¢3.825
Conector	Conector EMT $\frac{3}{4}$ pulgada		8	¢189	¢1.512
Sistema de Sujeción	Gaza para EMT $\frac{3}{4}$ pulgada (doble)		9	¢48.28	¢434
Conductor de puesta a Tierra	N°10 AWG THHN.	Color verde	50 metros	¢555.00	¢27.750
Protección AC	Fusible automático de disparo fijo 60 Amp.	Se requiere 1 por cada inversor.	3	¢18.500	¢47.400

Centro de Carga Auxiliar	Centros de Carga QO (Square D) De 14 espacios.	Tipo NEMA 1 Montaje: Sobreponer. Color: Gris ANSI 49. Certificados: UL, NOM-ANCE.	1	€71.350	€71.350
Total					€17.278.648

Fuente: Propia.

Al monto anterior, correspondiente a materiales se le deben sumar los montos propios de la mano de obra, tramitología (planos) y además el monto correspondiente al nuevo medidor bidireccional.

Dichos montos se detallan a continuación:

Materiales	€17.278.648	€17.278.648
Mano de obra	25%	€4.319.662
Tramitología y planos	7%	€1.209.505
Medidor bidireccional	\$980	€554.680
<b>Total</b>		<b>€23.362.495</b>

Fuente: Propia.

El monto anterior igual a €23.362.495 corresponde a la inversión inicial del proyecto, a diferencia del sistema propuesto por el BAC-Solar, no se considera en dicho monto de inversión inicial el remplazo de los inversores al cabo de su vida útil; la cual se estima en 10 años, tampoco se considera el mantenimiento del sistema, ni la disponibilidad de los equipos considerados, lo cual puede incrementar el costo de cada equipo desde un 29% hasta un 55.71% debido a montos de importación. El monto anterior es una estimación del valor del proyecto, en cuanto a materiales requeridos e instalación de los mismos, dicho monto podría presentar variantes ya que en caso de implementar el sistema se debe analizar con detalle la ubicación tanto de los equipos, sistemas o

conductos debido a posibles modificaciones que se deban realizar considerando particularidades o condiciones de la infraestructura de la institución, dichas condiciones puede que representen un cambio significativo en la ubicación o trayectoria de los distintos subsistemas que conforman el sistema fotovoltaicos.

### **Cálculo de la potencia mensual de los paneles fotovoltaicos según el HSP.**

A continuación se calculara la potencia que va a ser entregada por el total de paneles fotovoltaicos, tomando en cuenta las horas solares pico de cada mes. Dicho cálculo se realiza con el fin de determinar el porcentaje de generación de energía en relación con el consumo eléctrico de la institución.

Primeramente se procede a calcular la potencia mensual entregada por los paneles, para ello se deben multiplicar el número de paneles por la potencia pico entregada por cada panel, el resultado obtenido corresponde a la potencia instalada.

$90 \text{ paneles} \times 320\text{W} = 28800\text{W}$  de potencia instalada.

Posteriormente se calcula la potencia mensual entregada por los paneles considerando las horas solares pico (HSP) diarias multiplicadas por la cantidad de días del mes.

A modo de ejemplo, el mes de Marzo tiene una irradiación al día de 4.88 HSP y este mes tiene 31 días. Entonces se obtendría el siguiente cálculo:

$28800 \text{ W} \times 4.88 \text{ HSP} \times 31 \text{ días} = 4357 \text{ KWh/mes}$

Al realizar el cálculo anterior para cada uno de los meses, resultara más fácil visualizar la potencia mensual que entregará el sistema fotovoltaico propuesto. A continuación se presenta la tabla 6.2 donde se puede apreciar el cálculo anteriormente realizado para el mes de Marzo y de

igual forma para cada uno de los doce meses según el factor de HSP obtenido del Instituto Meteorológico Nacional.

Tabla 6.2.

Potencia Generada por los 90 paneles fotovoltaicos.

Mes	Brillo Solar (HSP)	Potencia entregada por los paneles (W) = NP* Wp	Días por mes	Energía entregada por los paneles en KWh/mes
Enero	3.63	28.800	31	3241
Febrero	4.32	28.800	28	3484
Marzo	4.88	28.800	31	4357
Abril	4.76	28.800	30	4113
Mayo	3.74	28.800	31	3339
Junio	3.26	28.800	30	2816
Julio	3.18	28.800	31	2839
Agosto	3.47	28.800	30	2998
Septiembre	3.38	28.800	30	2920
Octubre	3.10	28.800	31	2768
Noviembre	2.67	28.800	30	2307
Diciembre	3.01	28.800	31	2687
			Anual	31817

Fuente: Propia.

Para el sistema propuesto, se plantea la utilización de 3 módulos con 30 paneles cada uno, con lo que se genera la demanda mensual requerida por el edificio considerando la irradiación promedio solar, es por ello que la energía entregada por los 90 paneles es igual a 31817 KWh por año, tal como lo muestra la tabla 6.2 de potencia generada por los paneles fotovoltaicos. La institución consume en promedio 30302 KWh por año. Para calcular el porcentaje de entrega se utiliza la siguiente relación porcentual:

$$\% \text{ de entrega} = \frac{\text{Potencia entregada}}{\text{Potencia requerida}} \times 100$$

$$\% \text{ de entrega} = \frac{31817}{30302} \times 100 = 104 \%$$

La relación matemática anterior nos muestra como el sistema de paneles con los 3 módulos de 30 paneles cada uno generarían un 104 % de la energía que consume la institución, como lo demuestra el resultado existen un 4% extra de energía producida, esto debido a que el cálculo realizado para el número de paneles requeridos se realizó con el HSP promedio de un año, por lo que en los meses con mayor HSP la producción se incrementara.

Seguidamente se procede a calcular los flujos de efectivo por periodo, cada flujo será igual al 100% de la factura eléctrica, ya que la energía producida por el sistema como tal es mayor al consumo de la institución, excluyendo los gastos fijos como lo son:

- El costo variable del combustible.
- Alumbrado público.
- Tributo de Bomberos.

Los montos anteriores suman alrededor de 12500 colones, los cuales representan los únicos montos del recibo eléctrico que deben ser cancelados por la institución, ya que el monto

correspondiente a energía representa el ahorro producido por el sistema fotovoltaico, el cual no deberá ser cancelado.

De igual forma la tabla 6.3 muestra el monto anual generado por los paneles en colones con el fin de observar como el sistema fotovoltaico suple la necesidad energética de la institución en cada uno de los periodos.

A continuación, la tabla 6.3 muestra la diferencia de flujos de efectivo sin paneles solares y con paneles solares. Según los datos de la factura eléctrica, el costo del KWh es igual a 80.27 colones. Se calculó un 6% de incremento por facturación eléctrica para cada periodo, según lo estimado en la figura C.6, así como un 1% anual de acceso a la red y un 1% anual debido a la pérdida de eficiencia de los paneles.

Tabla 6.3 Flujos de efectivo por periodo con los 90 paneles fotovoltaicos.

Año	Facturación anual sin Paneles (colones)	Monto anual generado por los Paneles (colones)	Ahorro por periodo (anual)
1	2.432.341	2.545.396	2.432.341
2	2.578.281	2.694.821	2.578.281
3	2.732.978	2.848.342	2.732.978
4	2.896.956	2.965.574	2.896.956
5	3.070.773	3.120.584	3.070.773
6	3.255.019	3.364.874	3.255.019
7	3.450.320	3.694.214	3.450.320
8	3.657.339	3.721.897	3.657.339

9	3.876.779	3.912.587	3.876.779
10	4.109.385	4.189.542	4.109.385
11	4.355.948	4.498.155	4.355.948
12	4.617.304	4.598.387	4.617.304
13	4.894.342	4.960.669	4.894.342
14	5.188.002	5.254.975	5.188.002
15	5.499.282	5.584.458	5.499.282
16	5.829.238	5.981.658	5.829.238
17	6.178.992	6.225.387	6.178.992
18	6.549.731	6.854.941	6.549.731
19	6.942.714	6.948.258	6.942.714
20	7.359.276	7.458.279	7.359.276
21	7.800.832	7.988.547	7.800.832
22	8.268.881	8.323.558	8.268.881
23	8.765.013	8.799.354	8.765.013
24	9.290.913	9.300.254	9.290.913
25	9.848.367	9.899.287	9.848.367

Con los flujos de efectivo se procede a calcular los porcentajes del VAN y del TIR para el sistema propuesto, dichos cálculos se realizaron por medio de Excel, los cuales se muestran a continuación.

Tabla 6.4 Resultados del VAN y del TIR para el sistema de 90 paneles fotovoltaicos.

Energía Kwh Sistema	Incremento 6%	Costo de Energía Incremento por Acceso a la red 1%	Eficiencia 1%	Inflación 4,50%	Tasa 8%
Costo inicial	104% de energía 90 Paneles	-23.362.495			
Año					
1		2432341			
2		2578281			
3		2732978			
4		2896956			
5		3070773			
6		3255019			
7		3450320			
8		3657339			
9		3876779			
10		4109385			
11		4355948			
12		4617304			
13		4894342			
14		5188002			
15		5499282			
16		5829238			
17		6178992			
18		6549731			
19		6942714			
20		7359276			
21		7800832			
22		8268881			
23		8765013			
24		9290913			
25		9848367			
TIR		15%			
VAN	₡	22.038.319,55			

Tabla 6.5 Cálculo del VAN para el sistema de 90 paneles fotovoltaicos.

Inversión inicial	C23.362.495	
Año	Ahorro por periodo	VAN (K=8%)
1	2.432.341	-21.110.327
2	2.578.281	-18.899.867
3	2.732.978	-16.730.341
4	2.896.956	-14.600.991
5	3.070.773	-12.511.075
6	3.255.019	-10.459.861
7	3.450.320	-8.446.633
8	3.657.339	-6.470.686
9	3.876.779	-4.531.331
10	4.109.385	-2.627.891
11	4.335.948	-768.277
12	4.617.304	<b>1.065.317</b>
13	4.894.342	2.864.957
14	5.188.002	4.631.269
15	5.499.282	6.364.872
16	5.829.238	8.066.371
17	6.178.992	9.736.361
18	7.321.044	11.568.445

19	6.942.714	13.177.156
20	7.359.276	14.756.075
21	7.800.832	16.305.755
22	8.268.881	17.826.738
23	8.765.013	19.319.554
24	9.290.913	20.784.724
25	9.848.367	22.222.762

A continuación se muestra la gráfica correspondiente para los datos obtenidos en la tabla 6.5, para la vialidad financiera según el VAN.

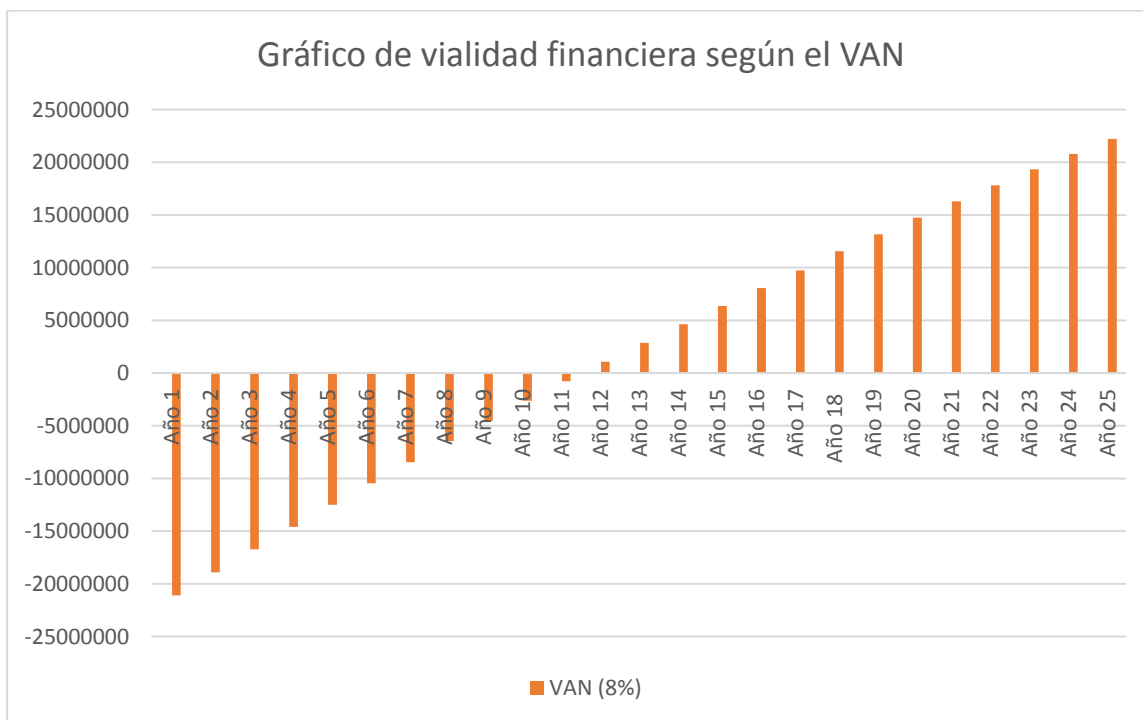


Figura 6.24: Gráfico del VAN para los 90 paneles solares.

Fuente: Propia.

En el caso de la propuesta planteada, tal como lo muestra el gráfico anterior del VAN, la recuperación del proyecto se lleva a cabo en el doceavo año, obteniendo un valor del VAN alrededor de los 22 millones de colones para el periodo en que se consideró el proyecto, según la vida útil de los paneles fotovoltaicos. Por otro lado la tabla 6.4 muestra un valor de TIR igual al 15%, según lo calculado por medio del programa Excel. Tal y como se mencionó en el marco referencial, en la sección de conceptos matemáticos financieros, el VAN permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros ocasionados por una inversión. Según el monto del VAN obtenido a través de su relación matemática, se puede tomar la decisión correspondiente en cuanto al proyecto según el siguiente criterio:

- $VAN > 0$ : el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, que a la tasa de descuento elegida generará beneficios. El proyecto es beneficioso.

En el caso de la tasa interna de retorno o TIR, puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo de oportunidad de la inversión, en este caso la tasa utilizada es igual al 8%. Si la tasa de rendimiento del proyecto expresada por la TIR supera la tasa de corte, se acepta la inversión. Por lo tanto:

- Si la  $TIR \geq k \rightarrow$  Se aceptará el proyecto. El proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el costo de oportunidad).

Según el resultado de ambos parámetros, bajo las especificaciones y consideraciones con que se planteó la propuesta, el proyecto resulta beneficioso para la institución. Recordando que los montos considerados de los equipos pueden variar, además se debe de realizar el cambio de los inversores al final de su vida útil, así como el mantenimiento del sistema.

## Referencias.

Álvaro Palomino Estebaranz. (2012) Análisis de datos técnicos de inversores fotovoltaicos conectados a red. (Versión PDF). Recuperado de:

[https://earchivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/16894/TFG\\_Alvaro\\_Palomino\\_Estebaranz.pdf](https://earchivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/16894/TFG_Alvaro_Palomino_Estebaranz.pdf).

Irene Castillo Rincón/ Juan Ignacio Davidovich Molina (2016) Reglamento Generación Distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla, Artículo 1. Ibid., Artículo 13. Recuperado de: <https://maestriaderechoambientalucr.files.wordpress.com/2015/03/tesis-generacion-distribuida-version-final.pdf>.

Pacco Ramírez Karina Lucy del Pilar (2008) Evaluación Energética Comparativa de un Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico (SHEFV) Recuperado de: <http://www.monografias.com/trabajos61/sistema-hibrido-eolico-fotovoltaico/sistema-hibrido-eolico-fotovoltaico2.shtml>

Energía Solar. Recuperado del sitio Web: <https://solar-energia.net/ENERGIA-SOLAR-FOTOVOLTAICA/PANEL-FOTOVOLTAICO>.

Aerogeneradores Verticales y Paneles Solares.

Fuente:<http://www.areatecnologia.com/electricidad/imagenes/partes-panel-solar-fotovoltaico.jpg>.

El Panel Solar/ Puesta a tierra: Recuperado del sitio Web: <https://ccee.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/uniones-de-puesta-a-tierra-en-sistemas-fotovoltaicos>

Componentes de una instalación fotovoltaica: Recuperado del sitio Web: <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>

Instalación fotovoltaica conectada a red, Recuperado del sitio Web: <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/instalacion-conectada-red>.

Aerogeneradores/ Potencia: Fuente: <http://www.bladecleaning.com/Images/S/Curvas-potencia.gif>

Imagen de Panel Solar. Recuperado del sitio Web [https://es.wikipedia.org/wiki/Panel\\_solar](https://es.wikipedia.org/wiki/Panel_solar).

Energías Renovables: Sitio Web [https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_renovable](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_renovable).

Instalaciones Eólicas: Recuperado del sitio Web: <http://clickrenovables.com/blog/velocidad-del-viento-minima-instalacion-eolica-3-pasos>.

## **Apéndices.**

# Anexo 1. Recibos Eléctricos de la Escuela República del Perú.

F-00 C-5  
FACTURA  
**57942656**

**Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.**  
Cédula Jurídica 3-101-000046-36

**CONSUMO SOCIAL O PREFERENCIAL (CS)**

NISE  
**360988**

**COPIA COMPROBANTE DEL CLIENTE**

NOMBRE: **JUNTA EDUC. ESC. OMAR DENGO GUERRERO** NÚMERO CÉDULA: **3008694183**

DIRECCIÓN EXACTA: **ESCUELA REPÚBLICA DEL PERÚ**

PROVINCIA: **SAN JOSÉ** CANTÓN: **SAN JOSÉ** DISTRITO: **CARMEN**

**DATOS DEL SERVICIO**

TIPO DE SERVICIO	CONSTANTE	SUB ESTACION	CIRCUITO	LOCALIZACION	NÚMERO DE MEDIDOR
<b>ENERGÍA</b>	<b>1</b>	<b>GUADALUPE SUBT.</b>	<b>2001 SUB_GUADALUP</b>	<b>0202000100</b>	<b>1224964</b>

DEPÓSITO DE GARANTÍA	COSTO POR KWH DEL ALUMBRADO PÚBLICO	CONSUMO LEIDO (KWH)	FECHA FACTURACIÓN ACTUAL	FECHA FACTURACIÓN ANTERIOR	FECHA DE PRÓXIMA FACTURACIÓN	FECHA DE EMISIÓN - PUESTA AL COBRO
₺	₺ 3.51	<b>726</b>	<b>02-02-2018</b>	<b>03-01-2018</b>	<b>05-03-2018</b>	<b>06-02-2018</b>

CONSUMO EN ENERGÍA (kWh)				MÁXIMA DEMANDA (kW)					
CONSUMO DIARIO kWh	COSTO DEL kWh	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	IMPORTE FACTURADO	DEMANDA MÁX. FACTURADA	COSTO DEL kW	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	IMPORTE FACTURADO
24	₺ 80.27	4266	3540	₺ 58,275.00	0	₺ 7,482.11	0	0	₺ 0.00

**FACTOR DE POTENCIA (%)**

DEMANDA MÁXIMA FACTURADA (kW)	KVA MÁXIMOS	FACTOR DE POTENCIA (%)	MÍNIMO REQUERIDO	RECARGO POR BAJO FP
0	.001	0	90	₺ 0.00

**HISTÓRICO DE CONSUMO**

MES/AÑO	ENERGÍA (kWh)	DEMANDA (kW)	FACTOR DE POTENCIA (%)	FACTOR DE CARGA (%)	DÍAS FACTURADOS	IMPORTE FACTURADO
03-2017	3387	26.96	100.00	18.05	29	₺ 333,470.00
04-2017	3546	27.54	100.00	16.77	32	₺ 351,585.00
05-2017	2765	26.64	100.00	14.42	30	₺ 218,705.00
06-2017	3802	25.22	100.00	19.63	32	₺ 337,315.00
07-2017	3105	26.40	100.00	16.34	30	₺ 313,595.00
08-2017	1922	22.64	100.00	11.79	30	₺ 155,610.00
09-2017	2621	22.10	100.00	15.44	32	₺ 198,635.00
10-2017	2570	20.94	100.00	17.63	29	₺ 196,520.00
11-2017	2318	21.82	100.00	14.76	30	₺ 195,275.00
12-2017	0	0.00	0.00	0.00	30	₺ 2,495.00
01-2018	3540	0.00	100.00	0.00	32	₺ 236,005.00
02-2018	726	0.00	0.00	0.00	30	₺ 63,010.00
<b>PROMEDIO MENSUAL</b>	<b>2,755</b>	<b>20.02</b>	<b>90.91</b>	<b>13.17</b>		<b>₺ 216,851.67</b>

**FACTURACIÓN**

CÓD.	DETALLE	IMPORTE	MES AL COBRO	SUBTOTAL POR PAGAR
1	ENERGÍA	₺ 58,275.00	<b>FEBRERO/2018</b>	<b>₺ 63,010.00</b>
CVC	COSTO VARIABLE COMBUSTIBLE	₺ 1,145.00		
6	ALUMBRADO PÚBLICO	₺ 2,550.00	FECHA VENCIMIENTO	IMPUESTO DE VENTAS
24	IMPUESTO DE VENTAS.	₺ 0.00	<b>19-02-2018</b>	<b>₺ 0.00</b>
TRB	TRIBUTO BOMBEROS	₺ 1,040.00	MENSAJE PENDIENTE(S)	TOTAL POR PAGAR
			0	<b>₺ 63,010.00</b>
			A la fecha de emisión de la factura	
			CAPAS POR CANCELACIÓN TARIFA	<b>₺ 1,860.00</b>
			VALOR EMISIÓN:	<b>₺ 63,010.00</b>
			SALDO ACTUAL:	<b>₺ 63,010.00</b>

**¡EVITEMOS ACCIDENTES! RECUERDE REVISAR LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE SU CASA, ASÍ PODRÁ COMPROBAR EL ESTADO DE LA MISMA Y PREVENIR POSIBLES INCENDIOS.**

Si tiene alguna consulta, sugerencia o queja sobre su servicio eléctrico o facturación puede comunicarse al:

800-ENERGÍA (800-563-7442)    whatsapp 8319-5273

800energia@cnfl.go.cr    www.cnfl.go.cr

Agencia Virtual <https://agenciavirtual.cnfl.go.cr>

Averías Eléctricas y de Alumbrado Público

1026

Descargue nuestra APP CNFL en su celular

Google play    App Store

Redes Sociales

facebook.com/cnfl

twitter.com/cnfl

instagram/cnflcr



## Anexo 2. Ficha Técnica del panel Solar.





### MAXPOWER CS6X-310 | 315 | 320 | 325 P

The high quality and reliability of Canadian Solar's modules is ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

**KEY FEATURES**

-  Excellent module efficiency of up to 16.94 %
-  Outstanding low irradiance performance of up to 96.0 %
-  High PTC rating of up to 91.97%
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

-  **25 years** linear power output warranty
-  **10 years** product warranty on materials and workmanship

---

**MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\***

ISO 9001:2008 / Quality management system  
 ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

---

**PRODUCT CERTIFICATES\***

IEC 61215 / IEC 61730: TÜV-Rheinland / VDE / CE / CEC AU / MCS / KEMCO / INMETRO / JET / CQC  
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)  
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE  
 UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1  
 IEC60068-2-68: SGS  
 Take-e-way









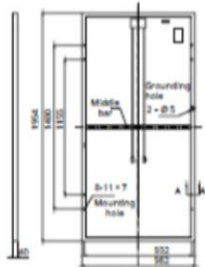

\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

---

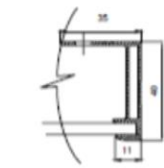
**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 16 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

## ENGINEERING DRAWING (mm)

Rear View



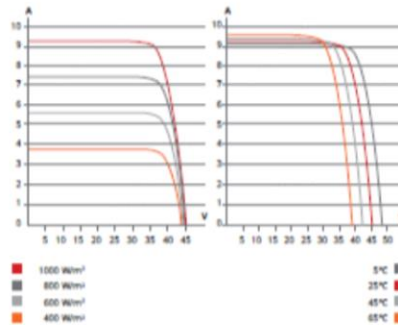
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



## CS6X-320P / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.16%	16.42%	16.68%	16.94%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ +5 W			

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## ELECTRICAL DATA | NOCT\*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	225 W	228 W	232 W	236 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.2 V	33.4 V	33.6 V	33.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.77 A	6.84 A	6.91 A	6.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3 V	41.5 V	41.6 V	41.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.44 A	7.50 A	7.57 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0% from irradiances, between 1000 W/m<sup>2</sup> and 200 W/m<sup>2</sup> (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

CANADIAN SOLAR INC. Nov. 2016. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V5.53\_EN

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6x12)
Dimensions	1954x982x40mm (76.9x38.7x1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC) or 4 mm <sup>2</sup> & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 620 kg (1366.9 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temp. Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temp. Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temp. Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

## PARTNER SECTION



Scan this QR code to discover solar projects built with this module



## Anexo 3. Ficha Técnica del Inversor.

/ Sistemas de Carga de Baterías / Tecnología de Soldadura / Electrónica Solar

**FRONIUS**  
SUPERANDO LÍMITES

**FRONIUS IG PLUS V**  
/ La primera solución total. Confiable. Probado. Inteligente.



**HACEMOS POSIBLE EL MÁXIMO RENDIMIENTO,  
LA ESTRUCTURA MODULAR DE NUESTROS  
INVERSORES GARANTIZA EL MÁXIMO  
RENDIMIENTO CONSTANTE.**



**FRONIUS IG Plus V**  
/ 3.0-1 / 3.8-1 / 5.0-1 / 7.5-1 / 10.0-1 / 11.4-1 / 10.0-3 / 11.4-3 / 12.0-3

Una extraordinaria adición a la familia: La nueva generación de inversores fotovoltaicos Fronius IG Plus V es el resultado del perfeccionamiento de un concepto de gran éxito, incluyendo ahora un combinador de 6 cadenas, desconexión DC integrada y bloqueable, máxima seguridad de rendimiento y confiabilidad sin comparación. Nuevas gamas de rendimiento amplían la probada familia Fronius IG de 3 a 12 kW para garantizar máximos rendimientos constantes gracias a sus múltiples ventajas. Más información: [www.fronius.mx](http://www.fronius.mx)

DATOS ENTRADA Fronius IG Plus V	3.0-1 <sub>200V</sub>	3.8-1 <sub>200V</sub>	5.0-1 <sub>200V</sub>	6.0-1 <sub>200V</sub>	7.5-1 <sub>200V</sub>	10.0-1 <sub>200V</sub>	11.4-1 <sub>200V</sub>	10.0-3 <sub>240V</sub>	11.4-3 <sub>240V</sub>	12.0-3 <sub>240V/277V</sub>
Potencia FV recomendada (kWp)	2.50 - 3.45	3.20 - 4.40	4.25 - 5.75	5.10 - 6.90	6.35 - 8.60	8.50 - 11.50	9.70 - 13.10	8.50 - 11.50	9.70 - 13.10	10.20 - 13.80
Rango de voltaje MPPT	230 ... 500 V									
Voltaje de inicio CD	245 V									
Max. voltaje de entrada (a 1000 W/m <sup>2</sup> )	600 V									
14 V (-10 °C) en operación de circuito abierto	600 V									
Corriente nominal de entrada	8.3 A	10.5 A	13.8 A	16.5 A	20.7 A	27.6 A	31.4 A	27.6 A	31.4 A	33.1 A
Max. corriente de entrada utilizable	14.0 A	17.8 A	23.4 A	28.1 A	35.1 A	46.7 A	53.3 A	46.7 A	53.3 A	56.1 A
Conductor admisible (CD)	No. 14 - 6 AWG									
Número de terminales de entrada CD	6									
Max. corriente por terminal de entrada CD	20 A; Barra de puertos disponible para corrientes de entrada mayores									

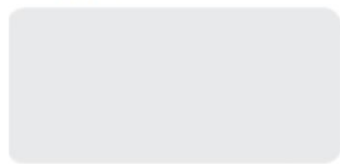
DATOS SALIDA Fronius IG Plus V	3.0-1 <sub>200V</sub>	3.8-1 <sub>200V</sub>	5.0-1 <sub>200V</sub>	6.0-1 <sub>200V</sub>	7.5-1 <sub>200V</sub>	10.0-1 <sub>200V</sub>	11.4-1 <sub>200V</sub>	10.0-3 <sub>240V</sub>	11.4-3 <sub>240V</sub>	12.0-3 <sub>240V/277V</sub>	
Potencia nominal de salida (P <sub>out nom</sub> )	3000 W	3800 W	5000 W	6000 W	7500 W	9995 W	11400 W	9995 W	11400 W	12000 W	
Max. potencia de salida continua											
104 °F (40 °C) 208 V / 240 V / 277 V	3000 W	3800 W	5000 W	6000 W	7500 W	9995 W	11400 W	9995 W	11400 W	12000 W	
Voltaje nominal de salida CA	208 V / 240 V / 277 V							208 V / 240 V		277 V	
Rango de voltaje de suministro CA	208 V (default)	183 - 229 V (-12 / +10 %)									
240 V	211 - 264 V (-12 / +10 %)										
277 V	244 - 305 V (-12 / +10 %)										
Max. corriente de salida continua	208 V	14.4 A	18.3 A	24.0 A	28.8 A	36.1 A	48.1 A	54.8 A	27.7 A*	31.6 A*	n.a.
240 V	12.5 A	15.8 A	20.8 A	25.0 A	31.3 A	41.6 A	47.5 A	24.0 A*	27.4 A*	n.a.	
277 V	10.8 A	13.7 A	18.1 A	21.7 A	27.1 A	36.1 A	41.2 A	n.a.	n.a.	14.4 A*	
Número de fases	1							3			
Conductor admisible (CA)	No. 14 - 4 AWG										
Max. utilidad de corriente de retroalimentación	0 A										
Frecuencia nominal de salida	60 Hz										
Frecuencia de rango de operación	59.3 - 60.5 Hz										
Distorsión armónica total	< 3 %										
Factor de Potencia	1 (a potencia nominal de salida)										

DATOS GENERALES Fronius IG Plus V	3.0-1 <sub>200V</sub>	3.8-1 <sub>200V</sub>	5.0-1 <sub>200V</sub>	6.0-1 <sub>200V</sub>	7.5-1 <sub>200V</sub>	10.0-1 <sub>200V</sub>	11.4-1 <sub>200V</sub>	10.0-3 <sub>240V</sub>	11.4-3 <sub>240V</sub>	12.0-3 <sub>240V/277V</sub>
Eficiencia Max.	96.2 %									
Eficiencia CEC	208 V	95.0 %	95.0 %	95.5 %	95.5 %	95.0 %	95.0 %	95.0 % **	95.0 %	n.a.
240 V	95.5 %	95.5 %	95.5 %	96.0 %	95.5 %	95.5 %	95.5 %	96.0 % **	96.0 %	n.a.
277 V	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	n.a.	n.a.	96.0 %
Consumo en modo de espera (nocturno)	< 1.5 W									
Consumo durante operación	8 W		14 W			20 W				
Enfriamiento	Ventilación forzada controlada, velocidad de ventilador variable									
Encapsulamiento	NEMA 3R									
Dimensiones (An x Al x Prof.)	43.4 x 67.3 x 25.14 cm			43.4 x 96.77 x 25.14 cm			43.4 x 126.23 x 25.14 cm			
Peso de la etapa de potencia	31 lbs. (14 kg)			57 lbs. (26 kg)			84 lbs. (38 kg)			
Peso del compartimento de cables	24 lbs. (11 kg)			24 lbs. (11 kg)			26 lbs. (12 kg)			
Temperatura ambiente admisible	-13 °F ... +131 °F (-25 °C ... +55 °C)									
Certificaciones	UL 1741-2010, IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A & B, NEC Artículo 690, C22. 2 No. 1073-01 (Sept. 2001), Iniciativa Solar California - Manual del Programa - Apéndice C: Inversor Integral - Especificación de 5 % rendimiento de metro									

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Fronius IG Plus V	3.0-1 <sub>200V</sub>	3.8-1 <sub>200V</sub>	5.0-1 <sub>200V</sub>	6.0-1 <sub>200V</sub>	7.5-1 <sub>200V</sub>	10.0-1 <sub>200V</sub>	11.4-1 <sub>200V</sub>	10.0-3 <sub>240V</sub>	11.4-3 <sub>240V</sub>	12.0-3 <sub>240V/277V</sub>
Protección de falla de conexión a tierra	GFDI (Ground Fault Detector/Interrupter) interno; de conformidad con UL 1741-2010 y NEC Art. 690									
Protección de polaridad inversa CD	Diodo Interno									
Aislamiento	Interno; de conformidad con UL 1741-2010, IEEE 1547-2003 y NEC									
Sobre-temperatura	Disminución de potencia de salida / enfriamiento activo									

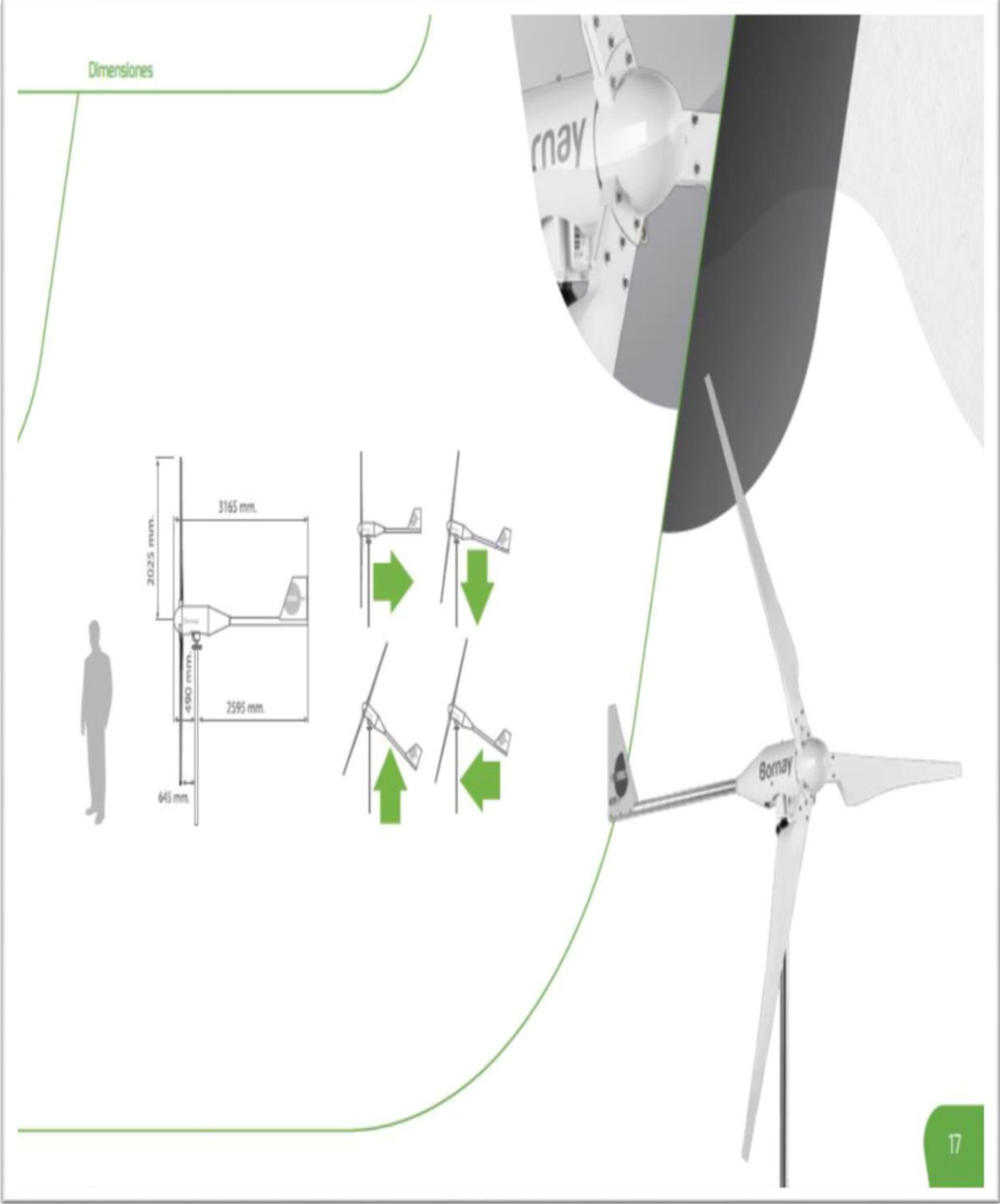
\* por Fase  
\*\* preliminar

Consulte a su Distribuidor



Fronius Mexico, SA de CV  
Carretera Monterrey Saltillo 5279E  
Santa Catarina, NL 66367  
Tel: (81) 8882 8200 / Web: www.fronius.mx  
/ Soporte Técnico: pv-support-mexico@fronius.com  
/ Ventas: pv-sales-mexico@fronius.com

Anexo 4. Ficha Técnica del Aerogenerador Horizontal.



# 25.3+

Número de hélices	3
Díámetro	4,05 m
Material	Fibra de vidrio / carbono
Dirección de rotación	En sentido contrario a las agujas del reloj
Sistema de control	1) Regulador electrónico 2) Pasivo por inclinación

## Características eléctricas

Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	5000 W
Voltaje nominal	220 Vac
RPM	@ 400
Controladores	Regulador MPPT Wind+ Multitensión: 12, 24, 48 Vdc Intensidad: Max. 125 Amp Tipo de batería: Inundada, AGM, Gel, Lítio Interface Wind+ Bombeo directo de agua AC ó DC Telecom Conexión a red

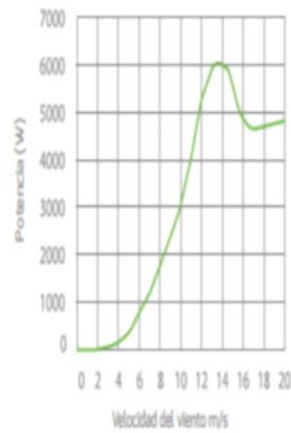
## Velocidad de viento

Rango de funcionamiento	2-30 m/s
Para arranque	3 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Para frenado automático	14 m/s
Máxima velocidad de viento	60 m/s

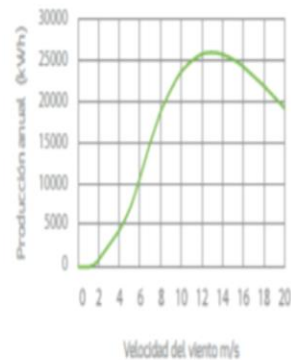
## Características físicas

Peso aerogenerador	107 kg
Peso regulador	33 kg
Peso interface	24 kg
Embalaje	120 x 80 x 80 cm - 143 kg
Dimensiones - peso	260 x 40 x 15 cm - 22 kg
Total	0,91 m <sup>3</sup> - 165 kg
Garantía	3 años

## Curva de potencia



## Energía



## Anexo 5. Ficha Técnica del Aerogenerador Vertical.

### Aerogenerador de Eje Vertical Kliux Zebra

Ficha de especificaciones de producto

Revisado: 22/10/2013



**DISEÑO ÚNICO**

- Diseñado para aprovechar la energía del viento en entornos urbanos.
- Primer aerogenerador de eje vertical con rotor modelo Savonius (arrastre) de 9 álabes alfa ( $\alpha$ ), fabricados en poliuretano expandido suministrado por Bayer MaterialScience.
- Diseñado y fabricado en España.

**VENTAJAS DEL PRODUCTO**

- No necesita sistema de arranque.
- Mantenimiento mínimo.
- Ausencia de ruido.
- Se integra perfectamente en entornos urbanos y aislados.
- Respetuoso con la fauna, sin riesgo para las aves.

**APLICACIONES:**

- Residencias particulares, turismo rural, instalaciones deportivas, agricultura y ganadería, montaña, colegios, parque municipales, polígonos industriales y carreteras.
- Perfecto soporte publicitario de gran visibilidad y notoriedad.



COMPONENTES CONJUNTO AEROTURBINA	MEDIA VIENTO (m/s)	ENERGÍA ANUAL GENERADA (kWh)
<p>Rotor de eje vertical Kliux Zebra (VAWT).</p> <p>Caja de transmisión, generador de imanes permanentes.</p> <p>Mástil de acero protegido con baño de galvanizado.</p> <p>Inversor eólico Etesian Mini 2600, 2 kW, 230 Vac, 50 Hz (Santerno). Conexión a red.</p> <p>Módulo de comunicaciones GSM/Ethernet (opcional).</p> <p>Estación meteorológica (opcional).</p> <p>Descargadores de Tensión.</p>	4	736
	5	1.789
	6	2.616
	7	3.717
	8	4.793
	9	5.693
	10	6.296
	11	6.892

DIMENSIONES Y PESOS
Peso del rotor + generador y transmisión: 375,00 kg.
Peso de mástil: desde 351 kg.
Diámetro del rotor: 2,36 m.
Altura del rotor/ transmisión: 3,1 m / 0,83 m.
Altura del mástil: desde 6 m.

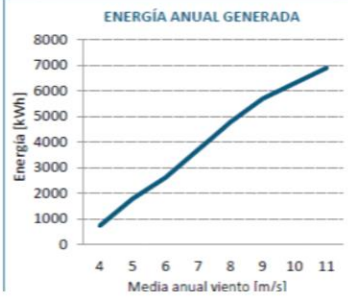
  

RENDIMIENTOS
Potencia nominal del generador: 1.800 W.
Velocidad de arranque: 3 m/s.
RPM a potencia nominal: 70 RPM.
Regulación de giro por curva del inversor y sobre velocidad por resistencia.
Nivel acústico a una distancia de 10 m: 32'6 dBA.
Durabilidad: 25 años.

OTROS
Material de los álabes: Poliuretano expandido de Bayer MaterialScience.
Tensión nominal de salida: 230 Vac. ( $\pm$ 15%)
Certificaciones: ISO: 9001, 14001 y CE.
Certificaciones en proceso: IFC 61400 -7/ -11/ -12 ΔWFA 9 1 RWFA 2009 Standard



**ENERGÍA ANUAL GENERADA**

Energía [kWh]

Media anual viento [m/s]

## Anexo 6. Ficha Técnica de la Interface del Aerogenerador.

## Interface WIND+

Interface Wind + rectifica, controla y filtra la energía producida por el aerogenerador entregando energía apta para su uso en las diferentes aplicaciones:

- Conexión a red, el interface entrega energía en corriente continua al inversor de conexión a red ABB Wind.
- Bombeo de agua, el interface entrega energía directamente en corriente continua para el funcionamiento de bombas como la Grundfos SQFlex, ó corriente alterna trifásica a 230 V para el funcionamiento de cualquier tipo de bombas ó motores.
- Telecom, el interface entrega energía en corriente alterna directamente a los rectificadores, ó corriente continua directamente a los inversores en función del fabricante del sistema.

La comunicación ModBus, permite la comunicación de modo bi-direccional entre los diferentes componentes de la instalación: para la gestión de la energía, monitorización, cambio de parámetros...



### Datos Técnicos

Entrada Aerogenerador	
Tipo de entrada	Trifásica CA
Conectores	MC4
Rango de voltaje operativo	80 - 480 Vac
Voltaje máximo admisible	510 Vac
Potencia máxima	3000 W (Wind 13+) / 6000 W (Wind 25+)
Resistencia de frenado	5000 W (Wind 13+) / 10000 W (Wind 25+)
Protección entrada	Varistores
Salida	
Tipo de salida	CA / CC
Conectores	MC4
Rango de voltaje	80 - 380 Vac / 100 - 450 Vcc
Protección	IGBT
Operacionales	
Consumo en reposo	< 3 W
Consumo a máxima potencia	< 30 W
Conexiones	
Anemómetro	Si, opcional.
Comunicaciones	2 x RS485 / 1 x RS232
USB	1 x mini USB Tipo B hembra
Bluetooth	Opcional con Borney Bluetooth dongle
Parada de emergencia	Si, Sete de emergencia
Parada de emergencia remota	Si, con interruptor externo
Relé	Libre de potencial, COM, NA, NC
Entradas auxiliares digitales	2
Salidas digitales	Salida de pulsos para sincronización con inversores con curva de potencia F-P
Físicas	
Grado de protección	IP20
Material	Aluminio
Color	RAL7035
Ventilación	Forzada
Montaje	Sobre pared
Dimensiones	399 x 494 x 190 mm 220 x 490 x 353 mm (Rack Telecom opcional)
Dimensiones embalaje	280 x 480 x 560 mm - 0,08 m <sup>3</sup>
Peso	14 Kg (Wind 13+) / 18,5 Kg (Wind 25+)
Peso embalaje	16,5 Kg (Wind 13+) / 21 Kg (Wind 25+)

## Anexo 7. Ficha Técnica del Inversor utilizado por el Aerogenerador.

Wind turbine converters

## ABB small wind inverters PVI-6000-TL-OUTD-W 6 kW



The PVI-6000-TL-W is ABB's most used small wind turbine inverter. It is designed with proven high performance technology. This dual stage transformerless wind inverter offers a unique combination of high efficiency, installer-friendly design and very wide input voltage range ensuring high energy harvesting.

The high speed and precise power curve tracking algorithm allows to best match the power curve of each turbine.

### Efficiency of up to 97 %

The PVI-6000-TL-W features an high efficiency up to 97 percent thanks to transformerless technology.

It has power curve customization with high granularity, up to 16-point, for high production yield.

It is a sealed unit to withstand harsh environmental conditions.

### Highlights

- Single phase output
- Power curve customization
- Wide input voltage range
- Transformerless technology
- Field-selectable standard grid settings

Power and productivity  
for a better world™ **ABB**

## Technical data and types

Type code	PVI-6000-TL-OUTD-W
<b>Input side</b>	
Maximum absolute DC input voltage ( $V_{max,abs}$ )	600 V
Operating DC Input voltage range ( $V_{dcmin}...V_{dcmax}$ )	50...580 V
DC input voltage range at $P_{scr}$ ( $V_{rp,min}...V_{rp,max}$ )	180...530 V
Rated DC input voltage ( $V_{scr}$ )	360 V
Dc power limitation	Linear derating from Max to Null [530V≤V <sub>dc</sub> ≤580V]
Maximum DC input current ( $I_{dcmax}$ )	36 A
Maximum input short circuit current	44 A
DC connection type	Screw terminal block
<b>Input protection</b>	
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source
Input over voltage protection - varistor	4
Generator isolation control	According to local standard
<b>Output side</b>	
AC grid connection	Single phase
Rated AC power ( $P_{scr} @ \cos\phi=1$ )	6000 W
Maximum AC output power ( $P_{scr,max} @ \cos\phi=1$ )	6000 W
Maximum apparent power ( $S_{max}$ )	6670 VA
Rated grid AC voltage ( $V_{scr}$ )	230 V
AC voltage range	180...264 V <sup>(1)</sup>
Maximum output AC current ( $I_{scr,max}$ )	30 A
Contributory fault current	40.0 A
Rated frequency ( $f_r$ )	50 Hz / 60 Hz
Frequency range ( $f_{min}...f_{max}$ )	47...53 Hz / 57...63 Hz <sup>(2)</sup>
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.0 with $P_{scr}=6.0$ kW
Total harmonic distortion	< 3.5 %
AC connection type	Screw terminal block
<b>Output protection</b>	
Anti-islanding protection	According to local standard
Maximum AC overcurrent protection	40.0 A
Output over voltage protection - varistor	2 (L-NL-PE)

## Technical data and types

Type code	PVI-6000-TL-OUTD-W
<b>Operating performance</b>	
Maximum efficiency ( $\eta_{max}$ )	97.0%
Stand-by consumption	< 8W
Feed in power threshold	10.0 W
<b>Communication</b>	
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card <sup>®</sup> (opt.), PVI-AEC-EVO (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card <sup>®</sup> (opt.)
User interface	16 characters x 2 lines LCD display
<b>Environmental</b>	
Ambient temperature range	-25...+ 60°C (-13...140°F) with derating above 50°C (122°F)
Noise emission	< 50 dB(A)
Maximum operating altitude without derating	2000 m (6560 ft)
<b>Physical</b>	
Environmental protection rating	IP 65
Cooling	Natural
Dimension (H x W x D)	810 mm x 325 mm x 218 mm (31.9 in x 12.8 in x 8.6 in)
Weight	< 26 kg (57.3 lb)
<b>Safety</b>	
Isolation level	Transformerless
Marking	CE (50 Hz only)
Safety and EMC standard	EN62109-1, EN62109-2, AS/NZS3100, AS/NZS 60950, EN61000-6-1, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12
Grid standard	CEI 0-21, VDE 0126-1-1, G59/3, EN 50438 (not for all national appendices), RD1600, AS 4777, C10/11, IEC 61727, ABNT NBR 16140, CLC/FprTS 50540
<b>Available products variants</b>	
Standard	PVI-6000-TL-OUTD-W

1. The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

2. The Frequency range may vary depending on specific country grid standard

3. Check availability before to order

**Remark.** Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

## Anexo 8: Análisis Financiero. (BAC-Solar)

Se necesitan instalar:

\* **94** Paneles solares con capacidad total de **28kW** en **266** metros cuadrados (Espacio necesario para instalar)

\* Cantidad de paneles solares recomendada según su consumo energético.

Cuota Mensual

**¢ 302.805,00** (Sujeto a estudio)

Durante **10 años** con 10% de interés anual

Costo total del préstamo

**¢ 36.336.600,00**

Tiempo para recuperar inversión:  
11 años y 10 meses

Ahorro Mensual

**¢ 307.091,09** (Sujeto a estudio)

Después de los pagos a la empresa distribuidora de electricidad (valor válido para el primer año).

Se promedia un ahorro anual de ¢3.685.093,02

Ahorro Co2 (Sujeto a estudio)

**2,90** Toneladas

Equivalente a emisiones de 0.48 vehículos y se necesitan 1449 árboles para contrarrestar el efecto



## Resultados del Calculador Solar

No. de Referencia  
8088

### Usuario

Pablo Paniagua Arguedas

### No. de Identificación

112790111

### Ubicación

Latitud: 9.9351023001818 Longitud:  
-84.075528010726

### Empresa Distribuidora - Tarifa

CNFL - Tarifa Comercios y Servicios

Promedio de Consumo Energético (Anual)

**33048 Kilowatts hora(kWh)**

Gráfico de generación por panel solar

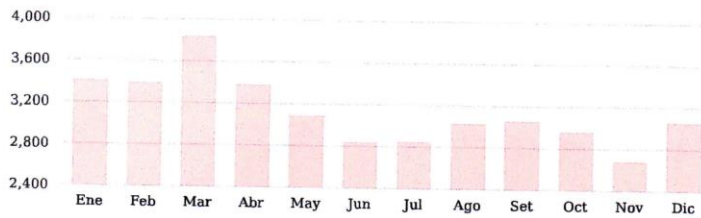
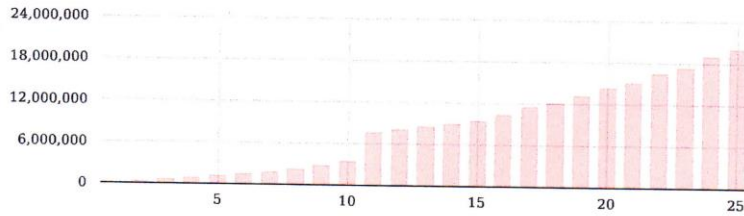


Gráfico de viabilidad financiera



**94 \***

Páneles solares

en

**266**

Metros cuadrados



**302,805.00**

**Cuota Mensual**

(Sujeto a estudio)



**2.90**

**Ahorro Co2**

(Sujeto a estudio)

\* Cantidad de paneles solares recomendada según su consumo energético.

\* Cantidad de paneles solares seleccionados por el usuario. No está relacionado al consumo eléctrico indicado previamente.

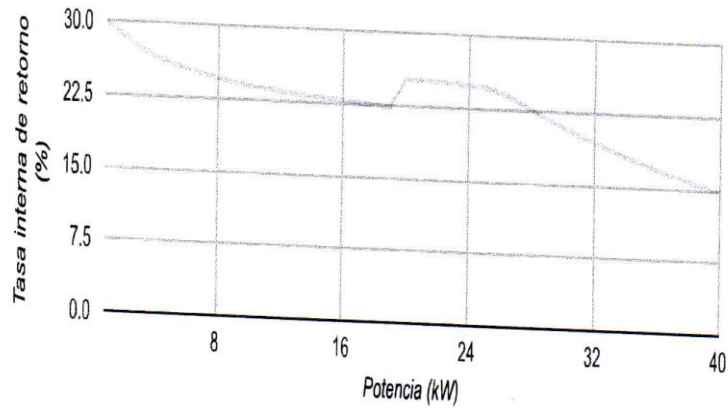
Tiempo para recuperar inversión **142 meses**



Todos los cálculos son aproximados a base de los siguientes parámetros:

Tipo de Cambio	556	Azimuth	0
Inclinación del Panel	15	Costo de Mantenimiento	15000.00
Costo de sustitución del Inversor	125000.00	Año de sustitucion de inversor	10.00
Demand	20, 12, 0.01	Tipo de Panel	Policristalino
Costo de interconexión	90000.00		

Gráfico de tasa interna vrs Kilowatts instalados



## Anexo 9: Variabilidad del VAN y del TIR (Tabla Excel)

Energía	Incremento Costo de Energía	Incremento por Acceso a la red	Eficiencia	Inflación	Tasa		
Kwh	6%	1%	1%	4,50%	8%		
Sistema	109% de energía	123% de energía	151% de energía	163% de energía	181% de energía	194% de energía	217% de energía
	94 Paneles	100 Paneles	112 Paneles	117 Paneles	130 Paneles	140 Paneles	156 Paneles
Costo inicial	-41345275	-43988496	-49158740	-52251988	-53064640	-61312344	-68256784
Año							
1	2432341	2432341	2432341	2432341	2432341	2432341	2432341
2	2578281	2578281	2578281	2578281	2578281	2578281	2578281
3	2732978	2732978	2732978	2732978	2732978	2732978	2732978
4	2896956	2896956	2896956	2896956	2896956	2896956	2896956
5	3070773	3070773	3070773	3070773	3070773	3070773	3070773
6	3255019	3255019	3255019	3255019	3255019	3255019	3255019
7	3450320	3450320	3450320	3450320	3450320	3450320	3450320
8	3657339	3657339	3657339	3657339	3657339	3657339	3657339
9	3876779	3876779	3876779	3876779	3876779	3876779	3876779
10	4109385	4109385	4109385	4109385	4109385	4109385	4109385
11	4355948	4355948	4355948	4355948	4355948	4355948	4355948
12	4617304	4617304	4617304	4617304	4617304	4617304	4617304
13	4894342	4894342	4894342	4894342	4894342	4894342	4894342
14	5188002	5188002	5188002	5188002	5188002	5188002	5188002
15	5499282	5499282	5499282	5499282	5499282	5499282	5499282
16	5829238	5829238	5829238	5829238	5829238	5829238	5829238
17	6178992	6178992	6178992	6178992	6178992	6178992	6178992
18	6549731	6549731	6549731	6549731	6549731	6549731	6549731
19	6942714	6942714	6942714	6942714	6942714	6942714	6942714
20	7359276	7359276	7359276	7359276	7359276	7359276	7359276
21	7800832	7800832	7800832	7800832	7800832	7800832	7800832
22	8268881	8268881	8268881	8268881	8268881	8268881	8268881
23	8765013	8765013	8765013	8765013	8765013	8765013	8765013
24	9290913	9290913	9290913	9290913	9290913	9290913	9290913
25	9848367	9848367	9848367	9848367	9848367	9848367	9848367
TIR	9%	8%	7%	7%	7%	5%	5%
VAN	₡ 4.055.539,55	₡ 1.412.318,55	₡ -3.757.925,45	₡ -6.851.173,45	₡ -7.663.825,45	₡ -15.911.529,45	₡ -22.855.969,45

