



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA EL EDIFICIO DE  
RECURSOS EDUCATIVOS Y SISTEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA, UNIVERSIDAD DE  
SAN CARLOS DE GUATEMALA**

**Iván Alexander Contreras Urrutia**

Asesorado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez

Guatemala, octubre de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA EL EDIFICIO DE  
RECURSOS EDUCATIVOS Y SISTEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA, UNIVERSIDAD DE  
SAN CARLOS DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**IVÁN ALEXANDER CONTRERAS URRUTIA**

ASESORADO POR EL ING. NATANAEL JONATHAN REQUENA GÓMEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**Diseño de sistema de generación fotovoltaica para el edificio de Recursos Educativos y sistemas de protección eléctrica, Universidad de San Carlos de Guatemala**

Tema que me fue asignado por la Dirección de la Escuela de Ejercicio Profesional Supervisado, con fecha 6 de agosto de 2014.

**Iván Alexander Contreras Urrutia**

Guatemala, 06 de marzo de 2020.  
Ref.EPS.DOC.1210.03.2020.

Ing. Oscar Argueta Hernández  
Director Unidad de EPS  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimado Ingeniero Argueta Hernández.

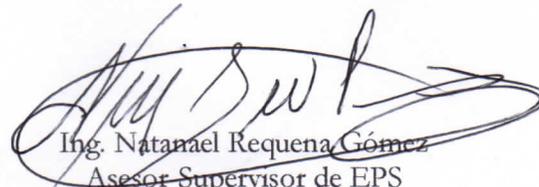
Por este medio atentamente le informo que como Asesor-Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Iván Alexander Contreras Urrutia** de la Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Registro Académico No. **200714224** y CUI **1646 25488 0101**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA EL EDIFICIO DE RECURSOS EDUCATIVOS Y SISTEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA, UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA”**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”

  
Ing. Natanael Requena Gómez  
Asesor Supervisor de EPS  
Área de Ingeniería Eléctrica



c.c. Archivo  
NJRG/ra

Universidad de San Carlos de  
Guatemala



Facultad de Ingeniería  
Unidad de EPS

Guatemala 10 de Junio de 2020.  
Ref.EPS.D.98.06.2020.

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo  
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimado Ingeniero Rivera Carrillo:

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA EL EDIFICIO DE RECURSOS EDUCATIVOS Y SISTEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA, UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Iván Alexander Contreras Urrutia, Registro Académico 2007 14224 y Código Único de Identificación (CUI) 1646 25488 0101** quien fue debidamente asesorado y supervisado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y Supervisor de EPS, en mi calidad de Director apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

  
Ing. Oscar Argueta Hernández  
Director Unidad de EPS



OA/ra

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

Guatemala, 7 de mayo de 2021

Ingeniero  
Armando Alonso Rivera Carrillo  
Director  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería USAC

Ingeniero Rivera:

Por este medio, con base a lo indicado en el REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADUACION vigente, tengo a bien proponer la aprobación del trabajo de graduación titulado:

**DISEÑO DE SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA EL EDIFICIO DE RECURSOS EDUCATIVOS Y SISTEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA, UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**

del estudiante IVÁN ALEXANDER CONTRERAS URRUTIA, habiendo cumplido con los requisitos establecidos en el referido reglamento y conforme la aprobación del asesor.

Sin otro particular

Atentamente,  
D Y ENSEÑAD A TODOS



Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira  
Coordinador Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA



REF. EIME 102. 2021.

**El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; IVÁN ALEXANDER CONTRERAS URRUTIA titulado; DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA EL EDIFICIO DE RECURSOS EDUCATIVOS Y SISTEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICA, UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA, procede a la autorización del mismo.**

  
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

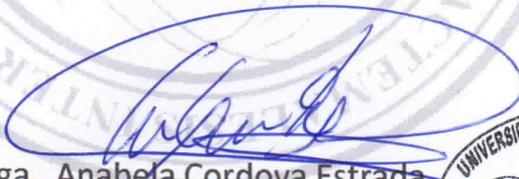


GUATEMALA, 20 DE MAYO 2,021.

DTG. 470-2021

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA EL EDIFICIO DE RECURSOS EDUCATIVOS Y SISTEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA, UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario: **Iván Alexander Contreras Urrutia**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Anabela Cordova Estrada  
Decana



Guatemala, octubre de 2021

AACE/cc

## **ACTO QUE DEDICO A:**

<b>Dios</b>	Fuente de sabiduría que me ha guiado para alcanzar esta meta.
<b>Mis padres</b>	Gloria María Urrutia López y Hugo Leonel Contreras García, por su amor, principios, consejos y apoyo que en todo momento me han brindado. Este triunfo es producto de sus esfuerzos y sacrificios.
<b>Mi esposa</b>	Claudia Elizabeth Escobar Flores, por su amor incondicional, comprensión y paciencia. Un viaje que nos cambió la vida.
<b>Mi hijo</b>	Emilio Santiago Contreras Escobar, mi mayor fuente de motivación. Angelito que despertó mi capacidad de soñar y mi voluntad de alcanzar los sueños.
<b>Mis hermanos</b>	Hugo Leonel y Víctor Ricardo Contreras Urrutia, que este logro sirva de ejemplo. Podemos conseguir nuestras metas.
<b>Mi familia</b>	Con mucho cariño.

**Mis amigos**

Mencionar a cada uno por nombre. Gracias por todos esos momentos compartidos.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

**Universidad de San  
Carlos de Guatemala**

Que, por medio de la Facultad de Ingeniería, me formó como profesional.

**Maestros, profesores y  
catedráticos**

Guías y mentores que han aportado en cada etapa de mi formación. Gracias por sus enseñanzas.

**Ing. Francisco González**

Por su ayuda y apoyo en el desarrollo de este trabajo. Ejemplo como persona y profesional.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS .....	XXV
GLOSARIO .....	XVIII
RESUMEN.....	XVIIV
OBJETIVOS.....	XXIII
INTRODUCCIÓN .....	XXV
1. FASE DE INVESTIGACIÓN .....	1
1.1. Universidad San Carlos de Guatemala .....	1
1.1.1. Dirección General de Administración.....	2
1.1.1.1. División Servicios Generales .....	3
1.1.2. Facultad de Ingeniería .....	4
1.1.2.1. Escuela de Ingeniería Mecánica	
Eléctrica.....	4
1.1.2.2. Unidad de Ejercicio Profesiona	
Supervisado.....	5
1.2. Fuentes de energía renovable en Guatemala .....	5
1.2.1. Energía hidráulica.....	6
1.2.2. Biomasa.....	6
1.2.3. Eólica.....	7
1.2.4. Solar .....	8
1.2.4.1. Conversión térmica.....	9
1.2.4.2. Conversión fotovoltaica .....	9
1.2.5. Geotérmica .....	10
1.3. Energía solar y el efecto fotoeléctrico.....	11

1.3.1.	Coordenadas geográficas .....	12
1.3.2.	Movimientos de la Tierra .....	13
1.3.3.	Coordenadas solares .....	15
1.3.4.	La célula fotovoltaica.....	17
1.3.5.	Tipos de células fotovoltaicas.....	18
1.4.	Componentes de un sistema de generación fotovoltaica .....	20
1.4.1.	Panel fotovoltaico .....	20
1.4.1.1.	Sus partes .....	22
1.4.1.2.	Parámetros eléctricos.....	23
1.4.1.3.	Orientación .....	27
1.4.1.4.	Inclinación óptima.....	28
1.4.1.5.	Distanciamiento mínima entre filas de módulos.....	29
1.4.1.	Irradiación sobre una superficie inclinada .....	32
1.4.2.	Inversor .....	32
1.4.2.1.	Tipos de inversor según su onda de salida.....	33
1.4.2.2.	Inversor para sistema aislado o autónomo .....	34
1.4.2.3.	Inversor para sistema conectado a la red .....	35
1.4.2.3.1.	Características .....	35
1.4.2.3.2.	Tipos de inversores.....	36
1.4.2.3.3.	Dimensionado .....	39
1.4.3.	Medidores.....	40
1.4.3.1.	Tipos de medición .....	40
1.4.3.2.	Tipos de medidores.....	41
1.4.4.	Estructuras de soporte .....	42
1.4.5.	Canalización y conductores DC/AC .....	43

1.4.5.1.	Canalizaciones .....	44
1.4.5.2.	Conductores eléctricos .....	45
1.4.5.2.1.	Conductor corriente directa.....	46
1.4.5.2.2.	Conductor corriente alterna .....	48
1.4.6.	Protección del sistema fotovoltaico.....	50
1.4.6.1.	Protecciones requeridas para un sistema fotovoltaico .....	51
1.4.6.2.	Protección contra sobrecargas .....	51
1.4.6.2.1.	Diodo de bloqueo .....	52
1.4.6.2.2.	Fusible .....	52
1.4.6.2.3.	Interruptor automático ..	52
1.4.6.2.4.	Corriente de corto circuito .....	53
1.4.6.3.	Seccionadores .....	54
1.4.6.4.	Protección contra sobretensiones.....	55
1.4.6.5.	Puesta a tierra .....	56
1.4.6.5.1.	Tipos de puesta a tierra .....	57
1.4.6.5.2.	Resistividad del suelo...	60
1.4.6.5.3.	Métodos de medición de resistividad.....	62
1.4.6.5.4.	Configuraciones de puesta a tierra.....	64
1.4.6.6.	Protección contra descargas electro atmosféricas .....	67
1.4.6.6.1.	Anillo de apantallamiento .....	68

	1.4.6.6.2.	Captadores de rayos.....	68
	1.4.6.6.3.	Pararrayos con punta....	69
1.5.		Marco legal para el desarrollo de proyectos de generación distribuida renovable .....	69
	1.5.1.1.	Antes de la Ley General de Electricidad.....	70
	1.5.1.2.	Origen de Ley General de Electricidad.....	70
	1.5.1.3.	Marco regulatorio del subsector eléctrico en Guatemala .....	72
	1.5.2.	Incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable .....	72
	1.5.3.	Generador distribuido renovable y usuarioautoprodutor con excedente de energía ....	73
	1.5.4.	Normas aplicables para el sistema de generación fotovoltaico .....	74
1.6.		Análisis económico.....	75
	1.6.1.	Flujo de efectivo .....	75
	1.6.2.	Tasa interna de retorno .....	76
	1.6.3.	Valor actual neto .....	77
2.		FASE TÉCNICO PROFESIONAL .....	79
	2.1.	Informe ejecutivo del proyecto .....	79
	2.2.	Energía y potencia utilizada .....	80
	2.2.1.	Perfil de carga .....	81
	2.2.2.	Estadística de consumo de energía mensual.....	82
	2.2.3.	Potencia máxima.....	83
	2.2.4.	Precios de la energía .....	85
	2.2.5.	Costos de la energía y potencia utilizados .....	86

2.3.	Especificaciones técnicas.....	89
2.3.1.	Ubicación geográfica del proyecto.....	90
2.3.1.1.	Macrolocalización .....	90
2.3.1.2.	Microlocalización .....	91
2.3.1.3.	Recursos energéticos del área .....	94
	2.3.1.3.1.    Horas de brillo solar.....	95
	2.3.1.3.2.    Irradiación solar .....	96
2.3.1.4.	Área utilizable .....	96
2.3.2.	Dimensionamiento de generador solar .....	101
2.3.2.1.	Características físicas de los paneles fotovoltaicos.....	101
2.3.2.2.	Características eléctricas de los paneles fotovoltaicos .....	102
2.3.2.3.	Determinación de la orientación e inclinación .....	104
2.3.2.4.	Distanciamiento entre módulos.....	104
2.3.2.5.	Distribución y cantidad de módulos en el área disponible.....	106
2.3.3.	Estructuras y soporte.....	107
2.3.3.1.	Componentes de la estructura.....	109
2.3.3.2.	Cimentación y anclaje.....	110
2.3.4.	Inversores.....	111
2.3.4.1.	Características eléctricas del..... inversor .....	111
2.3.4.2.	Configuración y distribución de módulos e inversores.....	113
2.3.5.	Dimensionamiento del cableado eléctrico y ductos .....	116
2.3.5.1.	Selección de conductores CD y CA..	116

	2.3.5.1.1.	Selección de conductores en CD .....	116
	2.3.5.1.2.	Selección de conductores en CA.....	122
	2.3.5.2.	Selección de canalizaciones .....	123
	2.3.5.2.1.	Canalización entre generador fotovoltaico e inversores.....	124
	2.3.5.2.2.	Canalización entre inversores y subestación .....	125
2.4.		Protecciones del sistema fotovoltaico .....	127
	2.4.1.	Sobrecarga, sobre corriente y maniobra .....	127
	2.4.1.1.	Protección del generador fotovoltaico	127
	2.4.1.2.	Protección del inversor e interconexión a instalación existente..	128
	2.4.1.3.	Calculo de corriente de corto circuito .	128
	2.4.1.3.1.	Protección lado de CA	132
	2.4.1.4.	Seccionador .....	133
	2.4.2.	Sobretensión de la red .....	133
	2.4.2.1.	Supresor de transitorios en CD .....	133
	2.4.2.2.	Supresor de transitorios en CA .....	134
2.5.		Sistemas de puesta a tierra.....	134
	2.5.1.	Resistividad del suelo.....	135
	2.5.2.	Medición del área .....	137
	2.5.3.	Selección del tipo de puesta a tierra .....	138
	2.5.3.1.	Malla.....	139
	2.5.3.2.	Contraantena.....	139
	2.5.3.3.	Delta.....	140

	2.5.4.	Anillo de apantallamiento.....	140
2.6.		Estimación de la producción mensual y anual.....	143
	2.6.1.	Irradiación disponible.....	144
	2.6.2.	Pérdidas .....	144
	2.6.3.	Energía disponible .....	146
	2.6.4.	Producción mensual de energía .....	147
2.7.		Conexión a red de un usuario autoprodutor con excedente de energía .....	148
	2.7.1.	Especificaciones técnicas GDR .....	149
	2.7.2.	Responsabilidades usuario-distribuidor .....	150
	2.7.3.	Procedimiento de conexión de UAEE.....	151
2.8.		Lista de materiales y equipo del sistema fotovoltaico .....	153
2.9.		Análisis económico.....	156
	2.9.1.	Cronograma de ejecución del proyecto .....	156
	2.9.2.	Presupuesto del sistema fotovoltaico .....	157
		2.9.2.1. Costos de materiales, equipo, instalación y montaje .....	158
		2.9.2.2. Costo de operación y mantenimiento	164
	2.9.3.	Cálculo estimado de la energía producida anualmente y costo estimado de la energía inyectada a la red .....	164
	2.9.4.	Cálculo de flujo neto de efectivo .....	166
	2.9.5.	Cálculo de tasa interna de retorno.....	170
	2.9.6.	Cálculo de valor actual neto .....	171
3.		FASE DE ENSEÑANZA APRENDIZAJE.....	173
	3.1.	Plan de capacitación .....	173
		3.1.1. Primera capacitación .....	174
		3.1.2. Segunda capacitación .....	174

3.2.	Plan de contingencia .....	175
3.2.1.	Riesgo laboral .....	175
3.2.2.	Riesgos físicos .....	176
3.2.3.	Riesgos ergonómicos .....	176
3.2.4.	Riesgos mecánicos .....	176
3.2.5.	Riesgos ambientales .....	177
3.3.	Mantenimiento.....	177
3.3.1.	Mantenimiento preventivo .....	177
3.3.2.	Mantenimiento correctivo .....	178
CONCLUSIONES.....		181
RECOMENDACIONES.....		183
BIBLIOGRAFÍA.....		185
APÉNDICES.....		187
ANEXOS.....		203

# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1.	Central hidroeléctrica .....	6
2.	Material obtenido de viruta de madera y leña .....	7
3.	Central eólica .....	7
4.	Uso de energía proveniente del sol.....	8
5.	Calentador solar .....	9
6.	Sistema fotovoltaico conectado a la red.....	10
7.	Central geotérmica.....	11
8.	Posición de la Tierra respecto el sol en el año.....	14
9.	Declinación de la Tierra en el año.....	15
10.	Ejemplo de carta solar.....	17
11.	Interior de una célula solar .....	18
12.	Composición de un panel fotovoltaico.....	20
13.	Tipos de conexión entre paneles solares .....	21
14.	Curva característica corriente versus voltaje.....	25
15.	Salida y puesta del sol anual.....	28
16.	Variación de la inclinación a lo largo del año .....	29
17.	Paneles montados sobre estructuras .....	31
18.	Clasificación de supresores .....	56
19.	Sistema de protecciones completo.....	59
20.	Ejemplo de las variaciones de resistividad respecto a la humedad, salinidad y temperatura .....	62
21.	Método de Wenner.....	63
22.	Malla de tierra enterrada .....	64

23.	Malla con electrodos enterrados .....	65
24.	Conexión en triangulo con electrodos en las esquinas .....	66
25.	Electrodos dispuestos en línea recta .....	67
26.	Ejemplo de anillo de apantallamiento .....	68
27.	Pararrayos tipo Franklin .....	69
28.	Estructura que rigen el subsector eléctrico en Guatemala.....	72
29.	Ejemplo de flujo de efectivo de una empresa .....	76
30.	Perfil de carga diario del edificio .....	81
31.	Historial de consumo de energía mensual del edificio de Recursos Educativos .....	83
32.	Historial de demanda de potencia mensual del edificio de Recursos Educativos .....	84
33.	Costo unitario de la energía en periodo trimestral .....	86
34.	Ejemplo de detalle de cobros en facturación de consumo del edificio de Recursos Educativos, de acuerdo a tipo de tarifa.....	87
35.	Historial de facturación mensual de por concepto de energía eléctrica para el edificio de Recursos Educativos, expresado en Q.....	89
36.	Ubicación del proyecto en la República de Guatemala y departamento de Guatemala .....	91
37.	Distribución de zonas del municipio de Guatemala .....	92
38.	Campus central de la Universidad de San Carlos de Guatemala, zona 12 .....	93
39.	Vista aérea del edificio de Recursos Educativos, Biblioteca Central ....	94
40.	Toma a nivel de terraza edificio de Recursos Educativos.....	97
41.	Área 1 utilizable del edificio de Recursos Educativos .....	98
42.	Área 2 utilizable del edificio de Recursos Educativos .....	98
43.	Área 3 utilizable del edificio de Recursos Educativos .....	99
44.	Área 4 utilizable del edificio de Recursos Educativos .....	100
45.	Dimensiones de los paneles fotovoltaicos .....	102

46.	Características eléctricas de los paneles fotovoltaicos .....	103
47.	Características térmicas de los paneles fotovoltaicos .....	103
48.	Espacio entre filas de paneles .....	105
49.	Área ocupada por 3 paneles vista en planta .....	106
50.	Tuerca para riel acanalado.....	108
51.	Riel unistrut acanalado.....	108
52.	Perno cabeza hexagonal.....	108
53.	Placas de conexión .....	109
54.	Ejemplo de estructura armada con riel unistrut y accesorios .....	110
55.	Ejemplo de estructura metálica ya montada sobre las zapatas superficiales .....	111
56.	Características eléctricas de los inversores .....	112
57.	Bandejas tipo canasta .....	124
58.	Tubería IMC de diversos diámetros .....	126
59.	Medición de resistividad .....	136
60.	Aplicación del a norma NFPA 780 para instalación de puntas captadoras .....	141
61.	Altura de las puntas captadoras.....	141
62.	Instalación de las puntas captadoras .....	142
63.	Distribución de puntas captadoras y malla para interconexión .....	143
64.	Procedimiento para la conexión de un UAEE .....	152
65.	Flujo de caja anual y flujo de caja neto acumulado en el periodo de vida del proyecto .....	170

## TABLAS

I.	Ángulos de salida y puesta del sol anual para ciudad de Guatemala ....	27
II.	Valores máximos de resistencia de puesta a tierra recomendados .....	60

III.	Consumo de energía mensual del edificio de Recursos Educativos expresada kWh/mes .....	82
IV.	Demanda máxima consumida mensualmente por el edificio de Recursos Educativos expresado en kW/mes.....	84
V.	Costo de la energía trimestral para tarifa con demanda media fuera de punta, expresado en Q/kWh .....	85
VI.	Facturación mensual de EEGSA para el edificio de Recursos Educativos, expresado en Q.....	88
VII.	Insolación anual en la Ciudad de Guatemala, expresado en horas de brillo mensual y anual .....	95
VIII.	Irradiación solar en altiplano, expresado en kW/m <sup>2</sup> diarios .....	96
IX.	Áreas utilizables de la terraza expresada en m <sup>2</sup> .....	100
X.	Distribución de área útil expresado en m <sup>2</sup> .....	101
XI.	Datos relevantes para el dimensionamiento .....	104
XII.	Datos relevantes del inversor .....	113
XIII.	Longitudes de cableado en metros.....	118
XIV.	Calibre recomendado para la sección transversal requerida para conexión entre paneles.....	119
XV.	Calibre recomendado para la sección transversal requerida para conexión de paneles y cajas de conexión.....	120
XVI.	Selección de conductor recomendado en CD.....	122
XVII.	Selección de conductor recomendado en CA.....	123
XVIII.	Tubería IMC de diversos diámetros .....	126
XIX.	Resistencias y reactancias por sección .....	129
XX.	Promedio de mediciones de resistencia con el telurómetro.....	135
XXI.	Resistividad promedio calculada .....	137
XXII.	Irradiación sobre una superficie plana e inclinada .....	144
XXIII.	Rendimiento máximo en la instalación.....	146
XXIV.	Energía estimada mensual expresado en kWh .....	147

XXV.	Energía Producida Mensual expresado en kWh .....	148
XXVI.	Listado de equipos .....	153
XXVII.	Listado de canalizaciones. ....	153
XXVIII.	Listado de estructuras y cimentación .....	154
XXIX.	de cableado.....	154
XXX.	de equipos de maniobra y protecciones.....	155
XXXI.	Listado de equipos de puesta a tierra y pararrayos .....	155
XXXII.	Listado de equipos de obra civil.....	156
XXXIII.	Costos de mano de obra para la obra civil.....	157
XXXIV.	Costo de equipos .....	158
XXXV.	Costo estructura y cimentaciones .....	158
XXXVI.	Costo de cableado .....	160
XXXVII.	Costo de maniobras y protecciones .....	160
XXXVIII.	Costo de canalizaciones .....	162
XXXIX.	Costo de puesta a tierra y pararrayos .....	162
XL.	Costo de cuarto eléctrico.....	163
XLI.	Resumen de costos de materiales y mano de obra .....	163
XLII.	Costo de energía inyectada a la red anualmente.....	165
XLIII.	Flujo de efectivo a lo largo de la vida del proyecto año 1 a 5.....	166
XLIV.	Flujo de efectivo a lo largo de la vida del proyecto año 6 a 10.....	166
XLV.	Flujo de efectivo a lo largo de la vida del proyecto año 11 a 15.....	167
XLVI.	Flujo de efectivo a lo largo de la vida del proyecto año 16 a 20.....	167
XLVII.	Flujo de efectivo a lo largo de la vida del proyecto año 21 a 25.....	168
XLVIII.	Flujo de caja anual y flujo de caja neto acumulado en el periodo de vida del proyecto .....	168
XLIX.	Listado de tareas a realizar en dispositivos y estructura anualmente .....	178



## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>A</b>	Amperio
$\alpha$	Ángulo azimutal
$\beta$	Ángulo de inclinación
$\theta_s$	Ángulo o distancia cenital
$\Psi_s$	Azimut solar
$\Delta U$	Caída de tensión
$\text{cm}^2$	Centímetro cuadrado
$\sigma$	Conductividad
$\delta$	Declinación
$\gamma_s$	Elevación solar
<b>FF</b>	Factor de forma
$^{\circ}\text{C}$	Grados Celsius
<b>h</b>	Hora
<b>I</b>	Intensidad de corriente
$I_{sc}$	Intensidad de corto circuito
<b>G</b>	Irradiancia
<b>km</b>	Kilómetro
<b>kW</b>	Kilovatio
<b>kWh</b>	Kilovatio hora
$\phi$	Latitud
$\text{m}^2$	Metro cuadrado
<b>mm</b>	Milímetro
$\text{mm}^2$	Milímetro cuadrado

<b><math>\Omega</math></b>	Ohmio
<b>%</b>	Porcentaje
<b><math>P_{Gmax}</math></b>	Potencia del generador fotovoltaico
<b><math>P_{inv}</math></b>	Potencia del inversor
<b><math>\eta</math></b>	Rendimiento
<b><math>\rho</math></b>	Resistividad
<b>S</b>	Sección transversal
<b><math>V_{oc}</math></b>	Tensión de circuito abierto
<b>ua</b>	Unidad astronómica
<b>W</b>	Vatio
<b><math>W_p</math></b>	Vatios pico
<b>V</b>	Voltaje
<b><math>V_{inv}</math></b>	Voltaje del inversor

## GLOSARIO

<b>Aislamiento galvánico</b>	Consiste en la separación de partes funcionales de un circuito eléctrico para prevenir el traspaso de portadores de carga.
<b>AM</b>	Masa de aire.
<b>Autoproductor</b>	Persona individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica cuya producción destina exclusivamente a su propio consumo.
<b>AWG</b>	<i>American Wire Gauge</i>
<b>CA</b>	Corriente alterna.
<b>CD</b>	Corriente directa.
<b>CEP</b>	Condición estándar de prueba.
<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
<b>Diodo</b>	Dispositivo electrónico de dos electrodos por el que circula la corriente eléctrica en un solo sentido.
<b>EEGSA</b>	Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima.

<b>EPS</b>	Ejercicio Profesional Supervisado.
<b>Fotón</b>	Es la partícula portadora de todas las formas de radiación electromagnética.
<b>GDR</b>	Generador Distribuido Renovable.
<b>INSIVUMEH</b>	Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología de Guatemala.
<b>INDE</b>	Instituto Nacional de Eletrificación.
<b>IMC</b>	<i>Intermediate Metal Conduit.</i>
<b>IP</b>	Sistema de clasificación numérica que identifica los grados de protección del contenedor de los equipos.
<b>Irradiancia</b>	Cantidad de energía solar que llega a la atmósfera superior de la Tierra por unidad de superficie y tiempo.
<b>LED</b>	Lámpara de estado sólido que utiliza ledes como fuente lumínica.
<b>LGE</b>	Ley General de Electricidad.
<b>Magnetotérmico</b>	Dispositivo que basa su funcionamiento en la circulación de corriente eléctrica: efecto magnético y térmico.

<b>MEM</b>	Ministerio de Energía y Minas.
<b>NEC</b>	<i>National Electric Code.</i>
<b>NTDOID</b>	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución.
<b>NTGDR</b>	Norma Técnica para la Conexión y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable.
<b>NTSD</b>	Normas Técnicas del Servicio de Distribución.
<b>Potencia pico</b>	Potencia máxima que produce un panel bajo condiciones estándares.
<b>PR</b>	Performance Ratio.
<b>PVC</b>	Policloruro de vinilo.
<b>Q</b>	Quetzales, moneda de Guatemala.
<b>RAMM</b>	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.
<b>Resistividad</b>	Resistencia proporcional de un material conductor según su longitud y anchura.
<b>RLGE</b>	Reglamento de la Ley General de Electricidad.
<b>Tensión eléctrica</b>	Magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos.

<b>TIR</b>	Tasa interna de retorno.
<b>TONC</b>	Temperatura de operación nominal de la célula.
<b>USAC</b>	Universidad de San Carlos de Guatemala.
<b>UAEE</b>	Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía.
<b>VAN</b>	Valor actual neto.
<b>VPN</b>	Valor presente neto.

## RESUMEN

Las energías renovables es un tema que en la actualidad ha ido tomando importancia. Esto se refiere a utilizar como materia prima o fuente de energía a aquellas energías que se regeneran y son virtualmente inagotables. En nuestro país se cuenta con diversos recursos y formas de energía que pueden ser aprovechables y utilizables para la generación de energía eléctrica, como lo es el recurso hídrico, eólico, geotérmico, biomasa y solar.

La energía solar puede ser aprovechada por mediante el uso de células fotovoltaicas, aprovechando la radiación solar para transformar la misma en una corriente eléctrica y ser utilizada como energía eléctrica.

Esta tecnología inicio siendo utilizada para abastecer inmuebles y cargas aisladas de la red energía eléctrica. En la actualidad se puede abastecer desde secciones o circuitos aislados, hasta instalarse y ponerse en operación en conjunto con la red de distribución y así suministrarle energía a la misma.

El fin de inyectar la energía eléctrica a la red, es la reducción en la facturación mensual y puede ir desde cubrir parcialmente la demanda hasta cubrir totalmente la misma, dependiendo de la capacidad a instalarse y condiciones climáticas que influyen en la generación solar fotovoltaica.

Todo esto se encuentra contemplado en un marco regulatorio estricto y normativas técnicas que garantizan su funcionalidad y operación.

En el desarrollo de este estudio, se utilizaron datos estadísticos y materiales que se encuentran actualmente en el mercado guatemalteco con la finalidad de plantear una alternativa para el ahorro en la facturación energética a futuro, en el edificio de Recursos Educativos de la USAC, a través de un proyecto solar fotovoltaico.

Adicionalmente es vital proteger la instalación eléctrica del edificio. Para dar una solución que de la mayor cobertura posible se plantean protecciones internas y protecciones externas de acuerdo a las recomendaciones internacionalmente aceptadas y normativa vigente. Las protecciones internas van desde el dimensionamiento adecuado de cables, interruptores y equipo. Las protecciones externas van más dirigidas a proteger las instalaciones eléctricas debidas a fallas que se produzcan en la red o a condiciones climáticas adversas.

Para sustentar el planteamiento del proyecto solar fotovoltaico, se presenta un análisis económico en el que se consideran nuevamente datos estadísticos para validar la implementación de un proyecto de esta índole a futuro.

## **OBJETIVOS**

### **General**

Determinar la factibilidad de implementar un proyecto de generación eléctrica utilizando fuentes del tipo renovable para el edificio de Recursos Educativos, cumpliendo con las recomendaciones técnicas y legales, e impulsando así el uso de tecnologías alternativas para la reducción en la facturación de energía eléctrica.

### **Específicos**

1. Determinar la capacidad de generación de energía eléctrica proveniente del sol para el edificio de Recursos Educativos.
2. Diseñar un sistema de generación fotovoltaico para el edificio de Recursos Educativos, de acuerdo a las características propias del lugar.
3. Analizar el beneficio-costos de la implementación del proyecto solar en el edificio de Recursos Educativos.
4. Proponer un plan de mantenimiento y capacitación para el personal que quedará a cargo del proyecto.



## INTRODUCCIÓN

La condición económica actual, no permite desperdiciar recursos, obligando a optimizar y obtener el mayor provecho de todo lo que este a nuestra disposición. En el caso de un generador fotovoltaico, utiliza un recurso renovable que está actualmente en desuso, aportando energía a las instalaciones eléctricas del edificio para autoconsumo. También debe considerarse que los excedentes de energía son inyectados a la red de distribución, lo que apoya la política energética nacional de diversificar la matriz energética con energía renovable.

Después de analizar las condiciones actuales del edificio de Recursos Educativos, se evalúan alternativas para rendir el mayor provecho de la energía. Este trabajo se centra en utilizar un recurso renovable y fomentar el uso de tecnologías alternativas para la generación de energía eléctrica.

Se esperaba que la energía eléctrica generada debido a la disponibilidad de área, fuera capaz de proveer la energía total utilizada por el edificio. También se analizó la forma de utilizar la energía generada; se utilizaría solamente la autoproducción, se vendería la energía o se inyectaría el excedente.

Debido a que el edificio funciona activamente entre los meses de enero a noviembre, la demanda de energía es constante debido a que las cargas son de iluminación mayormente. El horario de atención es de 7:00 a 20:00 horas en el edificio. Se determinó que la generación fotovoltaica debido a las horas de luz no coincide con la totalidad de las horas de demanda de energía eléctrica, lo que implica que, del total de generación, en los momentos de existir excedentes, se inyectará a la red, siendo tomados como crédito energético a favor del edificio.

El desarrollo del presente trabajo contempla el diseño preliminar de un sistema de generación fotovoltaica y la protección eléctrica para el edificio de Recursos Educativos, utilizando la modalidad contemplada en el marco legal energético como UAEE.

El primer capítulo describe los aspectos teóricos necesarios para el desarrollo del proyecto: principios básicos de la generación fotovoltaica, descripción y funcionamiento de los componentes de un generador fotovoltaica, materiales utilizados para el montaje y conexiones, marco legal que promueve este tipo de proyectos y el fundamento teórico que determinara la rentabilidad y viabilidad del proyecto.

El segundo capítulo desarrolla el diseño del generador fotovoltaico, tomando como base el consumo energético actual del edificio. Después de determinar las condiciones geográficas del edificio, condiciones climáticas y recurso energético del lugar, lleva a cabo el dimensionamiento y diseño preliminar del generador fotovoltaico. Se contemplan las protecciones internas y externas para garantizar el funcionamiento durante todo el periodo de vida del proyecto. Se contempla el procedimiento para incorporarse como GDR, respetando el marco legal. Para finalizar, se evalúa y determina la viabilidad del proyecto.

En el tercer capítulo, se describe las actividades de capacitación realizadas, los planes de mantenimiento que deben realizarse y los riesgos a los que se expone el personal, la infraestructura y el propio generador fotovoltaico, desde la ejecución hasta la operación.

# **1. FASE DE INVESTIGACIÓN**

Este capítulo inicia con la descripción de la estructura de la USAC. Se describen los roles de la Facultad de Ingeniería, DIGA y Unidad del EPS.

Se continúa con un breve resumen de los tipos de energía renovable existentes y se menciona la forma de utilizar cada tipo de energía.

Continúa con el efecto fotoeléctrico, los dispositivos que intervienen en el funcionamiento de un generador fotovoltaico, el montaje y las protecciones necesarias.

Se contempla la descripción del marco legal que rige la electricidad en el país, la importancia del mismo y los incentivos considerados para el desarrollo de proyectos de energía renovable.

Por último, se detallan los métodos de evaluación financiera, con lo que se analizar la viabilidad y rentabilidad del proyecto.

## **1.1. Universidad San Carlos de Guatemala**

Es la institución de educación superior estatal, autónoma, con enfoque multi e intercultural y comprometida con el desarrollo científico, social, humanista y ambiental, basándose para alcanzar sus fines y metas en profesionales con principios éticos y excelencia académica. Al ser la única universidad estatal en el país, le corresponde dirigir, organizar y desarrollar la educación superior del estado y la educación estatal.

Las autoridades de la USAC están conformados por el Consejo Superior Universitario, el Cuerpo Electoral y el Rector. El Consejo está integrado por el Rector, el decano de cada Facultad, un representante de cada colegio profesional y un representante estudiantil por Facultad. El rector es representante legal de la Universidad y se encarga de ejecutar y cumplir las decisiones del Consejo Superior Universitario. Cada Facultad está regida por una Junta Directiva representada por un Decano.

La estructura orgánica de la Universidad está integrada por unidades de decisión superior, unidades de apoyo funcional y las unidades ejecutoras del desarrollo de las funciones de docencia, investigación y extensión de la Universidad.

#### **1.1.1. Dirección General de Administración**

Es la dependencia de la USAC encargada de la planificación, desarrollo y supervisión de las unidades académicas y la administración universitaria. Fue creada derivado de la reorganización y descentralización de la administración universitaria. Se encuentra conformado por la División de Servicios Generales, Registro y Estadística, Biblioteca Central y el Centro Universitario Metropolitano.

Uno de sus objetivos es la optimización y racionalización de los recursos de la USAC, por medio del fortalecimiento de la infraestructura física, su mantenimiento y proveer de los servicios generales. Es por ello que pueden listar funciones específicas tales como:

- Planificar, coordinar mantenimiento y supervisar la infraestructura física de la Universidad, en conjunto con las unidades académicas y otras dependencias administrativas.

- Proporcionar mantenimiento y servicio a las áreas comunes y específicas de la USAC.
- Administrar y proveer material bibliográfico a la comunidad universitaria y público en general.
- Brindar la asesoría técnico-administrativo a las unidades académicas y administrativas.

#### **1.1.1.1. División Servicios Generales**

Es la unidad técnico-administrativa encargada de fortalecer el desarrollo de la infraestructura física, planificar en forma racional el crecimiento físico y el equipamiento. También se encarga de la supervisión, ejecución, mantenimiento y control de las obras físicas, como la de servicios auxiliares. Está conformado por los departamentos siguientes:

- Departamento de Diseño, Urbanización y Construcción.
- Departamento de Mantenimiento.
- Departamento de Servicios.
- Coordinación de Parques.

El Departamento de Servicios tiene como uno de sus objetivos proporcionar los servicios básicos de agua, energía eléctrica y telefonía en las instalaciones del campus central y los centros regionales de la Universidad. Este departamento se encarga de los pagos de facturación de servicios a las empresas que suministran los mismos.

### **1.1.2. Facultad de Ingeniería**

Es la institución académica de la USAC dedicada a la formación de profesionales con conocimientos científicos y tecnológicos para afrontar las necesidades de desarrollo en el país. La finalidad de la Facultad de Ingeniería es la formación de profesionales en las distintas áreas de la Ingeniería, que aplicando la ciencia y tecnología, propongan y ejecuten soluciones adaptadas al desarrollo sostenible.

Está conformada por escuelas facultativas: Ingeniería Civil, Ingeniería en Ciencias y Sistemas, Ingeniería Química, Ingeniería Mecánica Industrial, Ingeniería Mecánica e Ingeniería Mecánica Eléctrica, centros, departamentos y unidades académico-administrativas. También lo integran el Centro de Investigaciones de Ingeniería, Centro de Cálculo e investigación Educativa, Biblioteca Ing. Mauricio Castillo C., Unidad de EPS, Unidad de Servicio de Apoyo al Estudiante y de apoyo al Profesor.

#### **1.1.2.1. Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica**

Es la encargada de la formación de los profesionales en el área de Ingeniería Eléctrica, Mecánica Eléctrica y Electrónica, basando su formación en las ciencias básicas tales como la física y las matemáticas, hasta abarcar el área de tecnología de la electricidad y electrónica.

El fin de esta escuela es impulsar el desarrollo sostenible del país y de la región, permitiendo a los futuros profesionales obtener conocimientos de generación, transporte y uso de la energía eléctrica, la electrotecnia, electrónica y sistemas de control, hasta el procesamiento de señales, telecomunicaciones y principios de informática.

### **1.1.2.2. Unidad de Ejercicio Profesional Supervisado**

Es la unidad dependiente directamente de la Decanatura de la Facultad de Ingeniería, encargada de administrar y darle seguimiento a los programas de Ejercicio Profesional Supervisado de Graduación que en coordinación con las diferentes escuelas de la Facultad de Ingeniería.

Se basa en la prestación de servicios técnico-profesional universitario de investigación y docencia-aprendizaje que estudiantes con cierre de pensum de estudios ejerce en coordinación con diferentes instituciones públicas y privadas, con el fin de contribuir a la solución de la problemática nacional y mejoramiento de la calidad de vida de sus habitantes.

## **1.2. Fuentes de energía renovables en Guatemala**

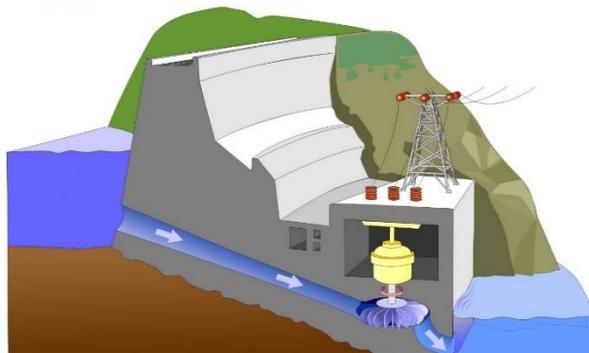
Son las fuentes de energía virtualmente inagotables, debido a la cantidad existente en la actualidad o que se regeneran por medios naturales. Estas fuentes de energía pueden ser de origen hidráulico, geotérmico, eólico, solar, entre otros.

En base a la política energética que el MEM promueve, siendo esta la institución rectora del sector energético del país, se da prioridad al uso de energía limpia y amigable con el medio ambiente. También busca garantizar el abastecimiento de la energía eléctrica y combustible a precios competitivos, dando prioridad a la explotación y exploración a las fuentes de energía renovables del país, reduciendo así la dependencia del petróleo y agentes externos.

### 1.2.1. Energía hidráulica

Se produce por el agua almacenada en embalses o pantanos a gran altura, para utilizar su energía potencial gravitacional. Cuando se deja caer el fluido hasta un nivel inferior, esta energía se convierte en energía cinética para impulsar una turbina hidráulica acoplada a un generador eléctrico y transformar esta energía cinética en energía eléctrica.

Figura 1. **Central hidroeléctrica**



Fuente: BERMÚDEZ, José. *Hidroeléctrica*. [http://www.curriculumenlineamineduc.cl/605/articulos25462\\_recurso\\_jpg.jpg](http://www.curriculumenlineamineduc.cl/605/articulos25462_recurso_jpg.jpg). Consulta: 2 de marzo de 2016.

### 1.2.2. Biomasa

Se obtiene de los compuestos orgánicos mediante procesos naturales. Con el término biomasa se alude a la energía solar, convertida en materia orgánica por la vegetación, que se puede recuperar por combustión directa o transformando esa materia en otros combustibles, como alcohol, metanol o aceite. También se puede obtener biogás, de composición parecida al gas natural, a partir de desechos orgánicos.

Figura 2. **Material obtenido de viruta de madera y leña**



Fuente: GÓMEZ, Manuel. *Biomasa*. <https://www.viesgoclientes.com/images/contenidos/biomasa-forestal.jpg>. Consulta: 2 de marzo de 2016.

### 1.2.3. **Eólica**

La energía eólica es producida por el movimiento del aire, viento, del cual podemos aprovechar su energía cinética para impulsar turbinas eólicas o aerogeneradores, que al tener un generador eléctrico acoplado, pueda transformarse en energía eléctrica.

Figura 3. **Central eólica**



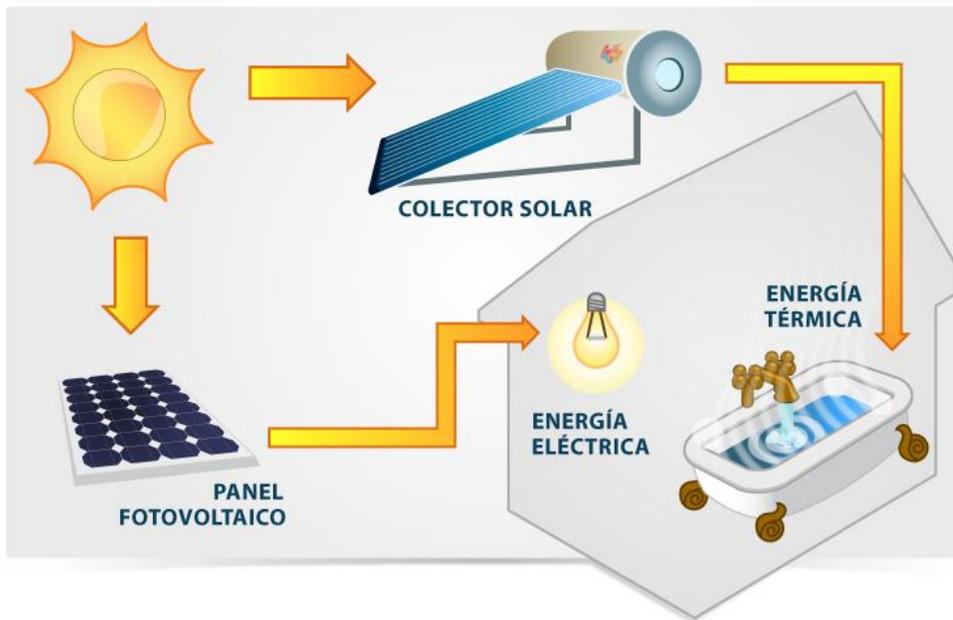
Fuente: SCHUSTER, Stefan. *Energía Eólica*. [http://3.bp.blogspot.com/\\_NQgUgBQXE5g/S1SbPpb-GhI/AAAAAAAAACc/Nz2yxelPvdc/s320/vb.jpg](http://3.bp.blogspot.com/_NQgUgBQXE5g/S1SbPpb-GhI/AAAAAAAAACc/Nz2yxelPvdc/s320/vb.jpg). Consulta: 2 de marzo de 2016.

#### 1.2.4. Solar

Está llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética, luz, calor y rayos ultravioleta principalmente, procedente del sol, donde ha sido generada por un proceso de fusión nuclear.

El aprovechamiento de la energía solar se puede realizar de dos formas: por conversión térmica de alta temperatura, también conocido como sistema foto térmico; y por conversión fotovoltaica, también denominado como sistema fotovoltaico.

Figura 4. **Uso de energía proveniente del sol**

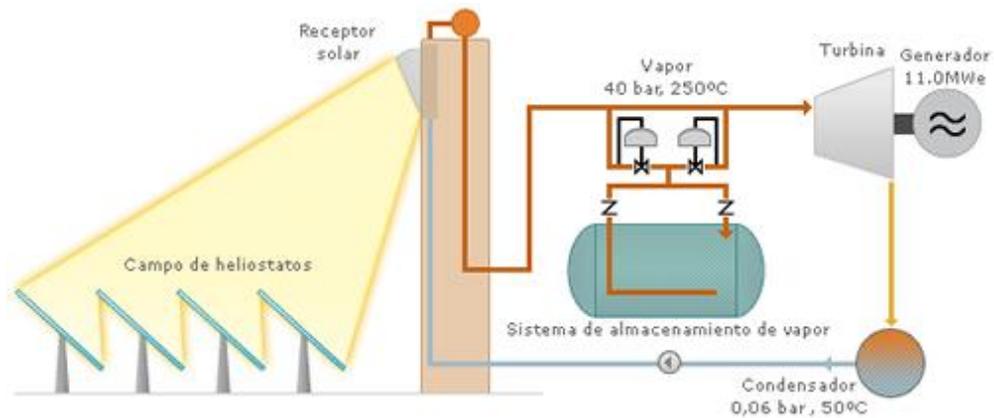


Fuente: VALLEJO, Juan. *Energía Solar*. <http://energia-libre.info/renovables/fotovoltaica.html>. Consulta: 5 de marzo de 2016.

### 1.2.4.1. Conversión térmica

Consiste en transformar la energía solar en energía térmica almacenada en un fluido. Para calentar el líquido se emplean unos dispositivos llamados colectores.

Figura 5. Calentador solar



Fuente: MARTINEZ, Alberto. *Tecnología Térmica Solar*, <https://desenchufados.net/tecnologia-termica-solar-torre-de-concentracion/> Consulta: 5 de marzo de 2016.

### 1.2.4.2. Conversión fotovoltaica

La conversión fotovoltaica consiste en la transformación directa de la energía luminosa en energía eléctrica. Se utilizan para ello unas placas o paneles solares, los cuales están formados por células fotovoltaicas, de silicio o de germanio.

Se basa en el principio fotoeléctrico el cual consiste en la emisión de electrones de un material cuando se incide sobre él, radiación electromagnética. En el presente informe se hablará propiamente de este tipo de energía renovable.

Figura 6. **Sistema fotovoltaico conectado a la red**



Fuente: PETRONI, Miguel. *Energía Solar Fotovoltaica*

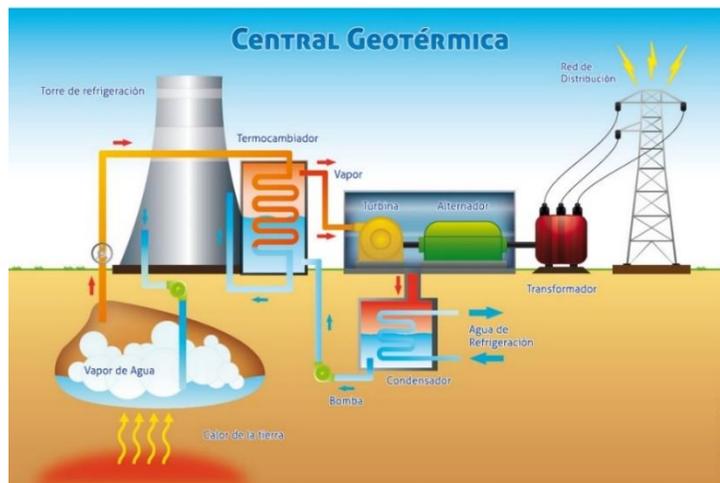
<https://www.sollart.com.br/projetos> Consulta: 3 de agosto de 2016.

### 1.2.5. **Geotérmica**

La energía geotérmica es una fuente de energía renovable en la cual se aprovecha el calor que existe en el subsuelo. Dependiendo de la temperatura

obtenida, se puede utilizar para la generación de electricidad cuando la misma es mayor a 150 °C; o se usa para la industria, atractivos turísticos, servicios o residencia, cuando la temperatura es menor a la indicada anteriormente).

Figura 7. Central geotérmica



Fuente: PRESA, Andrés. *Energía Geotérmica*. <https://www.aprean.com/energia-geotermica/>  
Consulta: 3 de agosto de 2016.

### 1.3. Energía solar y el efecto fotoeléctrico

La energía solar es la energía procedente del sol debido a constantes reacciones termonucleares, que liberan gran cantidad de energía. La cantidad de energía solar que ingresan a la Tierra excede los  $10^{18}$  kWh anuales, suficiente energía para suplir la demanda actual de energía a nivel mundial. Esta energía no es aprovechable de manera directa, pero se vale del efecto fotoeléctrico para poder transformar la misma en energía eléctrica.

El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones cuando se ilumina un material. Como resultado de esto obtenemos el efecto fotovoltaico, el cual es un caso práctico del mismo, en la cual se transforma radiación lumínica al incidir sobre cierto material con propiedades fotoeléctricas, en una corriente eléctrica.

### **1.3.1. Coordenadas geográficas**

Es posible definir una posición sobre cualquier superficie de la Tierra, mediante las coordenadas geográficas: latitud y longitud. Son expresados en grados sexagesimales.

El ecuador es una circunferencia sobre la superficie terrestre por un plano perpendicular al eje de rotación de la Tierra, que la divide en hemisferio norte y hemisferio sur. Paralelos a este, son trazados circunferencias los cuales son llamados paralelos. La latitud,  $\phi$ , es la distancia angular que existe entre un punto de la superficie terrestre y el ecuador. El ecuador es el punto de referencia a  $0^\circ$ , por consiguiente, todos los puntos de  $0^\circ$  a  $90^\circ$  positivos se encuentran hacia el hemisferio norte y negativos hacia el hemisferio sur.

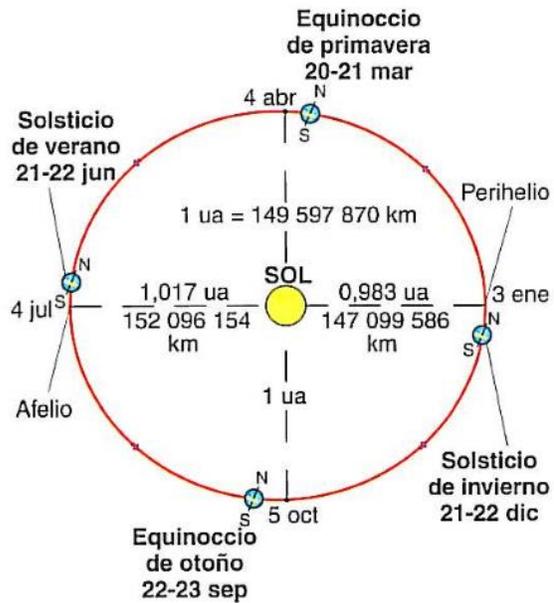
De manera similar, existe una semicircunferencia imaginaria que une los polos y pasa por Greenwich. Paralelos a este, son trazados semicircunferencias que pasan por los polos, llamados meridianos. La distancia angular entre un punto y el meridiano de Greenwich, que es la referencia a  $0^\circ$ , es llamada longitud. Es medido de  $0^\circ$  a  $180^\circ$  posee un valor positivo cuando es hacia el oeste y negativo cuando es hacia el este.

### 1.3.2. Movimientos de la Tierra

La Tierra tiene movimiento de traslación alrededor del sol. Visto desde el hemisferio norte, gira en sentido contrario a las agujas del reloj en una órbita elíptica. La distancia media de la Tierra y el sol es 149 597 870 km y lo que es equivalente a decir una ua. El punto en el que el sol y la Tierra están más alejados se llama afelio y es equivalente a 1,017 ua. El punto donde ambos están más cerca se llama perihelio y está a 0,883 ua.

También gira sobre su propio eje polar y no es de manera perpendicular al plano de su órbita alrededor del Sol, sino en un ángulo de  $23,45^\circ$  con la perpendicular de este plano. Esta inclinación da lugar a las variaciones climáticas comúnmente conocidas como estaciones, aunque también produce un ángulo que se forma entre el ecuador de la Tierra con la línea del plano de la eclíptica que une los centros del sol y la Tierra, denominado declinación,  $\delta$ . Los máximos valores en los solsticios de verano con  $\delta=23,45^\circ$  e invierno con  $\delta=-23,45^\circ$  y valores nulos, con  $\delta=0^\circ$  en los equinoccios.

Figura 8. Posición de la Tierra respecto al sol en el año



Fuente: SANTAMARÍA, Germán; CASTEJÓN, Agustín.  
*Instalaciones solares fotovoltaicas.* p. 9.

Puede modelarse mediante la expresión de Cooper:

$$\delta = 23,45 \sin \left( 360 \cdot \frac{284 + \delta_n}{365} \right) \quad \text{ecuación (1)}$$

Donde:

$\delta$ : declinación

$\delta_n$ : día del año, 1... 365, tomando 1 para el primer día de enero

A continuación, se modela la declinación a través de un año calendario:

Figura 9. **Declinación de la Tierra en el año**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

### 1.3.3. **Coordenadas solares**

Las coordenadas solares representan la posición del sol teniendo como referencia la Tierra y asumiendo que el sol se mueve alrededor de ella, siguiendo una trayectoria del plano de la eclíptica en el ángulo de  $23,45^\circ$  con el ecuador.

La posición del sol puede determinarse mediante dos ángulos en cuyo eje horizontal se representan los valores de azimut y en el eje vertical los valores de elevación.

- Azimut solar,  $\Psi_s$ : es el ángulo formado por el meridiano del sol y el meridiano del lugar, tomando como referencia en el hemisferio norte, la dirección sur a  $0^\circ$  y en el hemisferio sur, la dirección norte. Estos valores van de  $0^\circ$  a  $180^\circ$  hacia el oeste, positivos y hacia el este, negativos.

- Elevación solar,  $\gamma_s$ : es el ángulo que forman los rayos del sol con la horizontal. Su valor máximo está definido por la siguiente ecuación:

$$\gamma_s = 90^\circ - \phi \pm \delta \quad \text{ecuación (2)}$$

Donde:

$\phi$  : es la latitud del lugar, expresado en  $^\circ$ .

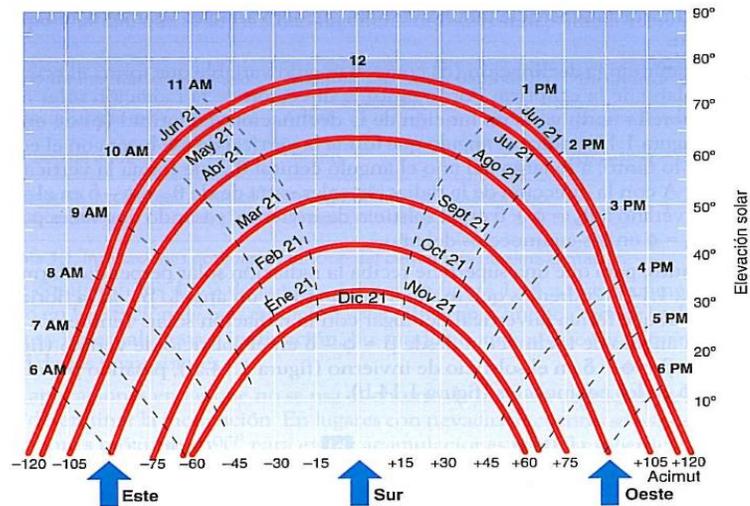
$\delta$ : es la declinación, dependiendo el día del año, expresado en  $^\circ$ .

- Ángulo o distancia cenital,  $\theta_s$ : es el ángulo formado por la dirección del sol y la vertical.

Es posible representar las trayectorias del sol respecto a la Tierra mediante una carta solar. En esta carta solar se representan en dos dimensiones los ángulos de azimut y elevación en cada hora, desde el punto de vista de un observador hacia el sol.

Esta carta solar permite determinar las pérdidas por sombras que se produciría sobre un generador fotovoltaico.

Figura 10. Ejemplo de carta solar



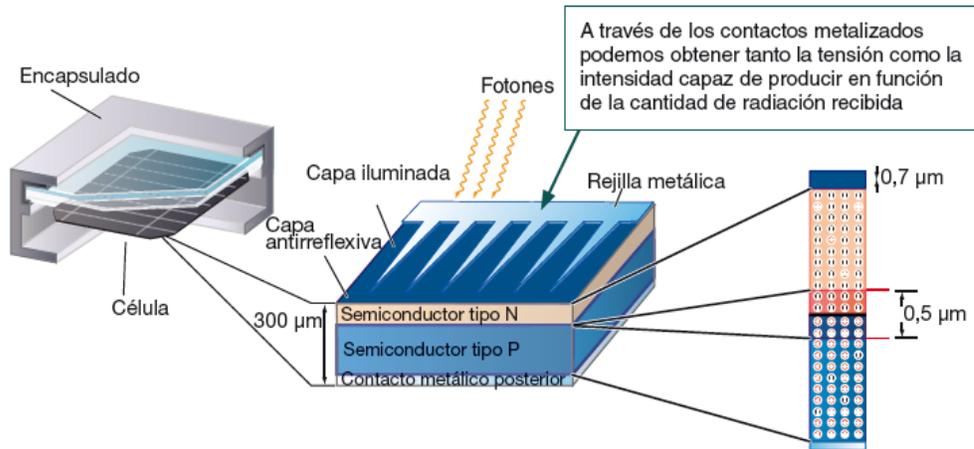
Fuente: SANTAMARÍA, Germán CASTEJÓN, Agustín.  
*Instalaciones solares fotovoltaicas.* p. 11.

### 1.3.4. La célula fotovoltaica

Un módulo o panel fotovoltaico está formado por un conjunto de células solares conectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre una estructura de soporte. Una célula solar es la encargada de convertir los fotones en electricidad por medio del efecto fotovoltaico.

Una célula solar se comporta como un diodo, la parte N dopada generalmente con fósforo, está expuesta a la radiación; la parte P dopada con boro, se mantiene en la oscuridad. Las terminales de conexión se encuentran sobre cada una de estas. La zona P se encuentra metalizada y no debe incidir la luz sobre ella, en cambio N tiene un metalizado en forma de peine o rejilla de tal manera que la radiación solar llegue al semiconductor.

Figura 11. Interior de una célula solar



Fuente: DÍAZ, Tomas; CARMONA, Guadalupe. *Instalaciones solares fotovoltaicas, grado medio*. p. 12.

Cuando los fotones inciden sobre una célula fotovoltaica, pueden ser reflejados o absorbidos, o pueden pasar a través de él. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

### 1.3.5. Tipos de células fotovoltaicas

Dependiendo del proceso de fabricación y materiales, se obtienen diferentes calidades de células. Cada una posee características y rendimiento particular y son descritos a continuación:

- Células de silicio monocristalino: elaborado con silicio puro fundido, dopado con boro. Al enfriarse, el silicio fundido se solidifica formando un

cristal de grandes dimensiones en forma de lingotes cilíndricos. Posee una estructura muy uniforme. La fabricación es lenta y consume mucha energía. Alcanza un rendimiento promedio de entre 15 a 18 %. Posee una buena relación  $W_p.m^2$  aproximadamente  $150 \text{ WC/m}^2$ , lo que ahorra espacio y existen bastantes fabricantes lo que eleva su disponibilidad en el mercado. A pesar de ello, su coste es elevado por su proceso de fabricación complejo.

- Células de silicio policristalino: la diferencia de este tipo de células a la anterior es que no tienen una estructura uniforme y en forma rectangular, lo que reduce sus costes de fabricación. En la actualidad la mayoría de los paneles están fabricados con esta tecnología debido a su coste. Su rendimiento se encuentra entre el 12 al 14 % y debido a su fabricación rectangular, permite aprovechar mejor el espacio en un arreglo de células. Su eficiencia de conversión se encuentra alrededor de  $100 \text{ WC/m}^2$  lo que lo hace menos eficiente. En condiciones de baja iluminación tiene un bajo rendimiento este tipo de célula.
- Células amorfas: estas células no poseen una estructura cristalina, lo que le da una amplia posibilidad de depositarse en láminas delgadas sobre diversos tipos de soportes tales como vidrios o plásticos, hasta materiales flexibles. Debido a que su proceso de fabricación no conlleva un proceso de cristalización, se reduce grandemente el uso de energía ya que no requiere altas temperaturas para su obtención. Estas células alcanzan rendimientos menores al 10 %, regularmente se mantiene en 6 %, debido a que las juntas se degradan al poco tiempo de exposición a la luz solar y su eficiencia suele estabilizarse entonces. En condiciones de poca luz, su eficiencia no se reduce grandemente en comparación a las otras tecnologías.

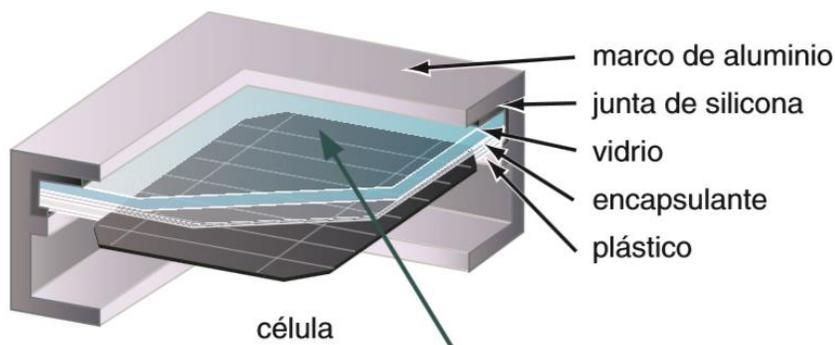
## 1.4. Componentes de un sistema de generación fotovoltaica

El generador completo está compuesto por los paneles, inversores, elementos de conexión, maniobra, medición, protección y estructuras.

### 1.4.1. Panel fotovoltaico

Conocido también como panel solar o módulo fotovoltaico, es un conjunto de células interconectadas eléctricamente, protegidas contra la intemperie en un encapsulado, generalmente una cubierta frontal de vidrio templado. A su vez van montados en una estructura de soporte o marco, en su mayoría de aluminio, para su fácil transporte e instalación.

Figura 12. Composición de un panel fotovoltaico

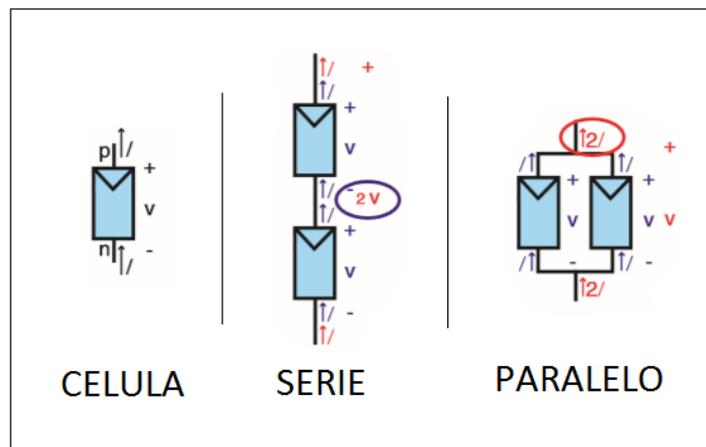


Fuente: DÍAZ, Tomas; CARMONA, Guadalupe. *Instalaciones solares fotovoltaicos, grado medio*. p. 14.

Una célula solar va desde los 100 cm<sup>2</sup> hasta los 243 cm<sup>2</sup> y producen entre 1 a 4 W respectivamente, lo que hace necesario tener que asociar varias a fin obtener valores mayores de tensión y corriente a las que es capaz la célula de proporcionarnos. Para ello se suelen realizar arreglos serie-paralelo entre las

células a fin de obtener parámetros mayores. Si conectamos varias células en serie obtenemos la suma de las tensiones que nos proporciona cada una; si se conectan en paralelo se aumenta la intensidad que las células pueden aportar al repartir la corriente entre cada rama.

Figura 13. **Tipos de conexión entre paneles solares**



Fuente: DÍAZ, Tomas; CARMONA, Guadalupe. *Instalaciones solares fotovoltaicas, grado medio*. p. 15.

La mayoría de paneles solares posee entre 36 y 96 células fotovoltaicas conectadas en serie. Cuando estos se utilizan para alimentar batería y almacenar la energía, se usaban paneles que rondaban entre las 36 y 40 células conectadas en serie para obtener valores de tensión de 17 voltios aproximadamente. También existen paneles que tienen una tensión de que ronda los 30 voltios.

La potencia de un módulo fotovoltaico se mide en vatios pico y se representa como  $W_p$ , la cual hace referencia a las condiciones óptimas de operación. Suele garantizarse su funcionamiento hasta por 25 años debido a que no tiene partes móviles.

#### **1.4.1.1. Sus partes**

Los paneles se encuentran expuestos a diversos factores tanto ambientales, siendo la lluvia, radiación solar los más nocivos. Sin embargo, también se encuentra expuesto a daños accidentales y hasta premeditados, ya que se encuentra expuesto a daños de animales y vandalismo, por ello importante conocer su construcción. Se enlistan sus partes a continuación:

- Cubierta frontal: comúnmente fabricada de vidrio templado con bajo contenido en hierro lo que lo hace ser resistente contra impactos y transmite bien la radiación solar. Su espesor es entre tres y cuatro milímetros y en la superficie exterior es antirreflectiva y antiadherente para evitar pérdidas de radiación solar y que las partículas de polvo y suciedad se adhieran a la misma.
- Encapsulado: cumple la función de aislar eléctricamente las células fotovoltaicas, también agregándoles solidez a las mismas ante vibraciones de origen mecánico. Este debe ser de un material que no se vea afectada su transparencia y no se degrade con la luz ultravioleta. Puede estar compuesta de etileno vinil acetato, butiral de polivinilo, teflón o resina.
- Cubierta posterior: esta se encarga de proteger contra los agentes atmosféricos y aislarlo eléctricamente. Puede estar fabricado con polifluro de vinilo, poliéster, siliconas o tedlar. Suele ser de color blanco con el fin de favorecer el rendimiento del módulo reflejando la radiación que incide sobre esta hacia las células fotovoltaicas.
- Marco: está hecho de aluminio anodizado o acero inoxidable comúnmente. Es el encargado de proporcionar la rigidez y resistencia. Protege contra

golpes y lo hace manejable, adicional a que es la estructura y soporte de donde se fija el panel.

- **Conexiones:** está situada en la parte posterior del panel fotovoltaico. Es una caja que protege contra el polvo y humedad indirecta, como mínimo IP54. En ella se encuentran alojados los bornes de conexión de donde saldrá la energía eléctrica proveniente de los paneles fotovoltaicos.

#### **1.4.1.2. Parámetros eléctricos**

Es importante conocer las características del panel fotovoltaico, tanto desde el punto de vista físico como eléctrico. Dependiendo del tipo de célula fotovoltaica un panel nos proporcionará más o menos electricidad, en función de la cantidad de energía solar que incida sobre la superficie. Adicional a ello influyen grandemente todos los materiales utilizados para la fabricación.

Entre los datos que debe proveer el fabricante están: información general del producto, tipo de célula, características físicas tales como ancho, largo, espesor y peso, tipo de caja de conexión, diagramas de montaje o puntos de fijación del marco, curva característica tensión-intensidad o curva I-V.

Desde el punto de vista eléctrico interesa la curva característica tensión-intensidad y todos los parámetros que interactúan en ella, los cuales se describirán a continuación:

Los fabricantes suelen suministrar los datos que se obtienen bajo las condiciones CEP, que corresponden a una intensidad de luz radiante de 1 000 W/m<sup>2</sup>, AM de 1,5 y una temperatura de la célula de 25 °C. A partir de ello se obtiene la intensidad de corto circuito, conocido como corriente  $I_{sc}$ , y la tensión de

circuito abierto, expresado como tensión  $V_{oc}$  que son los valores máximos teóricos que está capacitado el panel fotovoltaico de suministrar.

- Tensión de circuito abierto,  $V_{oc}$ : es la tensión que existe en los terminales de conexión del panel cuando no hay ninguna carga conectada, interpretado como resistencia que tiende a infinito, en condiciones CEP.
- Intensidad de corto circuito,  $I_{sc}$ : es la intensidad que circula por el panel cuando la salida esta cortocircuitada, simulando una resistencia que tiende a cero en condiciones CEP.
- Curva característica I-V y P-V: la curva característica I-V se obtiene del producto de la intensidad por la tensión. Se expresa a través de la siguiente ecuación:

$$P_L = V_L \times I_L \quad \text{ecuación (3)}$$

Donde:

*$P_L$ : es la potencia entregada por la célula, expresada en W.*

*$V_L$ : la tensión en la salida, expresado en V.*

*$I_L$ : la intensidad de la célula, expresado en A.*

Sobre la misma gráfica se puede trabajar con la curva P-V en la que se determinan los valores de tensión e intensidad en los cuales se obtiene la máxima potencia. A estos valores se les conocerá como tensión en el punto de máxima potencia, expresado como  $V_{mpp}$ , e intensidad en el punto de máxima potencia, expresado como  $I_{mpp}$ , que son de gran importancia debido a que el panel no trabaja en las condiciones de circuito abierto o corto circuito, sino que funciona conectado a una carga.

A partir de ello se obtiene la potencia máxima, expresado como  $P_{mpp}$ , siendo el valor que el módulo es capaz de suministrar en las condiciones CEP. Aunque en escasas ocasiones la célula llegue a esos valores, con mayor radiación solar la temperatura de la superficie del panel aumenta y su eficiencia desciende. De igual forma la potencia máxima se toma como sigue:

$$P_{max} = V_{mpp} \times I_{mpp} \quad \text{ecuación (4)}$$

Donde:

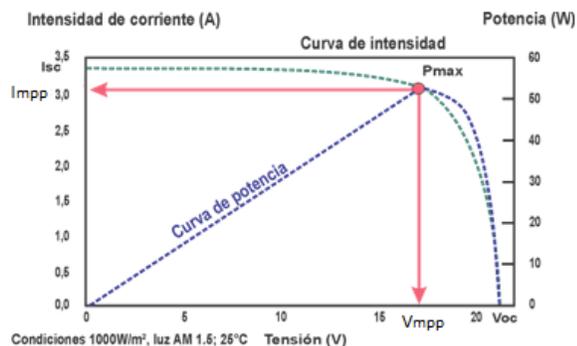
$P_{max}$ : es la potencia máxima de la célula, expresada en W.

$V_{mpp}$ : la tensión en la salida, expresado en V.

$I_{mpp}$ : la intensidad de la célula, expresado en A.

Dentro de los datos suministrados por el fabricante se suele encontrar la potencia mínima  $P_{min}$  garantizada contra la degradabilidad de las constantes eléctricas.

Figura 14. **Curva característica corriente versus voltaje**



Fuente: DIAZ, Juan Francisco. *Características Eléctricas de los Paneles Fotovoltaicos*.

<https://juanfrancisco207.wordpress.com/tag/caracteristicas-panel-fotovoltaico/>.

Consultado: agosto de 2016.

- Factor de Forma, FF: es el cociente entre la potencia máxima y el producto de la tensión de circuito abierto por la intensidad de corto circuito. Este es un parámetro para determinar la calidad de la célula fotovoltaica y lo constituye valor inferior a la unidad, valor menor a 1.

$$FF = \frac{V_{mpp} I_{mpp}}{V_{oc} I_{sc}} \quad \text{ecuación (5)}$$

- Rendimiento de la célula solar: es el porcentaje de la energía solar recibida que se convierte en energía eléctrica. Es igual al cociente entre la potencia máxima y el producto del área superficial de la célula por la irradiancia que incide sobre ella en condiciones estándar de medida.

$$\eta = \frac{P_{max}}{G \times A_c} \quad \text{ecuación (6)}$$

- Influencia de la temperatura: comúnmente los paneles fotovoltaicos muestran los datos en condiciones CEP. Debido a que la temperatura del panel en su superficie es superior en 20 a 25 °C durante su operación, de 45 a 50 °C a las condiciones CEP, se determina que se reduce en potencia aproximadamente entre el 0,3 y 0,5 % por cada °C en la celda por encima de los 25 °C. Por ello también se especifica en la hoja de características la temperatura de operación nominal de la célula, conocido como TONC. Estas condiciones son de 800 W/m<sup>2</sup> a una velocidad de 1 m/s del viento sobre el módulo, distribución espectral AM 1,5 y temperatura ambiente de 20 °C.

$$T_c = T_a + G \frac{T_{ONC} - 20}{800} \quad \text{ecuación (7)}$$

Siendo la  $T_c$  la temperatura de trabajo de la célula, que se puede determinar con un termómetro infrarrojo o una cámara termográfica sobre el panel durante su operación.  $T_a$  es la temperatura ambiente y  $G$  la irradiancia.

### 1.4.1.3. Orientación

Es imprescindible orientar los paneles de manera que se reciba la mayor cantidad de energía solar. Esto se logra cuando la superficie del panel fotovoltaico se encuentra perpendicular a la dirección del sol. Esta orientación se define mediante coordenadas angulares, similares a las utilizadas para definir la posición del sol, definido como ángulo de azimut.

El ángulo de azimut,  $\alpha$  es el ángulo que se forma por la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular, a la superficie del generador y la dirección sur. Cuando coincide con la dirección sur, el ángulo es equivalente a  $0^\circ$ . Si coincide con el este es  $-90^\circ$  y si coincide con el oeste es de  $+90^\circ$ .

Tabla I. **Ángulos de salida y puesta del sol anual para ciudad de Guatemala**

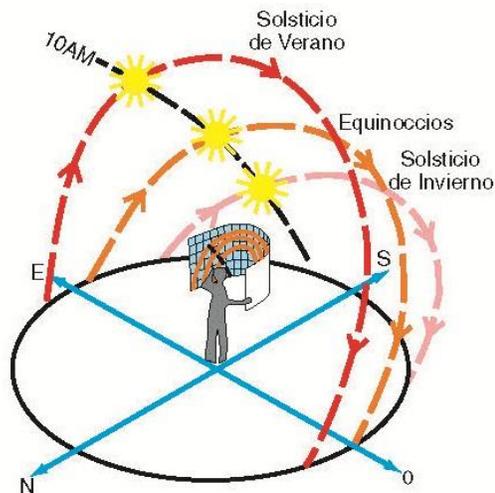
Declinación	Ángulo salida sol	Ángulo puesta sol	Altura del sol	Fecha aproximada	Estaciones
$-23,45^\circ$	$95,57^\circ$	$-95,57^\circ$	51,91	21 y 22 de diciembre	Solsticio de invierno
$0,20^\circ$	$89,09^\circ$	$-89,09^\circ$	75,56	20 y 21 de marzo	Equinoccio de primavera
$22,89^\circ$	$82,73^\circ$	$-82,73^\circ$	98,25	21 y 22 de junio	Solsticio de verano
$0,35^\circ$	$89,05^\circ$	$-89,05^\circ$	75,71	22 y 23 de septiembre	Equinoccio de otoño

Fuente: MANATECHS. *Hora de salida y puesta del sol en Guatemala city.*

[https://salidaypuestadelsol.com/guatemala/guatemala\\_city\\_8203.html](https://salidaypuestadelsol.com/guatemala/guatemala_city_8203.html).

Consultado 5 de noviembre de 2018.

Figura 15. **Salida y puesta del sol anual**



Fuente: MARCO, Antonio. *Mucho más que un evento turístico*. <http://calculationsolar.com/blog/wp-content/uploads/2012/12/figura8.jpg>. Consultado: 20 de agosto de 2018.

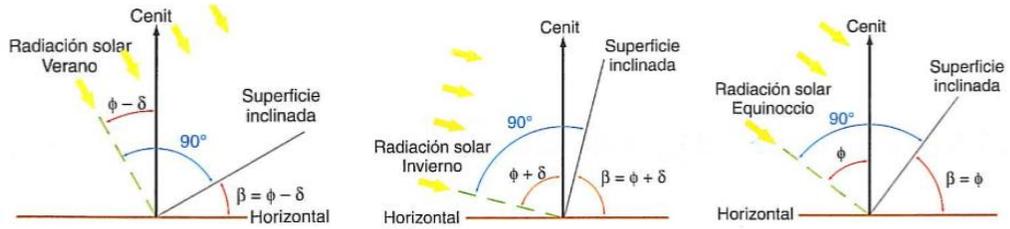
#### 1.4.1.4. **Inclinación óptima**

La inclinación del panel fotovoltaico es importante ya que un ángulo adecuado ayudará a obtener un mayor rendimiento de la energía solar y evita que polvo y suciedad se acumulen en la superficie de los paneles fotovoltaicos.

El ángulo de inclinación,  $\beta$ , es el ángulo que se forma de la superficie del generador con el plano horizontal. Va de un valor  $0^\circ$  cuando está en posición horizontal, hasta  $90^\circ$  cuando se encuentra en posición vertical.

Debido a que la declinación es variable dependiendo del día del año que transcurra, la radiación solar que incide sobre la Tierra también es variable. A partir de ello, puede observarse la variación en el ángulo de inclinación en la siguiente figura:

Figura 16. Variación de la inclinación a lo largo del año



Fuente: SANTAMARÍA, Germán; CASTEJÓN, Agustín. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. p 12.

Siendo  $\beta = \phi - \delta$  en el solsticio de verano,  $\beta = \phi + \delta$  en el solsticio de invierno y en los equinoccios  $\beta = \phi$ .

La determinación de la inclinación óptima es vital para lograr la mayor captación de radiación solar anual y es basada en análisis estadísticos. En función a ello se obtiene la siguiente ecuación que tiene validez para aplicaciones de utilización anual y que busca captar la mayor cantidad de energía. Esta proporciona la inclinación óptima,  $\beta_{opt}$ , en función de la latitud del lugar,  $\phi$ :

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\phi| \quad \text{ecuación (8)}$$

Donde:

$\beta_{opt}$  inclinación óptima, expresada en  $^{\circ}$ .

$\phi$  latitud del lugar, expresada en  $^{\circ}$ .

#### 1.4.1.5. Distancia mínima entre filas de módulos

Cuando son instaladas varias filas de módulos, es necesario separarlos la distancia adecuada para evitar que entre ellos se afecten por las sombras

proyectadas. Es necesario que esta separación garantice un mínimo de 4 horas de sol en los días de menor elevación solar, que es en el solsticio de invierno. De igual manera debe evitarse cualquier tipo de obstáculos tales como árboles, muros perimetrales, cercos y cualquier superficie que pueda proyectar sombras.

La distancia mínima entre la parte superior de una fila y la parte inferior de la siguiente es en base a la siguiente ecuación:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \Phi)} \quad \text{ecuación (9)}$$

Donde:

*d* : distancia mínima, expresado en m.

*h* : altura del obstáculo proyectada sobre la vertical, expresado en m.

*ϕ* : latitud del lugar

Siendo la altura proyectada sobre la vertical de una fila determinada por la ecuación:

$$h = L \sin \beta \quad \text{ecuación (10)}$$

Donde:

*h* : altura proyectada sobre la vertical de un módulo, expresado en m

*L* : longitud del módulo, expresado en m

*β* : inclinación del módulo, expresado en °

La distancia horizontal de separación entre la parte inferior de los módulos, se calcula en base a la ecuación siguiente:

$$D_{min} = d + L \cos \beta \quad \text{ecuación (11)}$$

Donde:

$D_{min}$  : distancia mínima entre filas de módulos, expresado en m

$d$  : distancia mínima, expresado en m

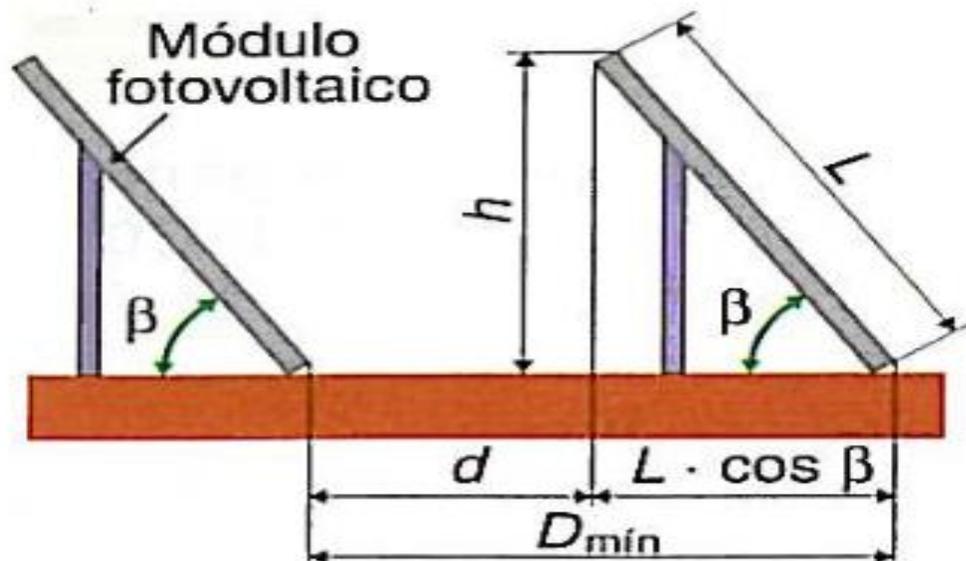
$L$  : longitud del módulo, expresado en m

$\beta$  : inclinación del módulo, expresado en  $^{\circ}$

Si el área destinada para la instalación del generador fotovoltaico es limitada, puede reducir la inclinación óptima y así disminuir la distancia mínima entre módulos.

Con ello se logra aumenta la capacidad de instalar más módulos, por consiguiente, aumenta la potencia instalada.

Figura 17. **Paneles montados sobre estructuras**



Fuente: SANTAMARÍA, Germán; CASTEJÓN, Agustín.

*Instalaciones solares fotovoltaicas.* p. 178.

#### 1.4.1.6. Irradiación sobre una superficie inclinada

Debido a que la incidencia sobre los paneles fotovoltaicos será de manera inclinada, se debe aplicar un factor de corrección a estos valores. Se puede estimar el valor medio mensual sobre una superficie inclinada mediante la siguiente expresión:

$$G_{\beta_{opt}} = \frac{G_0}{1 - 4,46 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt} - 1,19 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt}^2} \quad \text{ecuación (12)}$$

Donde:

$G_{\beta_{opt}}$ : irradiación sobre superficie inclinada, expresado en  $\text{kW}/\text{m}^2 \cdot \text{diario}$

$G_0$ : irradiación sobre una superficie plana, expresado en  $\text{kW}/\text{m}^2 \cdot \text{diario}$

$\beta_{opt}$ : inclinación óptima de la superficie, expresado en  $^\circ$

#### 1.4.2. Inversor

Un inversor es un dispositivo electrónico que transforma la corriente continua en corriente alterna. Es el enlace que existe entre la instalación solar de corriente continua y la red eléctrica en corriente alterna, incluidas sus cargas. El inversor sincroniza la onda generada con la red eléctrica. También se encarga de hacer que los paneles trabajen cerca del MPP.

Los inversores deben cumplir varias características independientes al tipo de sistema al que será conectado, ya sea en modo aislado o conectado a la red:

- Tener un alto rendimiento a diferentes potencias. Esto debido a que la potencia suministrada por el generador solar será variable cuando sea un modo conectado a la red.

- Debe ser capaz de detectar que se ha quedado sin carga o en vacío. Deberá posicionarse de manera automática en espera o *stand-by* con bajo consumo y cambiar de posición cuando la carga se conecte.
- Tiene que ser robusto para aguantar las altas corrientes de arranque de ciertos equipos instalados, tal como sucede con los motores.
- Proporcionar protección frente a corto circuito y reducción de armónicos de la red a fin de proteger los demás equipos en la instalación.
- Dependiendo del sistema fotovoltaico instalado, puede ser bidireccional. Si se requiere que el inversor esté conectado en un sistema aislado para cargar un sistema de baterías instalado, opera en sintonía con un regulador de carga.

#### **1.4.2.1. Tipos de inversor según su onda de salida**

En sistemas aislados se recurre a inversores de onda senoidal pura hasta los de onda cuadrada. En cambio, para los sistemas conectados a la red se utilizan los inversores de onda senoidal pura. A continuación, se describirán los tipos de inversores según su onda de salida:

- Inversores de onda senoidal pura: tienen una onda de salida de tipo senoidal pura. Se utiliza para alimentar cargas electrónicas y dispositivos sensibles. Su costo es elevado.
- Inversores de onda senoidal modificada: la onda de salida sigue siendo senoidal, con la diferencia que la calidad de la misma no es tan elevada. La onda puede ser escalonada, con lo que puede contener una elevada

cantidad de armónicos. Puede utilizarse en cargas poco sensibles a la calidad de la onda senoidal. Su costo suele ser relativamente más bajo a los inversores de onda senoidal pura.

- Inversores de onda cuadrada: el tipo de onda de salida de este tipo de inversor es cuadrada. Normalmente se utiliza en equipos robustos y sin equipo electrónico sensible. Su costo suele ser barato en comparación a los anteriores. La corriente alterna de salida deberá ser con una corriente alterna senoidal pura, con frecuencia constante y margen de  $\pm 2 \%$ , siendo utilizado en la región  $60 \text{ Hz} \pm 2 \%$  y una tensión eficaz constante con un margen de  $-15 \%$  a  $+10 \%$ , donde la tensión será la que suministre la empresa de distribución en el área.

El grado de desviación de la forma de onda producida por el inversor es conocido como la distorsión total armónica, siendo identificado por sus siglas THD en las fichas técnicas. Esta se define como la relación entre la tensión o intensidad, dependiendo del caso, causado por los armónicos de frecuencia superior a la fundamental y la tensión o intensidad debida al armónico fundamental. De acuerdo a la norma NTSD, el valor tolerable máximo para distorsión armónica de tensión es de  $8 \%$  para voltajes menores a  $60 \text{ kV}$  y para la intensidad de corriente de  $20 \%$  en condiciones de trabajo de potencia nominal.

#### **1.4.2.2. Inversor para sistema aislado o autónomo**

Van conectados en la salida del regulador de carga o en los bornes del acumulador. Cuando están conectados en los bornes del acumulador, debe tolerar el rango de variación de la tensión de entrada que proporciona el acumulador. Suelen ser de salida monofásica debido a que manejan potencias

bajas que normalmente no exceden los 1,5 kW, aunque existen para potencias mayores.

### **1.4.2.3. Inversor para sistema conectado a la red**

Este tipo de inversores son los que van conectados directamente al generador fotovoltaico. Debido a esta condición, este tipo de inversor debe soportar la tensión variable que será suministrada por el generador fotovoltaico.

Para estos inversores se cuenta con salidas tanto monofásicas como trifásicas ya que manejan comúnmente potencias a partir de 1 kW, pudiendo llegar a valores de MW. Para obtener el máximo provecho del sistema fotovoltaico, el inversor debe disponer de un seguidor del MPP, el cual es un adaptador eléctrico que hace trabajar al generador fotovoltaico en la zona de curva característica donde entrega la máxima potencia, no importando la carga conectada al generador.

#### **1.4.2.3.1. Características**

Debido a las condiciones a las que será sometido un inversor conectado a la red, es recomendable cumpla con las siguientes funciones y características:

- Debe poseer un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia. Esto es muy útil cuando existen diferentes condiciones de trabajo, entre las más comunes está la orientación diferente de paneles, valores de generación diferente, sombras, ramas y arreglos distintos.
- Contar con protecciones ante las diversas fallas en el sistema:

- Cortocircuito en la salida, del lado de corriente alterna.
- Tensión y frecuencia de la red fuera del rango de tolerancia.
- Sobretensiones que provengan de la red.
- Calidad de la potencia en la red tales como pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de energía en la red, entre otros.
- La energía que utiliza el inversor para su operación, generalmente en modo nocturno, no debe superar el 0,5 % de su potencia nominal.
- Debe detectar si la red a la que se conecta queda fuera de servicio ya sea por mantenimiento o falla. Esto con el fin de desconectarse automáticamente de la red para evitar que el sistema fotovoltaico funcione en modo isla.
- Poseer un modo de espera o *stand-by*. Esto cuando la energía que el generador fotovoltaico pueda proporcionar sea menor a la que necesita el inversor para su funcionamiento.
- También es recomendable que el inversor posea la función de aislamiento galvánico entre la red de distribución y el generador fotovoltaico.

#### **1.4.2.3.2. Tipos de inversores**

- Inversor central: es cuando el generador fotovoltaico completo está conectado a un mismo inversor. Generalmente las generaciones en este tipo de conexión son de potencias elevadas y se encuentra conformado por varias ramas en paralelo de varios módulos conectados en serie. La

tensión de entrada será la de cualquiera de las ramas y la intensidad de cada rama que conforme la conexión. Se utiliza para potencias elevadas obteniendo un buen rendimiento y la reducción en costos de instalación del dispositivo y sus protecciones al realizarse solamente una vez. Esto puede ser inconveniente al momento de una falla, ya que todo el generador solar saldría de operación. También es necesario que se instalen diodos de bloqueo y fusibles de protección en cada rama para evitar corrientes inversas que se puedan producir.

Una de las consideraciones para utilizar este tipo de conexión es que, si se conectan bastantes paneles en serie para obtener una tensión elevada y una corriente reducida, las condiciones de insolación deben ser homogéneas para todo el generador. Esto para que el seguidor MPP del inversor utilice una curva característica de funcionamiento del generador que corresponda con la de cada rama. En cambio, se conectan pocos módulos fotovoltaicos en serie para obtener una tensión reducida y una corriente elevada cuando se plantea tener sombras parciales sobre el generador fotovoltaico.

Una variante de este tipo de conexión es la configuración maestro-esclavo, en el cual se divide la potencia total necesaria a inyectar por la potencia unitaria de cada inversor, teniendo en cuenta que un inversor hace de maestro y trabaja cuando existen bajos niveles de irradiancia. Al momento de sobrepasar la generación del inversor maestro, arrancará automáticamente la siguiente o siguientes etapas de inversores esclavos. La ventaja de esta configuración es que se mejora el rendimiento al trabajar con potencias pequeñas. Su desventaja es el costo mayor que presenta esta configuración.

- Inversor de cadena: cuando la potencia instalada supere cierto límite, generalmente potencias entre 1 kW y 10 kW, pueden emplearse varios

inversores en paralelo para obtener la potencia deseada, para conectar uno en cada rama. En este modo de conexión se obtiene un mayor rendimiento que los inversores centrales, debido que el seguidor MPP de cada inversor sigue las características de una única rama de módulos, aunque los módulos instalados deben tener las mismas condiciones de trabajo. Sin embargo, se pueden conectar ramas con diferente condición de insolación. Tampoco se hace necesario el uso de diodos de bloqueo con lo que se consigue evitar las pérdidas que agregan los mismos en la instalación.

Existen varias ventajas al utilizar este tipo de conexión, como poder descentralizar la instalación de los inversores y ubicarlos convenientemente para reducir el cableado en corriente continua entre módulos y entre los mismos con el inversor. También permite sacar de operación solo una parte de la generación, el inversor con su respectiva rama, en el caso de una falla o mantenimiento.

- Inversor multicable: sucede cuando se encuentran múltiples ramas de módulos, cada una con su propio seguidor MPP y estos a su vez conectados a un solo inversor. Normalmente se encuentran en potencias que van de 3 a 10 kW. Esto sucede cuando hay módulos que trabajan bajo diferentes condiciones tales como orientación, tecnología de los módulos de cada rama, cantidad total de módulos y cantidad por rama, proyección de sombras, entre otras.
- Inversor integrado en el módulo: existen inversores que están directamente instalados sobre el módulo fotovoltaico. Debido a la potencia promedio de los módulos, los inversores de este tipo se encuentran en valores desde 50 a 500 W. A pesar de hacerse la conversión de corriente continua a corriente alterna sobre el mismo módulo, el rendimiento es

inferior a los casos expuestos anteriormente, pero compensa durante su operación y mantenimiento, ya que, ante una falla, sombras u otra condición que afecte la generación, solamente sale de operación el módulo en cuestión.

#### 1.4.2.3.3. Dimensionado

Adicional a las características de los inversores conectados a la red mencionados anteriormente, es necesario tomar en cuenta los siguientes parámetros para realizar el dimensionado:

- Potencia nominal del inversor,  $P_{inv}$ : esta debe ser entre el 80 y 90 % de la potencia de los paneles del generador fotovoltaico, conocido como  $P_{Gmax}$ . Si se calcula sobre el 100 %, el mayor porcentaje del tiempo el inversor funcionará en condiciones de baja potencia de salida y bajo rendimiento.

$$P_{inv} = (0,8 \sim 0,9)P_{Gmax} \quad \text{ecuación (13)}$$

- Rango de tensiones de entrada del seguidor MPP del inversor: son los valores máximo y mínimo que puede suministrar el generador fotovoltaico en el MPP, a una temperatura entre -10 y 70 °C respectivamente. Esto con una irradiancia de 1 000 W/m<sup>2</sup>.

$$U_{inv \text{ mín}} \leq U_{Gmpp (70^{\circ}C)} \quad \text{ecuación (14)}$$

$$U_{inv \text{ max}} \leq U_{Gmpp (-10^{\circ}C)} \quad \text{ecuación (15)}$$

- Tensión máxima: al momento de trabajar en vacío, la máxima tensión que el generador fotovoltaico suministrará será la de circuito abierto con una temperatura en la célula de -10 °C e irradiancia de 1 000 W/m<sup>2</sup>.

$$U_{\max \text{ vacio}} \geq U_{G_{oc}(-10^{\circ}C)} \quad \text{ecuación (16)}$$

- Intensidad máxima: el inversor debe estar capacitado para soportar la intensidad de corto circuito del generador fotovoltaico con una temperatura de célula de 70 °C y una irradiación de 1 000 W/m<sup>2</sup>.

$$U_{inv \text{ máx}} \geq U_{G_{SC}(70^{\circ}C)} \quad \text{ecuación (17)}$$

### 1.4.3. Medidores

Los medidores son aparatos usados para la medición del uso de la energía eléctrica. Cuando miden en un solo sentido son denominados unidireccionales y pueden medir la energía desde un generador o la red de distribución hasta el usuario, o desde el generador fotovoltaico hasta la red de distribución. También existen medidores con capacidad de medir en ambas direcciones por lo que son llamados bidireccionales.

#### 1.4.3.1. Tipos de medición

De acuerdo a la capacidad instalada se puede realizar 2 tipos de medición: medición directa y medición indirecta.

La medición directa es aquella en la cual se conecta directamente al medidor los conductores de la acometida, pasando a través del mismo la corriente en su totalidad.

Si la potencia contratada hacia la empresa distribuidora excede los 69 kW, se realiza medición indirecta, siendo necesario tomar señales de corriente a través de transformadores de corriente, conocidos como CT. Las señales de voltaje pueden ser tomadas directamente, una vez la medición sea de bajo voltaje de las líneas de alimentación a la carga. Estas a su vez se conectan a un medidor de energía programado para interpretar las señales.

Cuando la potencia contratada excede los 225 kW o existe un acuerdo de medición en alta tensión con la distribuidora, se realiza la medición auxiliándose de transformadores de potencial, conocidos como PT. Trabajando en conjunto con los CT, toman la referencia en alta tensión.

De esta manera las señales de corriente y potencia son acondicionadas en una relación de transformación definida y programada para ser interpretada por el medidor de energía.

#### **1.4.3.2. Tipos de medidores**

En base al artículo 39 de la NTGDR, se establece que el mecanismo de medición en los sistemas con un usuario autoprodutor con excedente de energía, se realiza con un medidor de energía del tipo bidireccional, el cual es provisto por la empresa distribuidora.

El medidor bidireccional registra la energía inyectada por la red de distribución al usuario y la energía inyectada por el sistema de generación fotovoltaica a la red de distribución.

Se utilizan medidores del tipo electrónico. Estos utilizan dispositivos de estado sólido, microprocesadores y circuitos integrados por lo que ofrecen mayor

precisión y exactitud en la medición de la energía. Muestran la medida de la energía a través de una pantalla líquida. Estos medidores presentan otras características en pantalla tales como la frecuencia, voltaje entre fases y voltaje entre fase y neutral, energía consumida e inyectada, corriente entre fases y corriente entre fase y neutral.

Debido a los avances tecnológicos, también existen los llamados medidores inteligentes, que además de guardar historial de los parámetros anteriores, pueden comunicarse y conectarse y desconectarse de manera remota y en tiempo real, generar historial de consumo, entre otras funciones.

#### **1.4.4. Estructuras de soporte**

Las principales estructuras a utilizar son las que soportan el generador fotovoltaico. Estas cumplen con 2 funciones principales que son de proporcionar consistencia mecánica de sujeción y anclaje del generador, además de dirigir los módulos para su óptima orientación e inclinación para recibir la mayor cantidad de radiación solar. Existen diversas estructuras, pero básicamente deben elaborarse para soportar entre otras cosas el peso de los módulos y la carga de viento a la que están sometidos. Estas estructuras pueden ir montadas sobre el suelo, un mástil o poste, una pared o la terraza de un edificio.

El anclaje de las estructuras se puede realizar directamente en el suelo o terraza, aunque lo habitual es instalar zapatas sobre la superficie para evitar perforaciones o anclajes poco seguros.

Se debe considerar varios aspectos para la instalación de las estructuras, las cuales se enlistan a continuación:

- La estructura debe mantener la separación entre módulos para permitir el paso del viento. También debe permitir la disipación de calor de los mismos. Existen grapas de sujeción que otorgan una separación mínima de 2 cm entre módulos, por lo que la separación mínima queda restringida a esta distancia.
- Se recomienda que se deje una altura de 10 cm desde el suelo hasta la parte inferior del módulo para tener una adecuada ventilación y evitar que el agua se deposite debajo de los mismos.
- Se debe evitar que los anclajes estén expuestos a la humedad y la acumulación de agua.
- La construcción de las estructuras se debe realizar preferentemente con perfiles metálicos que permitan armarse y roscarse. También que permitan ampliarse en capacidad con facilidad, a fin de evitar sacar de operación el generador fotovoltaico.
- Un aspecto importante es que el sistema generador estará expuesto a la intemperie y el periodo de vida debe ser no menos de 30 años. Por ello se recomienda estructuras de aluminio o acero galvanizado. Para los anclajes debe utilizarse acero inoxidable estrictamente.

#### **1.4.5. Canalización y conductores DC/AC**

Los elementos utilizados para el transporte de la energía eléctrica son conocidos como conductores eléctricos. Para evitar la fuga de la corriente eléctrica, los conductores poseen un aislamiento para direccionar al lugar deseado la misma. Estos aislantes generalmente no poseen características de

resistencia mecánica suficiente por lo que se apoyan en canalizaciones para evitar daños en los mismos. A continuación, se describen estos elementos:

#### **1.4.5.1. Canalizaciones**

Las canalizaciones son los elementos que se utilizan para la conducción y soporte de los conductores eléctricos. Su función fundamental es proteger a los conductores de daños y esfuerzos mecánicos además de definir el camino o ruta a seguir en el momento de la instalación de los conductores eléctricos. Pueden ser de diversos tipos como tubería, canaletas, ductos y bandejas. Se fabrican de diferentes materiales, algunos metálicos como el acero y aluminio, aunque también son muy útiles no metálicos tales como el PVC para ciertas aplicaciones.

Para las conexiones entre módulos fotovoltaicos se recomienda utilizar bandejas, desde la conexión entre módulos para hacer los arreglos hasta el colector o punto común donde se entregará la energía generada en corriente continua, que comúnmente se presenta en barras de cobre para concentrar todos los arreglos existentes. Se utilizan las bandejas para este tipo de tramo ya que el cable a utilizar es para uso a la intemperie y es bastante liviano a comparación de los otros tipos de canalización existentes.

Para la salida del colector de energía en corriente directa hacia el inversor, nuevamente se puede realizar por medio de bandejas, aunque de encontrarse el inversor en una ubicación lejana al generador fotovoltaico, la canalización entre estos puede hacerse por medio de una tubería adecuada para los cables a utilizar.

En la canalización de salida del inversor o lado de corriente altera, se utiliza únicamente tubería de acuerdo a las condiciones ambientales y mecánicas,

además de cumplir las recomendaciones técnicas para cableado en tuberías, desde la salida de los inversores hasta el punto donde se interconectará a la red.

#### **1.4.5.2. Conductores eléctricos**

Los conductores o cables son los elementos de transportar la energía eléctrica de un punto a otro. Se encargan de interconectar los módulos fotovoltaicos entre sí, al mismo tiempo de conectar los diferentes componentes del sistema fotovoltaico, incluidos desde el generador fotovoltaico, inversor, protecciones y equipo de medición.

En un sistema fotovoltaico normalmente está expuesto a diferentes condiciones en las distintas etapas del sistema, por lo que utilizan criterios de selección de acuerdo a las condiciones que será sometido. Estas condiciones pueden ser el tipo de corriente que transportará el conductor, puede ser CA o CD; el sistema de montaje e instalación, mediante bandejas, canaletas, tubería o ductos; la temperatura ambiente, considerando que en algunos tramos estará expuesto a los rayos del sol por lo que los conductores están sometidos a condiciones ambientales más severas.

En corriente alterna se considera si el sistema es monofásico o trifásico. Es relevante el agrupamiento entre conductores en la canalización debido a cantidad de cables y fases que se alojaran. Todas estas condiciones agregan un factor de corrección a la capacidad de conducción del cable de manera que este no sobrecargue.

Otro factor importante es el forro o material aislante que posee el conductor. Entre los forros a disposición para los diversos tipos de cables se encuentran los termoplásticos, cuyos forros bajo la influencia de altas temperaturas, tienden a

deformarse. Al regresar a temperatura ambiente, el forro recupera su rigidez, dando protección mecánica al conductor. Los más usuales son el policloruro de vinilo, polietileno y neopreno, cuyas siglas son PVC, PE y PCP respectivamente.

También existen los forros termoestables, los cuales son sometidos al calor durante su fabricación para que el material se vulcanice y mantenga esta característica aun con los cambios de temperatura a los que se someta. Los forros termoestables más comunes son el etileno propileno, conocido como EPR y el polietileno reticulado, conocido como XLPE.

Para su selección nos basamos en 2 criterios, en base a la caída de tensión máxima permitida y el de capacidad de conducción. Los criterios descritos a continuación determinan el área transversal mínima recomendada para cada conductor en  $\text{mm}^2$ . Comercialmente los calibres de conductores son encontrados por la medida americana de conductores AWG.

Se adjuntan tablas en los apéndices 1 y 2 acerca de los cables, forros, dimensiones y material con que está hecho el conductor, de acuerdo al NEC.

#### **1.4.5.2.1. Conductor corriente directa**

Los cables utilizados en las conexiones de corriente directa abarcan la interconexión entre módulos fotovoltaicos y la conexión de los mismos al colector en corriente directa. También desde el colector en corriente directa hasta la entrada del inversor.

Se debe tomar en cuenta que las conexiones serán realizadas en el exterior. Esto hace que se requiera cable resistente a la intemperie, resistente a la radiación solar y rayos ultravioleta, altas temperaturas y resistentes al ozono.

También está expuesto a esfuerzos mecánicos tales como torsión, doblados, tensiones y posibles daños de roedores o aves, entre otros. Debe considerarse que los tiempos de vida promedio de los sistemas fotovoltaicos es de hasta 30 años.

Se recomienda utilizar cables independientes de cobre, es decir, uno para el polo positivo y otro para el polo negativo. Los colores a utilizar son rojo o café para el polo positivo y negro, azul o blanco, para el polo negativo. De acuerdo al artículo 690-31 inciso b del NEC, se utilizará cables USE-2, cuyas propiedades son aptas para instalaciones de fuerza y distribución, en instalaciones interiores y exteriores, resistentes a ambientes húmedos y secos.

Por ello es ideal para trabajar continuamente a temperaturas de superan los 90 °C y soportar variaciones de entre -40 y 120 °C, ser robustos ante los esfuerzos mecánicos y condiciones ambientales, además de ser flexibles en el momento de su instalación y manipulación.

Para la selección de conductores por caída de tensión cuando trabajan en corriente continua, se utilizan las siguientes ecuaciones:

- En función de la potencia:

$$S = \frac{2 \cdot l \cdot P}{\Delta V_{\%} \cdot V^2 \cdot \sigma} \quad \text{ecuación (18)}$$

- En función de la corriente:

$$S = \frac{2 \cdot l \cdot I}{\Delta V_{\%} \cdot V \cdot \sigma} \quad \text{ecuación (19)}$$

Donde:

S: sección del conductor, expresado en mm<sup>2</sup>.

$\sigma$ : conductividad del conductor a temperatura de servicio, expresado en

$$\frac{\text{s}\cdot\text{m}}{\text{mm}^2},$$

para el cobre  $59,6 \times 10^6$  y aluminio  $37,8 \times 10^6$ .

l: longitud del conductor o línea, expresado en m.

$\Delta V\%$ : caída de tensión máx. permitida de tensión de la línea, expresado en V.

P: potencia transportada por la línea, expresado en W.

I: intensidad que transportará la línea, expresado en A.

Para realizar la interconexión entre módulos y las cajas de conexión, se realizará la instalación en bandejas. De acuerdo al artículo 720-4 del NEC, debe utilizarse calibre 12 AWG como mínimo, para tensiones por debajo de los 50 voltios. Para la selección de conductor en base a la capacidad de conducción, se determina la intensidad de cada tramo, se corrige en base al factor de temperatura y se dimensiona sobre el 125 % de la corriente de corto circuito del módulo, o el grupo de módulos en paralelo, de acuerdo al artículo 690-8 incisos a1, a2, y b1 del NEC.

Para realizar la interconexión entre las cajas de conexión e inversores, puede ser con bandejas o tubería. Si se realiza en bandejas, se puede utilizar el criterio anterior. Si se realiza con tubería, debe utilizarse un cable RHW-2 o XHHW-2, los cuales tienen aislamiento que soporta hasta los 90 °C.

#### **1.4.5.2.2. Conductor corriente alterna**

Se tendrá corriente alterna, desde la salida del inversor hasta el punto de conexión a con la red. Estos cables normalmente no están expuestos a las

condiciones ambientales ni temperaturas extremas, por lo que no es requerido un cable especializado.

Dependiendo de la carga a soportar y la red a la que se conectará, se suelen utilizar 3 conductores para los sistemas monofásicos, 2 líneas activas y neutral. Para el sistema trifásico se utilizan 4 conductores, 3 líneas activas y un neutral. Para la selección de conductores por caída de tensión cuando trabajan en corriente alterna, utilizaremos las siguientes ecuaciones:

- En función de la potencia:

$$S = \frac{2 \cdot I \cdot P}{\Delta V_{\%} \cdot V^2 \cdot \sigma} \text{ en sistema monofásico} \quad \text{ecuación (20)}$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot P}{\Delta V_{\%} \cdot V^2 \cdot \sigma} \text{ en sistema trifásico} \quad \text{ecuación (21)}$$

- En función de la corriente:

$$S = \frac{2 \cdot I \cdot \cos \varphi}{\Delta V_{\%} \cdot V \cdot \sigma} \text{ en sistema monofásico} \quad \text{ecuación (22)}$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot \cos \varphi}{\Delta V_{\%} \cdot V \cdot \sigma} \text{ en sistema trifásico} \quad \text{ecuación (23)}$$

Donde:

S: sección del conductor, expresado en mm<sup>2</sup>.

$\sigma$ : conductividad del conductor a temperatura de servicio, expresado en

$$\frac{\text{s} \cdot \text{m}}{\text{mm}^2},$$

para el cobre  $59,6 \times 10^6$  y aluminio  $37,8 \times 10^6$ .

I: longitud del conductor o línea, expresado en m.

$\Delta V\%$ : caída de tensión máxima permitida de tensión de línea, expresado en V.

P: potencia transportada por la línea – potencia real, expresado en W.

I: intensidad que transportará la línea, expresado en A.

$\cos \varphi$ : factor de potencia.

Para la selección de conductor en base a la capacidad de conducción, determina la corriente de salida de los inversores en paralelo, en régimen continuo. Se aplicará un factor de corrección por temperatura y se selecciona un conductor que soporte 125 % de la corriente, de acuerdo al artículo, Se utilizará el criterio del artículo 690-8 incisos a3 y b1 del NEC.

#### **1.4.6. Protección del sistema fotovoltaico**

En un sistema fotovoltaico se poseen diversas características las cuales debe ser tomada en consideración:

- Es utilizado tanto en corriente continua, como corriente alterna por lo cual necesita protecciones especializadas para cada tipo.
- La generación de energía será dependiente de la luz existente sobre el generador fotovoltaico.
- La intensidad que provee el generador fotovoltaico será limitada y no excederá el mismo.
- Generalmente abarcan grandes extensiones de terreno, puede instalarse en la terraza de un edificio o en la parte superior de postes o mástiles.

#### **1.4.6.1. Protecciones requeridas para un sistema fotovoltaico**

Las consideraciones técnicas que hace mención la norma NTGDR enlista las protecciones mínimas que debe poseer un sistema fotovoltaico conectado a la red, ya sea como GDR o como UAEE. Esto con el fin de garantizar la interconexión entre el generador y la red. Pueden consultarse las protecciones requeridas por la CNEE de acuerdo a la potencia instalada, en el anexo 8.

#### **1.4.6.2. Protección contra sobrecargas**

La máxima intensidad que circula entre el generador fotovoltaico y el colector de corriente continua, está limitado por la corriente de cortocircuito del generador, identificada como corriente  $I_{Gsc}$ . De la misma manera, la corriente que circula por una rama está limitada por la corriente de corto circuito de un módulo, siendo su valor máximo la corriente  $I_{sc}$ .

Si el generador fotovoltaico está compuesto por menos de tres ramas, no es necesario instalar protección contra sobrecargas, al dimensionar el cableado para soportar de manera continua estas corrientes de cortocircuito.

Comúnmente supera 3 ramas, dando lugar a corrientes inversas cuando hay reducciones de tensión en alguna de las ramas. Esto puede deberse a que algún módulo se encuentre afectado por alguna sombra o se dañe. Para evitar ello, se instalan diodos de bloqueo, además de fusibles o interruptores automáticos. Se describe a continuación cada uno de ellos:

#### **1.4.6.2.1. Diodo de bloqueo**

Su función es evitar que una corriente inversa pueda deteriorar los módulos que se encuentran deterioradas o con sombra. Debe soportar 2 veces la corriente  $I_{sc}$  y por lo menos 2 veces la tensión  $V_{Goc}$  para la tensión inversa, las dos en las condiciones CEP.

Estos diodos disipan mucha potencia, razón por la cual son utilizados cuando el lugar de instalación de los módulos es poco accesible y limita la corriente inversa que pueda pasar por las ramas que compongan el generador fotovoltaico.

#### **1.4.6.2.2. Fusible**

Tienen que ser capaces de cortar una corriente 125 % la corriente  $I_{sc}$  de acuerdo al artículo 690-8 inciso b1 del NEC, cuando son instalados para proteger cada rama. Los fusibles deben poseer un tipo de fusión gR, especializada para la protección de equipo electrónico constituido principalmente por semiconductores. La tensión que debe soportar debe ser 1,2 veces la tensión  $V_{Goc}$  en condiciones CEP. Son utilizados mayormente cuando los módulos son montados en lugares accesibles a mantenimientos, aunque puede instalarse en conjunto con los diodos de bloqueo.

#### **1.4.6.2.3. Interruptor automático**

Este interruptor es del tipo magneto térmico, diseñado para funcionar en corriente continua. Para proteger cada rama, debe seleccionarse un interruptor que actúe un máximo de 125 % veces la corriente  $I_{sc}$  de acuerdo al artículo 690-

8 inciso b1 del NEC y a una tensión de 1,2 veces la tensión  $V_{Goc}$  en las condiciones CEP.

La curva de disparo para este tipo de interruptores debe ser del tipo Z diseñada para equipo electrónico a base de semiconductores, Estos cuentan con disparadores magnéticos que accionan entre 2 y 3 veces la intensidad nominal.

Para proteger y desconectar el generador fotovoltaico en su totalidad, se instala un interruptor automático capaz de soportar la corriente de cortocircuito del generador, identificándose como la corriente  $I_{Gsc}$  y siendo la suma de la corriente de cortocircuito de todas las ramas. También debe ser capaz de soportar la tensión  $V_{Goc}$ .

Su instalación será entre la caja de conexiones y el inversor. Cumpliendo con el artículo 690-17 del NEC, debe ubicarse en una posición accesible, sin posibilidad de exposición al personal al contacto de las partes energizadas, que se diferencie su posición de abierto o cerrado y con una capacidad de interrupción de acuerdo al nivel de tensión y corriente.

También puede utilizarse como medio de desconexión, una vez sea dimensionada su capacidad interruptiva para ello de acuerdo al artículo 230-205 del NEC.

#### **1.4.6.2.4. Corriente de corto circuito**

Se debe conocer la corriente de corto circuito con el fin de seleccionar adecuadamente los medios de protección, los cuales serán independientes de la carga y responden únicamente a los sistemas de alimentación.

Se puede calcular basado en la norma IEC 60 909. Esta se determinada sumando las resistencias y reactancias aguas arriba, del punto considerado.

$$R = R_1 + R_2 + \dots + R_n \quad \text{ecuación (24)}$$

$$X = X_1 + X_2 + \dots + X_n$$

Y calculando la corriente de corto circuito de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{V_n}{\Sigma Z} = \frac{V}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R^2 + X^2}} \quad \text{ecuación (25)}$$

Donde:

$I_{cc}$ : corriente de corto circuito

$V_n$ : voltaje nominal

$\Sigma Z$ : impedancias hasta el punto de falla

### 1.4.6.3. Seccionadores

Son interruptores que permiten la desconexión y aislamiento de los equipos y dispositivos que estén bajo su influencia. Son bastante sensibles y no están diseñados para operar al corte y desconexión de la carga, pero aíslan el ramal en mención ya sea para la labor de mantenimiento de los módulos, limpieza o la corrección de alguna falla. Para su dimensionamiento debe considerarse que soporte la corriente  $I_{sc}$  y la tensión  $V_{GOC}$  en las condiciones CEP.

Dependiendo de la tensión a la que se conectará, se dispondrá de mayor número de polos, pudiendo utilizarse seccionadores tetrapolares para aumentar la cantidad de interrupciones de corriente.

#### 1.4.6.4. Protección contra sobretensiones

Son utilizados los supresores de transitorios para proteger de sobretensiones ocasionadas ya sea por descargas atmosféricas, maniobras de conexión o desconexión o descargas electrostáticas. Los supresores de transitorios son los encargados de descargar los picos de sobretensión transitoria, conduciendo corriente hacia tierra evitando así, daños en los equipos instalados y a la instalación en general.

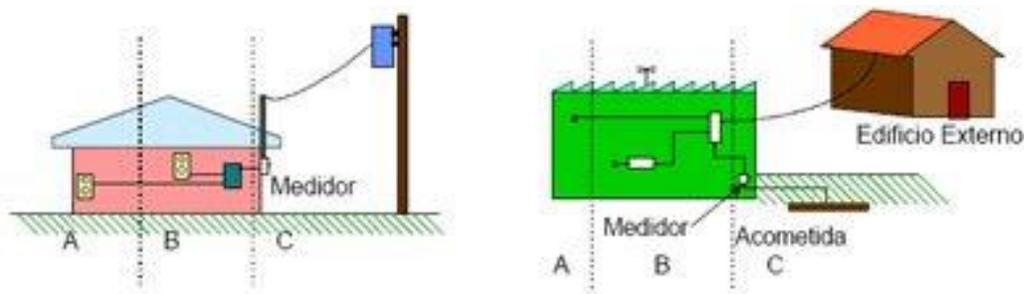
Existen diversas tecnologías, pero su mayor diferencia es en la instalación, pudiendo ser conectados en paralelo o en serie a la carga.

Los sobrevoltajes transitorios son manejados ya sea drenando corriente en el caso del tipo paralelo o presentando una impedancia en serie elevada para los tipos serie. Tomar en cuenta las siguientes características para su selección:

- El supresor debe soportar tensión  $V_{GOC}$ .
- Tipo de corriente en la que operará, ya sea en CD o CA.
- Se clasifican en las categorías A, B y C, siendo la categoría A la más sencilla y de menor capacidad, hasta la categoría C que es la más robusta y con mayor capacidad. Los supresores según su clasificación se ubican en los siguientes lugares de la instalación:
  - Categoría A: tomacorrientes y puntos de uso de la energía.

- Categoría B: alimentadores, tableros de distribución, barras y aparatos de grandes potencias, iluminación de edificios comerciales.
- Categoría C: instalación exterior, acometidas, cableados entre el medidor y el interruptor principal, cables de poste al medidor, líneas subterráneas para bombas.

Figura 18. **Clasificación de supresores**



Fuente: LOZANO, Hector. *Clasificación de supresor de transitorios*.

<https://www.quiminet.com/articulos/ clasificacion-de-supresores-de-sobrevoltaje-transitorios-de-acuerdo-a-su-ubicacion-27469.htm>, Consultado: octubre de 2018.

#### 1.4.6.5. **Puesta a tierra**

También conocido como conexión o toma de tierra, es una conexión eléctrica directa de todas las partes metálicas de una instalación, sin fusibles o algún otro medio o sistema de protección, con una sección adecuada para conducir una corriente y con uno o varios electrodos enterrados en el suelo.

El fin de una puesta a tierra es crear un camino hacia la tierra de corrientes de falla o una descarga de origen atmosférico con una diferencia de potencial

controlado, evitando así el daño en el conjunto de instalaciones, edificios y superficies próximas al terreno. Sus principales objetivos son los siguientes:

- Proporcionar el punto de descarga con una trayectoria eficaz para las estructuras, carcasa de equipos y resto de instalaciones, con el fin de proteger a las personas y equipos en caso de una falla.
- Limitar las sobretensiones transitorias directas e indirectas, apoyado con los medios de protección adecuados.
- Estabilizar el voltaje estableciendo un potencial de referencia.

#### **1.4.6.5.1. Tipos de puesta a tierra**

Dependiendo de la aplicación del sistema de puesta a tierra, podemos clasificar los diferentes tipos de puesta a tierra de la siguiente manera:

- Puesta a tierra para sistemas eléctricos: su fin es limitar un sobre voltaje que provenga por inducción de descargas electro atmosféricas, elementos que provoquen inducción o contactos no previstos con cables o elementos de mayor voltaje tales como líneas de distribución, acometidas, equipo instalado a la intemperie que se encuentre expuesto. Se logra mediante un conductor apropiado a la corriente de falla a tierra total del sistema.
- Puesta a tierra de equipos eléctricos: su objetivo es eliminar los contactos directos de las personas. Esto se logra interconectando todos los elementos que están aislados normalmente, pero que pueden tener una diferencia de potencial respecto a tierra, haciendo funcionar las protecciones contra sobre corriente de los equipos en el caso de una falla.

- Puesta a tierra de protección electrónica: tiene como meta evitar la destrucción de los equipos electrónicos conformados en su mayoría por semiconductores, debido a sobretensiones. Su manera de controlar estas sobretensiones es limitando y drenando corriente hacia tierra a fin de mantener controlada la tensión entre los conductores activos y tierra.
- Puesta a tierra de señales electrónicas: su fin es evitar señales externas que afecten la información. Estas señales externas se adhieren a las señales en los cables y equipos, si no poseen un blindaje y una adecuada conexión de referencia a tierra.
- Puesta a tierra de protección atmosférica: su propósito drenar corrientes provocadas por descargas atmosféricas. Se logra apoyado además de una adecuada puesta a tierra, con un elemento capturador de la descarga, también conocido como pararrayos, o por medio de lo que se conoce como una jaula de Faraday.

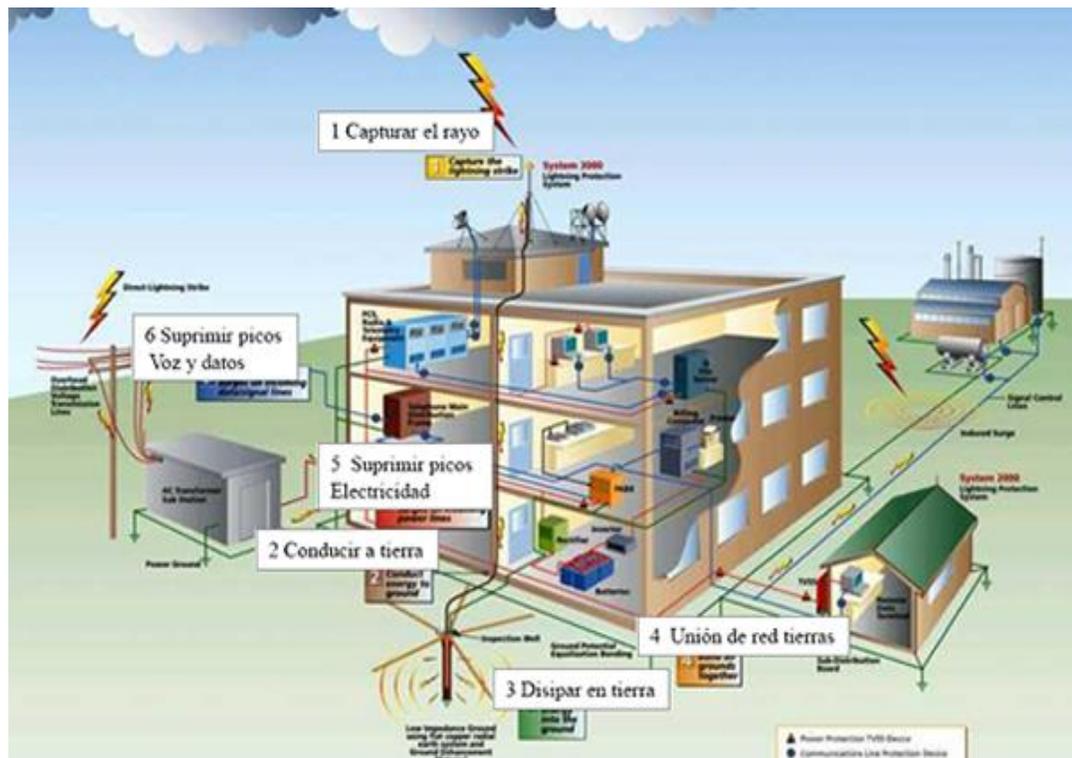
Las normas NTDROID en su artículo 33 y el NEC en su artículo 250-56 indican que se debe obtener una resistencia máxima de 25 ohm utilizando un único electrodo. En caso de tener una resistencia mayor, pueden utilizarse más electrodos. El NEC además, indica las características de los permitidos para lograr ello de acuerdo al artículo 250-52, siendo estos con una forma de placa, barra o tubo.

Los valores de resistencia de cada puesta a tierra deben acercarse a cero ohm. Ofreciendo además las trayectorias más cortas posibles desde la falla hasta el punto de descarga a tierra, se logra proteger el generador fotovoltaico y la estructura que lo contiene.

Un sistema de puesta a tierra abarca la protección ante una falla del sistema eléctrico, la estructura o edificio, equipo de telecomunicaciones, protecciones contra rayos, entre otros.

El fin es obtener las trayectorias más cortas, con baja impedancia y segura para su operación.

Figura 19. Sistema de protecciones completo



Fuente: CASAS, Favio. *Sistema eléctricamente compatible*. <https://e-management.mx/2018/09/25/sistema-electricamente-compatible/>, Consultado: 3 de octubre de 2016.

En relación a valores de resistencia recomendados, al día de hoy no existe un normativo que indique un valor máximo aceptado, todo dependerá de las

protecciones a abarcar con las mismas. Como se mencionó anteriormente, se debe buscar que los valores sean los más bajos posibles.

Se enlistan los valores recomendables aceptados para los fines de este proyecto:

Tabla II. **Valores máximos de resistencia de puesta a tierra recomendados**

<b>Uso</b>	<b>Valor máximo de resistencia de puesta a tierra</b>
Tableros y gabinetes	25 $\Omega$
Descargas electrostáticas	25 $\Omega$
Subestaciones de media tensión	10 $\Omega$
Protección contra rayos	10 $\Omega$
Equipo electrónicos y telecomunicaciones	5 $\Omega$

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

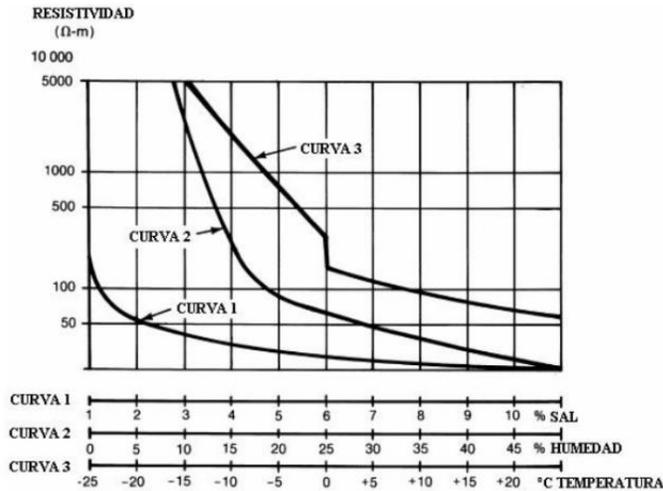
#### **1.4.6.5.2. Resistividad del suelo**

La resistividad del suelo  $\rho$ , es la resistencia específica que posee el suelo a cierta profundidad. Además de la profundidad, también se ve afectada por otras condiciones y factores tales como los siguientes:

- Tipo de terreno: si es pantanoso, arenoso, calizo, entre otros. Con ello se ve afectada la química del terreno y las sales minerales.
- Estratigrafía: si son capas homogéneas. Esto hace que el valor de resistividad no sea continuo a diferentes profundidades.

- Granulometría: el tamaño y porosidad de los granos del terreno. Esto hace que quede aire entre los granos o piedras, haciendo que la resistividad aumente en proporción al tamaño del grano.
- Salinidad: concentración de sales solubles. La conducción en el terreno es principalmente electrolítica, por lo que las sales minerales en conjunto con la humedad modifican la resistividad.
- Higrometría: cantidad de agua en el suelo. Con ello se consigue que la resistividad sea constante a lo largo del tiempo.
- Temperatura: resequedad que tendrá el suelo debido a la evaporación del agua en la misma. Al igual que la característica anterior, se ve afectada la resistividad al variar la humedad del terreno con las diferentes temperaturas.
- Compacidad: la compactación del suelo, con la que se obtendrían menos espacios de aire mientras más compacto este el mismo.

Figura 20. **Ejemplo de las variaciones de resistividad respecto a la humedad, salinidad y temperatura**



Fuente: IEEE. *Guide for Safety in AC Substation Grounding*. p .50.

### 1.4.6.5.3. Métodos de medición de resistividad

Existen varios métodos y procedimientos establecidos para la medición de la resistividad de un terreno. Se describirá el Método de Wenner en este caso, que es método universal de cuatro puntos y aceptado para determinar la resistividad. Se basa en la relación entre voltaje e intensidad, también conocida como Ley de Ohm.

Por medio de un telurómetro de cuatro puntas, se inyecta una corriente  $I$  en el terreno por los electrodos C1 y C2. Con los electrodos P1 y P2 se mide una diferencia de potencial  $V$  en el aparato. Los electrodos tendrán que ser menores a irán separados una distancia  $a$  entre sí, todos en una misma línea.

De acuerdo a la Ley de Ohm:

$$R = \frac{V}{I} \quad \text{ecuación (26)}$$

Y tomando en consideración que los electrodos de prueba son menores a la separación  $a$  entre electrodos, puede aplicarse la siguiente ecuación para determinar la resistividad:

$$\rho = 2 \cdot \pi \cdot a \cdot R \quad \text{ecuación (27)}$$

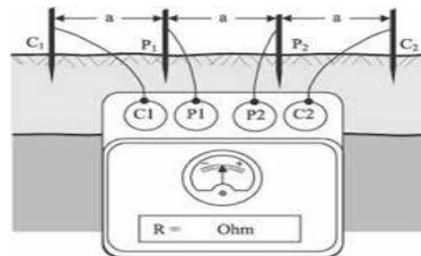
Donde:

$\rho$  : resistividad promedio en ohmios por metro, expresado en  $\Omega$ -m.

$a$  : distancia de separación entre electrodos, expresado en m.

$R$  : lectura de resistencia en el telurómetro, expresado en  $\Omega$ .

Figura 21. Método de Wenner



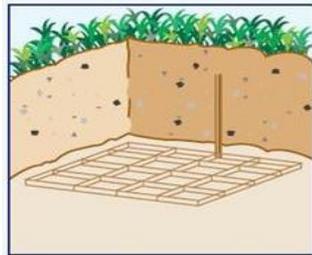
Fuente: SANCHEZ, Franck. *Medición de resistividad y resistencia a tierra*.  
[http://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/IEI/IEI05/es\\_IEA\\_IEI05\\_Contenidos/website\\_911\\_mtodo\\_de\\_wenner.html](http://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/IEI/IEI05/es_IEA_IEI05_Contenidos/website_911_mtodo_de_wenner.html). Consulta: 10 de septiembre de 2016.

#### 1.4.6.5.4. Configuraciones de puesta a tierra

Existen varios modelos o configuraciones de puestas a tierra dependiendo de la aplicación a utilizar. A continuación, se enlistan las configuraciones con su respectiva ecuación para una malla, una malla con electrodos en las esquinas, una delta o triángulo y electrodos en línea recta.

- Configuración malla:

Figura 22. Malla de tierra enterrada



Fuente: PROCOBRE, *Puesta a tierra*. <http://www.qsl.net/cx1ddr> Consulta: 22 de enero de 2017.

$$R = \rho \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad \text{ecuación (28)}$$

Donde:

$\rho$ : resistividad del suelo, expresado en  $\Omega$ -m.

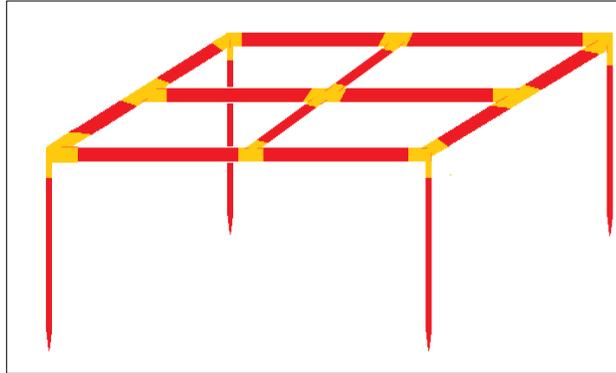
$L_T$ : longitud total del conductor de la malla, expresado en m. De existir varias varillas, se agregan a la longitud total del conductor.

$A$ : área total abarcada por la malla, expresado en  $m^2$ .

$h$ : profundidad a la que se ubican los conductores, expresado en m.

- Configuración malla con electrodos en las esquinas:

Figura 23. **Malla con electrodos enterrados**



Fuente: CASAS-OSPINA, Favio. *Tierras, Soporte de la seguridad eléctrica*. p. 156.

$$R = 0,443 \frac{\rho}{\sqrt{A}} + \frac{\rho}{L_T} \quad \text{ecuación (29)}$$

Donde:

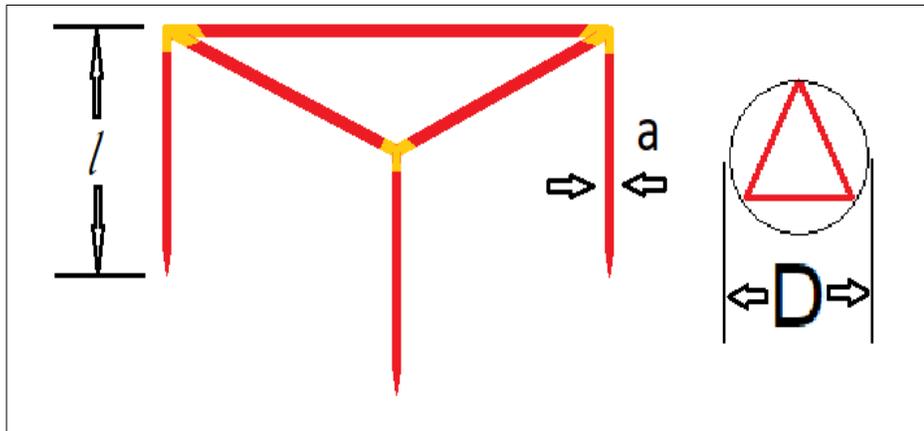
$\rho$ : resistividad del suelo, expresado en  $\Omega$ -m.

$L_T$ : longitud total del conductor de la malla, expresado en m. De existir varias varillas, se agregan a la longitud total del conductor.

$A$ : área total abarcada por la malla, expresado en  $m^2$ .

- Configuración delta o triangulo:

Figura 24. **Conexión en triángulo con electrodos en las esquinas**



Fuente: CASAS-OSPINA, Favio. *Tierras, Soporte de la seguridad eléctrica*. p. 156.

$$R = \frac{\rho}{6\pi l} \left[ \ln \left( \frac{4l}{a} \right) - 1 + \frac{2l}{D \sin \frac{\pi}{3}} \right] \quad \text{ecuación (30)}$$

Donde:

$\rho$  : resistividad del suelo, expresado en  $\Omega$ -m.

$l$ : longitud de la varilla, expresado en m.

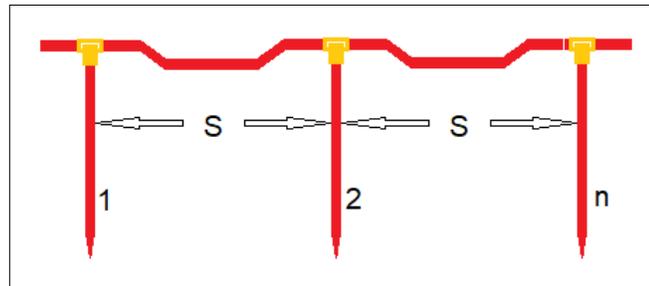
$a$ : diámetro de la varilla, expresado en, expresado en  $m^2$ .

$D$ : diámetro de circunferencia circunscrita en el triángulo, expresado en  $m^2$ .

Nota: La separación entre electrodos debe ser aproximadamente 5 metros.

- Configuración con electrodos en línea recta o contraantena:

Figura 25. **Electrodos dispuestos en línea recta**



Fuente: CASAS-OSPINA, Favio. *Tierras, Soporte de la seguridad eléctrica*. p. 156.

$$R = \frac{\rho}{n} \left( 0,404 + \frac{0,16}{S} \ln 0,655n \right) \quad \text{ecuación (31)}$$

Donde:

$\rho$ : resistividad del suelo, expresado en  $\Omega$ -m.

n: cantidad de varillas.

S: separación entre varillas, expresado en m.

Nota: La separación entre electrodos debe ser aproximadamente 5 metros.

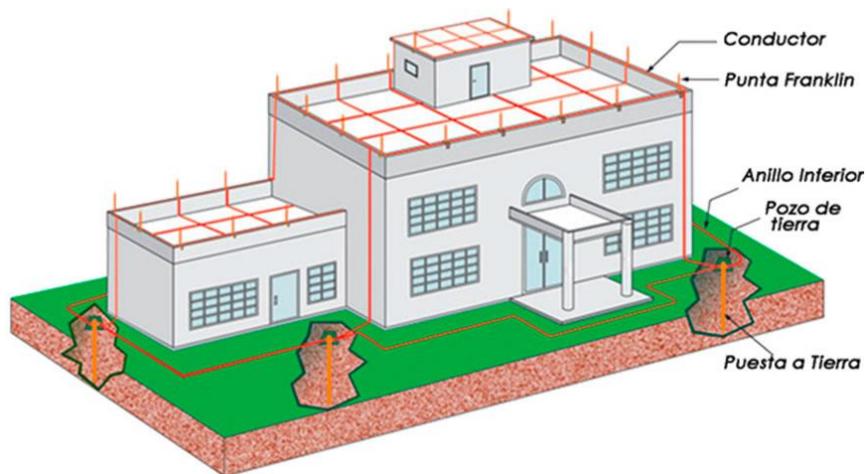
#### **1.4.6.6. Protección contra descargas electro atmosféricas**

La finalidad de un sistema de protección contra descargas electro atmosféricas es proteger el edificio, dispositivos, equipos y a las personas contra descargas directas de una descarga atmosférica y sus efectos. Existen tres métodos aceptados para el apantallamiento: el método de la esfera rodante, método del ángulo de protección y el método de enmallado. Debido a que se evita la proyección de sombras, se descartan los dos primeros métodos al requerir mástiles y la instalación de puntas captadoras a alturas considerables.

#### 1.4.6.6.1. Anillo de apantallamiento

Consiste en una malla alrededor de la superficie a proteger, provista adicionalmente de puntas captadoras y al menos dos bajadas a tierra.

Figura 26. Ejemplo de anillo de apantallamiento



Fuente: URREGO, Eliseo. *Sistemas de apantallamiento*. <https://electricaplicada.com/wp-content/uploads/2015/06/aspectos-a-tener-en-cuenta-al-instalar-o-dise%C3%B1ar-sistemas-de-apantallamiento.jpg>. Consulta: 18 de octubre de 2018.

#### 1.4.6.6.2. Captadores de rayos

Por medio de un adecuado dimensionamiento del mismo, se reducen las posibilidades de daños al edificio y los equipos. Puede realizarse mediante puntas captadoras, cables o mallas.

Los puntos especialmente cruciales son las esquinas, por lo que debe tenerse especial cuidado en el momento de diseñarse.

#### **1.4.6.6.3. Pararrayos con punta**

Debido a que se encuentran en la parte alta del edificio, es el elemento que se busca entre en contacto directo con el rayo. Debe encontrarse efectivamente conectado a tierra y ofrecer la menor resistencia.

Figura 27. **Pararrayos tipo Franklin**



Fuente: DEHN. Flender. *Sistema de protección contra rayos*. [https://www.flender-flux.de/fileadmin/user\\_upload/Dateidownloads/Kataloge/Blitzchutzkatalog\\_01.pdf](https://www.flender-flux.de/fileadmin/user_upload/Dateidownloads/Kataloge/Blitzchutzkatalog_01.pdf)

Consulta: 20 de octubre de 2016.

### **1.5. Marco legal para el desarrollo de proyectos de generación distribuida renovable**

Es posible analizar dos formas en que ha sido manejado el mercado eléctrico en el país:

### **1.5.1.1. Antes de la Ley General de Electricidad**

El subsector eléctrico en Guatemala se manejaba como un monopolio, coordinado por el estado y sus políticas, encargándose por medio de empresas estatales integradas verticalmente como lo eran en su momento el INDE y la EEGSA, de las actividades de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica.

Entre los años 1990 y 1994 se entra en una crisis debido a que las tarifas hasta esa fecha eran subsidiadas por el gobierno, lo que hacía que el INDE no percibiera las utilidades que en realidad eran necesarias para proveer el servicio y estuviera endeudado, lo que hacía que su inversión se estancara.

Durante los años 1991 y 1993 la generación pasaba por una etapa donde la oferta de energía no era suficiente para abastecer la demanda y los costos reales no fueron trasladados a la población. El transporte y la distribución de energía carecían de una verdadera estrategia de crecimiento, haciendo un crecimiento desigual en los distintos sectores del país. Hubo racionamiento de la energía.

Este desorden e incapacidad de crecimiento por parte de las instituciones siendo estatales, impulso la creación de la Ley General de Electricidad.

### **1.5.1.2. Origen de Ley General de Electricidad**

A partir de la crisis de energía eléctrica de los años 90, se busca garantizar la misma a largo plazo por medio de un nuevo marco regulatorio. En el año 1996 el Congreso de la República aprobó y posteriormente publicó en el Diario Oficial la ley LGE, contenida en el decreto 93-96. El año siguiente, el Presidente de la

República de Guatemala emitió y fue divulgada por medio del Diario Oficial, el reglamento RLGE, contenida en el Acuerdo gubernativo 256-97.

Para completar el marco regulatorio en el que se basa el subsector eléctrico, en el año 1998 el Presidente de la República de Guatemala emite y posteriormente pública a través del Diario Oficial, el reglamento RAMM, contenido en el Acuerdo 299-98.

La base legal de la LGE se fundamenta en los artículos 129 y 130 de la Constitución Política de la República de Guatemala. En estos se declara de urgencia nacional la electrificación del país y se da libertad de participación a la iniciativa privada. También se desmonopoliza el subsector eléctrico, obligando a la desintegración vertical y dando lugar a un libre mercado.

Tal como está estipulado en el artículo 3 de la LGE, el MEM es el órgano del estado encargado de formular y coordinar las políticas, planes de Estado y programas indicativos del subsector eléctrico. En el artículo 4 de la LGE se crea la CNEE como ente regulador, siendo un órgano técnico del MEM. Se le otorgan funciones como definición de tarifas, proteger los derechos de los usuarios, sancionar a los infractores de la ley, emisor de normas técnicas, dirimir controversias, entre otros.

El artículo 44 de la LGE otorga las funciones del AMM, que es un ente operador que coordina las actividades comerciales y operativas que garantizar la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

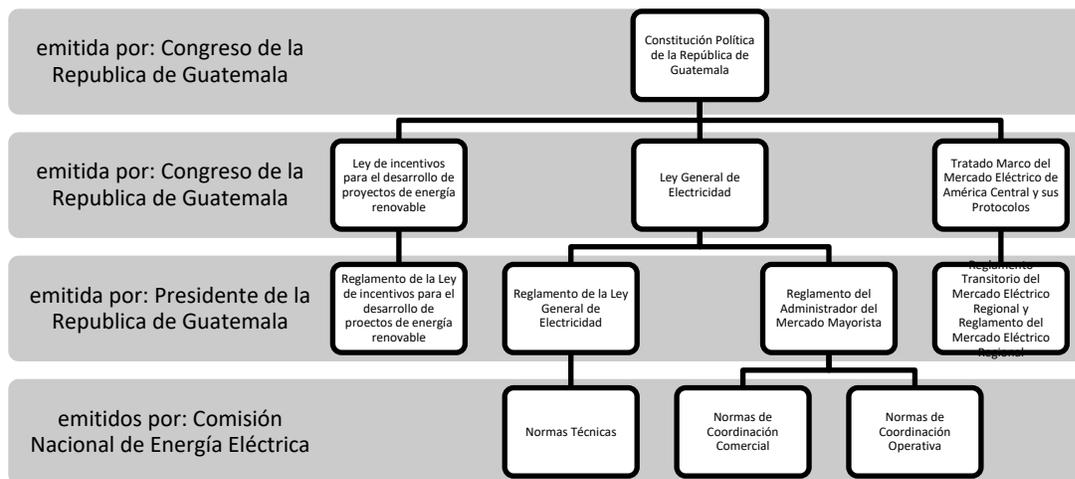
Con un trabajo en conjunto de estos entes, partiendo como base de las políticas energéticas por parte del MEM, la necesidad de garantizar el abastecimiento de energía por parte del AMM y la facultad para emitir normativos

para la óptima y correcta operación técnica por la CNEE, es como se incentiva la generación de energía alternativa con el fin de reducir la dependencia del petróleo para la generación de energía eléctrica.

### 1.5.1.3. Marco regulatorio del subsector eléctrico en Guatemala

Tal como se enunció anteriormente, el orden jerárquico del marco legal que rige el subsector eléctrico en el país queda de la siguiente manera:

Figura 28. Estructura que rigen el subsector eléctrico en Guatemala



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word.

### 1.5.2. Incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable

En base a la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable y la necesidad de diversificar la matriz energética como política

energética del MEM, se promueven, facilitan y crean las condiciones para que sean tomadas en consideración los recursos energéticos locales del tipo renovable, que ofrecerán costos de generación menores y así reducir la dependencia del petróleo y sus precios fluctuantes. Ello se logra por medio de incentivos fiscales, económicos y administrativos.

### **1.5.3. Generador distribuido renovable y usuario autoprodutor con excedente de energía**

Un GDR se refiere al poseedor de una central de generación eléctrica que utiliza energía renovable como materia prima, con una potencia neta instalada inferior o igual a 5 MW.

Este podrá comercializar la potencia y energía eléctrica que genera con la empresa distribuidora, de acuerdo a la LGE y su reglamento. También puede actuar como participante del Mercado Mayorista con la figura de Participante Productor de Energía, cumpliendo con el marco legal vigente y las Normas de Coordinación Comercial y Operativa del AMM. De cualquiera de las dos modalidades donde participe, recibe remuneración económica por la energía entregada.

También puede participar como UAEE, inyectando la energía eléctrica obtenida de una fuente renovable ubicada en la instalación donde se consume parte de la energía. En esta modalidad no se recibe remuneración de ninguna forma y el usuario pagará la diferencia del valor neto entre la energía inyectada y la energía consumida, hubiere mayor consumo por parte del usuario. La empresa distribuidora reconocerá como crédito de energía a favor del usuario, cuando el valor neto de la energía generada haya sido mayor la energía consumida.

Los cargos fijos y cargos por potencia siempre serán cobrados por la empresa distribuidora en función de la energía entregada al usuario.

#### **1.5.4. Normas aplicables para el sistema de generación fotovoltaico**

Tal como está enunciado en el marco regulatorio del Subsector Eléctrico en Guatemala, aplicarían las siguientes Leyes, Reglamentos y Normas locales:

- LGE.
- RLGE.
- RAMM.
- Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable.
- Reglamento a la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable.
- NTSD.
- NTDROID.
- NTGDR.
- Habilitación Comercial para operar en el Mercado Mayorista y Sistema de Medición Comercial, Norma de Coordinación Comercial 14.

## **1.6. Análisis económico**

El dinero disminuye su valor real con el paso del tiempo. Por ello se utilizan métodos de evaluación financiera que toman en cuenta las variaciones que tendrá el dinero en el transcurso del proyecto.

Un proyecto es rentable, cuando el flujo de efectivo es mayor a cero al final de la vida útil del proyecto, habiendo considerado el cambio del dinero a través del tiempo, la inflación y la tasa de interés con el que se financie un proyecto.

Para evaluar financieramente un proyecto, existen diversos criterios de valoración y selección de inversión, enfocándonos en este caso a describir los criterios financieros dinámicos, los cuales toman en cuenta la cronología de los distintos flujos de efectivo y el valor del dinero en el tiempo.

### **1.6.1. Flujo de efectivo**

Permite evaluar las inversiones, conociendo el saldo al final de cada periodo, generalmente anual. Los flujos netos de efectivo permiten conocer la capacidad del proyecto de pagar su inversión y así conocer su liquidez.

Los flujos de efectivo son muy utilizados para analizar la viabilidad de un proyecto y son la base para análisis financieros.

El flujo neto de efectivo es la diferencia entre las entradas y salidas de efectivo. Si el flujo neto de efectivo es positivo, nos indica que es posible reinvertir en el proyecto, pagar a los accionistas, permite liquidar deudas, entre otros.

Figura 29. **Ejemplo de flujo de efectivo de una empresa**

	<u>Ene</u>	<u>Feb</u>	<u>Mar</u>	<u>Abr</u>
<b>Efectivo inicial</b>	1,000	1,200	900	(300)
■ Ingresos				
– Ventas	1,000	1,100	1,200	1,300
<b>Total ingresos</b>	<b>2,000</b>	<b>2,300</b>	<b>2,100</b>	<b>1,000</b>
■ Egresos				
– Sueldos y salarios	300	500	600	400
– Compras	300	400	400	400
– Gastos generales	200	500	400	300
– Gastos de capital	0	0	1,000	0
<b>Total egresos</b>	<b>800</b>	<b>1,400</b>	<b>2,400</b>	<b>1,100</b>
■ <b>Efectivo al final del período</b>	<b>1,200</b>	<b>900</b>	<b>(300)</b>	<b>(100)</b>

Fuente: TORRES, Jimena. *Flujos de Efectivo*. [https://jimenatorres.fandom.com/es/wiki/Flujo\\_de\\_efectivo](https://jimenatorres.fandom.com/es/wiki/Flujo_de_efectivo) Consulta: 18 de junio de 2017.

### 1.6.2. Tasa interna de retorno

Es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión y se expresa en tanto por ciento. Es utilizada para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Si la TIR es mayor a la tasa de descuento, el proyecto puede aceptarse. Caso contrario, el proyecto debe rechazarse.

La ecuación para el cálculo de la TIR es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0 = 0 \quad \text{ecuación (32)}$$

Donde:

$F_t$  : flujo de efectivo , expresado en quetzales.

$I_0$ : inversión en el momento inicial, siendo  $t=0$ .

$k$ : tipo de descuento o tipo de interés exigido para la inversión

$t$ : número de periodos, expresado en años.

### 1.6.3. Valor actual neto

Se una medida de la rentabilidad absoluta de un proyecto. En este método se actualizan los cobros y pagos de un proyecto para conocer cuánto se va a ganar o perder en la inversión. Para ello se descuenta interés a todos los flujos de efectivo netos. Se expresa en unidades monetarias. El criterio de decisión depende del VAN, siendo aceptado el proyecto si es mayor a cero, y rechazado si es menor.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad \text{ecuación (33)}$$

Donde:

$F_t$  : flujo de efectivo, expresado en quetzales.

$I_0$ : inversión en el momento inicial, siendo  $t=0$ .

$k$ : tipo de descuento o tipo de interés exigido para la inversión, expresado en %.

$t$ : número de periodos, expresado en años.



## **2. FASE TÉCNICO PROFESIONAL**

Se analiza el consumo energético histórico del edificio, determinando la energía y potencia promedio consumida en base a la facturación mensual. Se considera la variación histórica del costo de la energía por parte de la empresa distribuidora.

Ya determinada la ubicación geográfica del proyecto, evaluando las condiciones climáticas y ambientales propias del lugar, se verifica la capacidad de espacio y la posibilidad de la instalación de los dispositivos. En base a ello se elabora diseño eléctrico, mecánico y de protecciones.

Se evalúa la forma de conexión y el procedimiento para conectarse a la red, cumpliendo con el marco legal existente. Se analiza la viabilidad y rentabilidad del proyecto, determinando que es favorable la realización de este tipo de proyectos.

### **2.1. Informe ejecutivo del proyecto**

La evaluación del generador fotovoltaico inicia identificando el historial de consumo de energía por parte del edificio de Recursos Educativos, del Campus Central de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

En base a este historial se determina la necesidad energética del edificio y se verifica la disponibilidad de área, la ubicación geográfica del proyecto, las condiciones climáticas y energéticas del lugar. Esto con el fin

de determinar la capacidad instalada que puede tener el edificio y la forma de utilización que se dará a la energía, esta puede ser para autoconsumo al 100 %, inyectando excedentes de energía, o ingresando al Mercado Mayorista.

Para el caso de la Biblioteca Central la demanda de energía es mayor a la que se proyecta generar, por lo que se inyectará el excedente de energía a la red en la modalidad de GDR.

Se evalúan los materiales que se encuentran localmente y en base a ello se procede a dimensionar y diseñar el generador fotovoltaico, contemplando los diversos factores que puede comprometer el desempeño del mismo. También se evalúa y propone un sistema de protección efectivo para el generador, ya que en la ubicación que se encuentra, está expuesto a diversos factores negativos para el mismo, como condiciones climáticas extremas, daños en equipos, falta de mantenimientos.

Por último, se evalúa el proyecto financieramente, este es uno de los puntos más importantes, ya que se logra determinar una reducción en la facturación final mensual, debido a los aportes que puede realizar el generador fotovoltaico.

## **2.2. Energía y potencia utilizada**

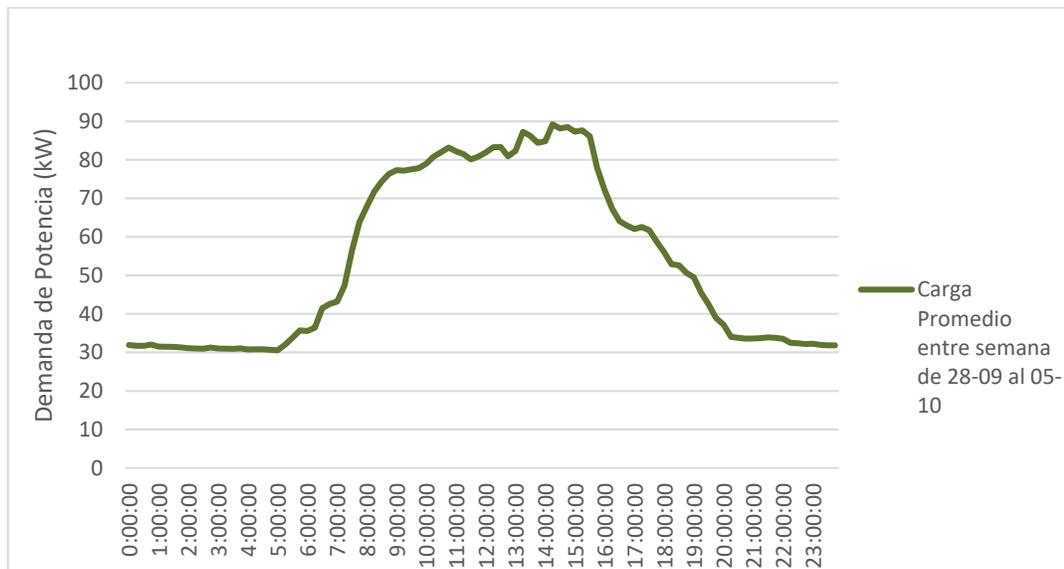
Se analiza el consumo de energía y demanda máxima de potencia diario y mensual por parte del edificio. El perfil de carga se realiza en el año 2018 obteniendo los datos de un analizador de redes eléctricas instalado en el transformador, realizado entre la semana del 29 de septiembre y el 5 de octubre.

El análisis de consumo mensual se realiza con los datos de facturación histórica del año 2012 hasta el 2016.

### 2.2.1. Perfil de carga

Se utiliza para conocer el comportamiento del uso de la energía eléctrica. Se realizan tomas de lectura en intervalos de 15 min por un periodo de 7 días, de acuerdo a lo establecido por la NTSD. Se observa que se empiezan a agregar cargas a partir de las 6 horas, entre las 7 y 8 llega a su consumo promedio. Se empieza a reducir el consumo a partir de las 16 horas hasta finalmente desalojar el edificio y quedar únicamente con las cargas de equipos y servidores que no se desenergizan desde las 20 horas, hasta comenzar el ciclo nuevamente, el día siguiente. La potencia máxima demandada es de 90 kW en promedio y la más demandada a las 14 y 16 horas.

Figura 30. Perfil de carga diario del edificio



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

## 2.2.2. Estadística de consumo de energía mensual

El consumo de energía mensual por parte del edificio de Recursos Educativos es bastante elevado.

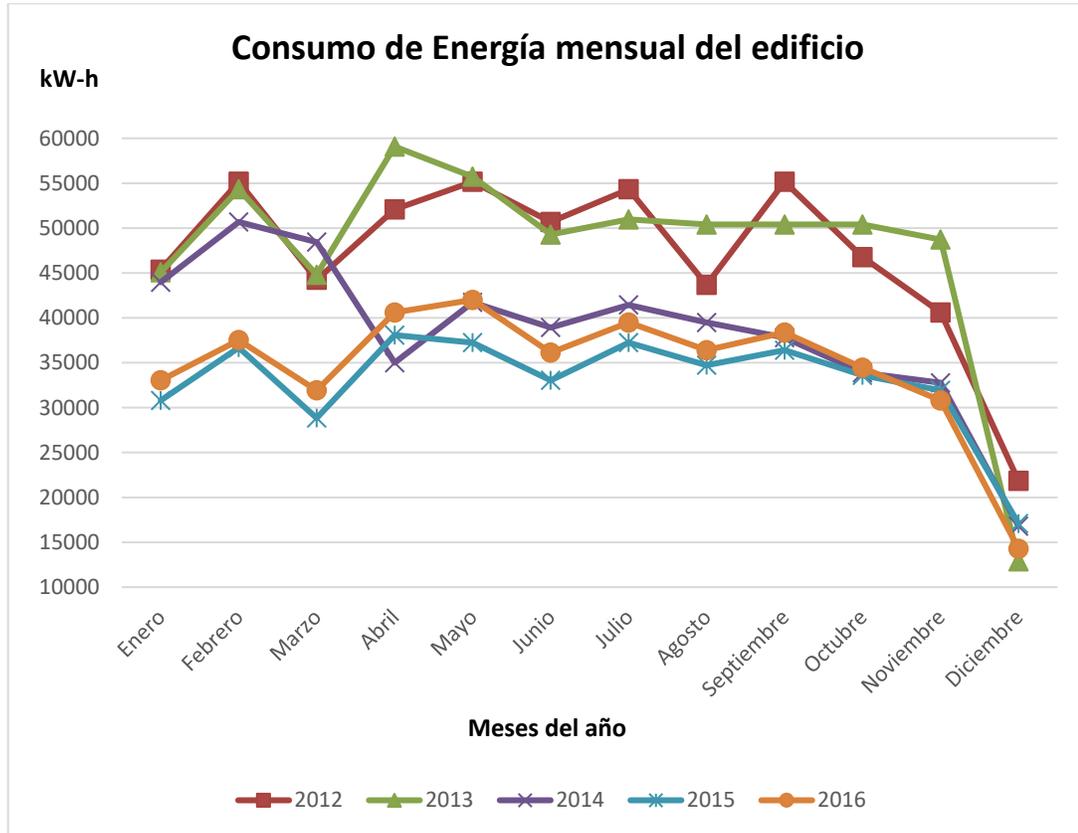
A partir del año 2015 se redujo un porcentaje de consumo energético, atribuido a un cambio en la tecnología de iluminación de lámpara fluorescente a tecnología led.

Tabla III. **Consumo de energía mensual del edificio de Recursos Educativos expresada kWh/mes**

<b>Mes/Año</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>Enero</b>	45 360	45 080	43 960	30 800	33 040
<b>Febrero</b>	55 160	54 320	50 680	36 680	37 520
<b>Marzo</b>	44 240	44 800	48 440	28 840	31 920
<b>Abril</b>	52 080	59 080	35 000	38 080	40 600
<b>Mayo</b>	55 160	55 720	41 720	37 240	42 000
<b>Junio</b>	50 680	49 280	38 920	33 040	36 120
<b>Julio</b>	54 320	50 960	41 440	37 240	39 480
<b>Agosto</b>	43 680	50 400	39 480	34 720	36 400
<b>Septiembre</b>	55 160	50 400	37 800	36 400	38 360
<b>Octubre</b>	46 760	50 400	33 880	33 600	34 440
<b>Noviembre</b>	40 600	48 720	32 760	31 920	30 800
<b>Diciembre</b>	21 840	12 880	16 800	17 080	14 280
<b>Total anual</b>	565 040	572 040	460 880	395 640	414 960

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Figura 31. **Historial de consumo de energía mensual del edificio de Recursos Educativos**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

### 2.2.3. Potencia máxima

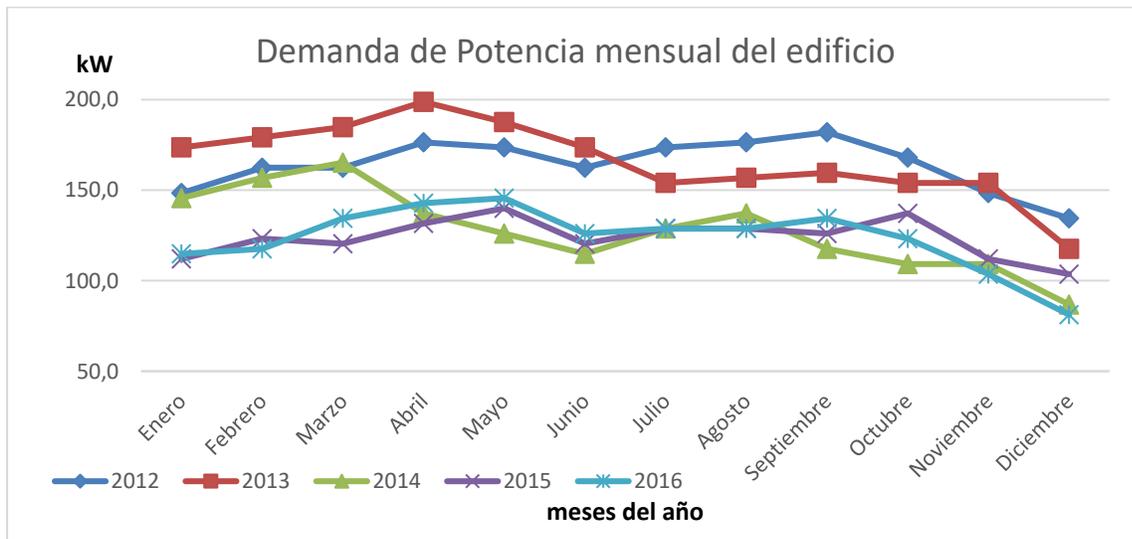
La potencia contratada para el edificio de la Biblioteca Central es de 198 kW. Se observa que se utiliza una potencia menor a la contratada en todos los meses, siendo a partir del año 2015 una reducción aún mayor de la potencia consumida, llegando incluso a consumir aproximadamente el 60 % de la potencia contratada. Esto se deriva en penalizaciones por parte de la empresa distribuidora.

Tabla IV. **Demanda máxima consumida mensualmente por el edificio de Recursos Educativos expresado en kW/mes.**

Mes / Año	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	148,4	173,6	145,6	112,0	114,8
Febrero	162,4	179,2	156,8	123,2	117,6
Marzo	162,4	184,8	165,2	120,4	134,4
Abril	176,4	198,8	137,2	131,6	142,8
Mayo	173,6	187,6	126,0	140,0	145,6
Junio	162,4	173,6	114,8	120,4	126,0
Julio	173,6	154,0	128,8	128,8	128,8
Agosto	176,4	156,8	137,2	128,8	128,8
Septiembre	182,0	159,6	117,6	126,0	134,4
Octubre	168,0	154,0	109,2	137,2	123,2
Noviembre	148,4	154,0	109,2	112,0	103,6
Diciembre	134,4	117,6	86,8	103,6	81,2

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Figura 32. **Historial de demanda de potencia mensual del edificio de Recursos Educativos**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

#### 2.2.4. Precios de la energía

Debido a la política energética proyectada por parte de la CNEE, los precios de la energía tienden a la baja.

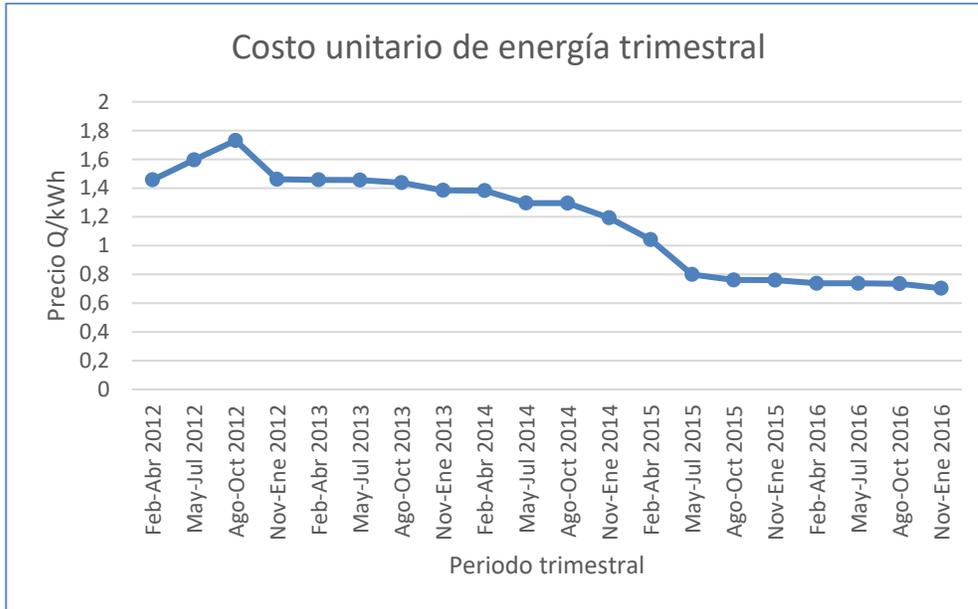
Esto es debido a la diversificación de la matriz energética que busca reducir la dependencia del petróleo como materia prima principal para la producción de energía y el funcionamiento óptimo del mercado mayorista.

Tabla V. **Costo de la energía trimestral para tarifa con demanda media fuera de punta, expresado en Q/kWh**

<b>Trimestre / Año</b>	<b>Q/kWh</b>	<b>Trimestre / Año</b>	<b>Q/kWh</b>
Feb-Abr 2012	1,457095	Ago-Oct 2014	1,295131
May-Jul 2012	1,595935	Nov-Ene 2014	1,192775
Ago-Oct 2012	1,730758	Feb-Abr 2015	1,041173
Nov-Ene 2012	1,461228	May-Jul 2015	0,799021
Feb-Abr 2013	1,457428	Ago-Oct 2015	0,760709
May-Jul 2013	1,455534	Nov-Ene 2015	0,759649
Ago-Oct 2013	1,43752	Feb-Abr 2016	0,737726
Nov-Ene 2013	1,384101	May-Jul 2016	0,737726
Feb-Abr 2014	1,382557	Ago-Oct 2016	0,735016
May-Jul 2014	1,295963	Nov-Ene 2016	0,703155

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Figura 33. **Costo unitario de la energía en periodo trimestral**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

### 2.2.5. **Costos de la energía y potencia utilizados**

La facturación mensual del edificio fue contratada como: usuario de baja tensión con demanda fuera de punta. Esto debido a que la demanda máxima que se da en el edificio entre las 14 y 16 horas no coincide con el periodo de punta, comprendido entre las 18 y 22 horas, de acuerdo a las bandas horarias establecidas en el artículo 87 del reglamento del AMM.

Por ello, las categorías tarifarias que componen la facturación son las siguientes:

- Cargo por consumidor expresado en Q/usuario-mes: es un cargo fijo asignado a cada cliente a la tarifa que aplique.

- Cargo unitario por energía expresado en Q/kWh: es el costo fijado por cada kWh utilizado por el usuario en el periodo de lectura.
- Cargo unitario por potencia máxima expresado en Q/kW-mes: es el promedio más alto de la demanda durante periodos de 15 minutos del mes.
- Cargo unitario por potencia contratada Q/kW-mes: es el promedio máximo estimado de demanda contratado por parte del usuario.

Adicional a los cargos anteriores y de acuerdo con el artículo 49 de la NTSD, se estipula que para potencia hasta 11 kW, el factor de potencia mínimo es de 0,85 y para potencias mayores de 11 kW, el factor de potencia mínimo deberá ser de 0,90. Se genera penalización debido a bajo factor de potencia de acuerdo al artículo 51 de la NTSD. También se generará una penalización cuando la potencia máxima exceda la potencia contratada, según el artículo 75 de la NTSD.

La suma de los cargos anteriores da como resultado los costos de facturación por parte de la empresa distribuidora.

Figura 34. **Ejemplo de detalle de cobros en facturación de consumo del edificio de Recursos Educativos, de acuerdo a tipo de tarifa**

Detalle de Cargos Q.			
	Precios	Consumos	Importe Q.
Cargo Fijo por Cliente (Sin IVA)	229.568478 Q/usuario-mes		229.57
Cargo por Energía (Sin IVA)	1.2951310/QkWh	41440 kWh	52670.23
Cargo por Potencia Máxima (Sin IVA)	23.792648 Q/kW	128.8 kW	3064.49
Cargo por Potencia Contratada (Sin IVA)	29.178607 Q/kW	198.8 kW	5800.71
Total Cargo (Sin IVA)			62765.00
Total Cargo Q. (Con IVA)			70296.80
Cargos por Incumplimiento a NTSD (Con IVA)			0.00
Tasa Municipal (cobro por cuenta de terceros) (Sin IVA)	Municipalidad de Guatemala		0.00
TOTAL CARGOS DEL MES Q.			70296.80
Cargos: Q.56610.04 GENERACIÓN Y TRANSPORTE; Q.7531.80 IMPUESTOS Y TASAS; Q.6154.96 DISTRIBUCIÓN			

Fuente: EEGSA. *Factura mensual de agosto a septiembre de 2014.*

<https://eegsa.com/factura-por-correo/>. Consulta: diciembre de 2016.

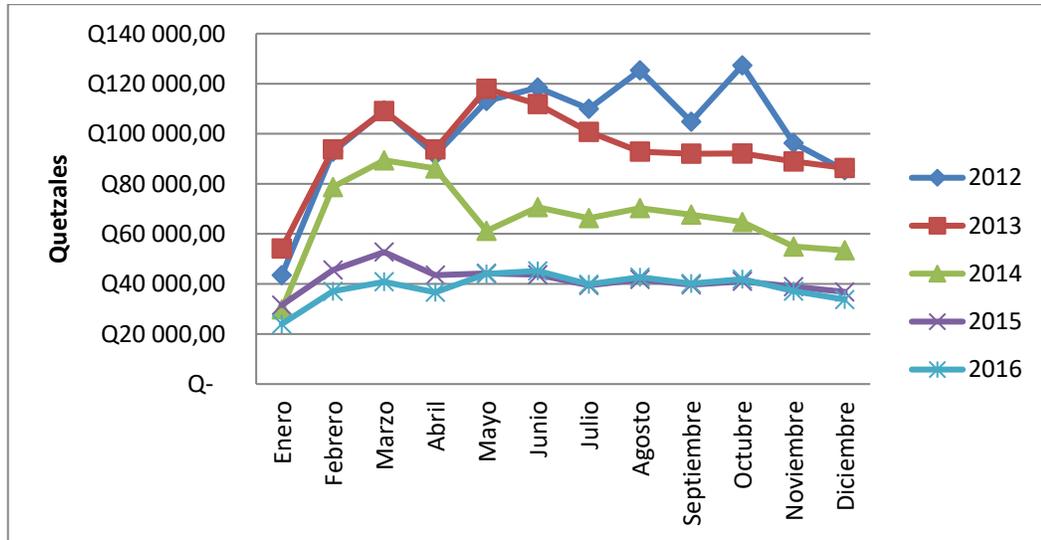
En este caso, podemos observar que los costos se ven altamente influenciados y coincide la baja de los costos de energía, la baja en el consumo de energía y la baja de los costos unitarios de energía, dando como resultado una baja significativa en la facturación mensual.

Tabla VI. **Facturación mensual de EEGSA para el edificio de Recursos Educativos, expresado en Q**

<b>Mes / Año</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Enero	43 480,31	54 140,59	29 801,68	31 510,19	23 955,13
Febrero	92 786,84	93 751,71	78 692,82	45 567,16	37 074,97
Marzo	109 357,30	109 067,46	89 397,36	52 722,20	40 850,58
Abril	91 536,45	93 760,90	86 152,96	43 505,30	36 667,55
Mayo	113 067,56	117 973,12	61 194,53	44 222,16	43 991,48
Junio	118 456,45	111 843,33	70 650,04	43 692,33	45 219,87
Julio	109 982,92	100 756,24	66 287,48	39 415,98	39 853,63
Agosto	125 325,45	92 853,03	70 296,80	41 817,36	42 673,93
Septiembre	104 816,86	92 026,12	67 677,57	39 670,34	40 138,42
Octubre	127 303,27	92 100,82	64 718,35	41 027,72	41 899,83
Noviembre	96 322,15	88 936,02	54 924,41	38 898,13	37 148,05
Diciembre	85 425,28	86 331,70	53 428,19	36 803,03	33 763,79

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Figura 35. **Historial de facturación mensual de por concepto de energía eléctrica para el edificio de Recursos Educativos, expresado en Q**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

### 2.3. Especificaciones técnicas

Para realizar un diseño adecuado, se debe considerar la ubicación del proyecto para obtener los recursos energéticos del lugar y el área disponible para la instalación del generador solar. Una vez determinado lo anterior, se evalúan los dispositivos encontrados a nivel local y se procede a dimensionar los equipos. Se complementa con la selección de la estructura y soportes, el dimensionamiento del cableado.

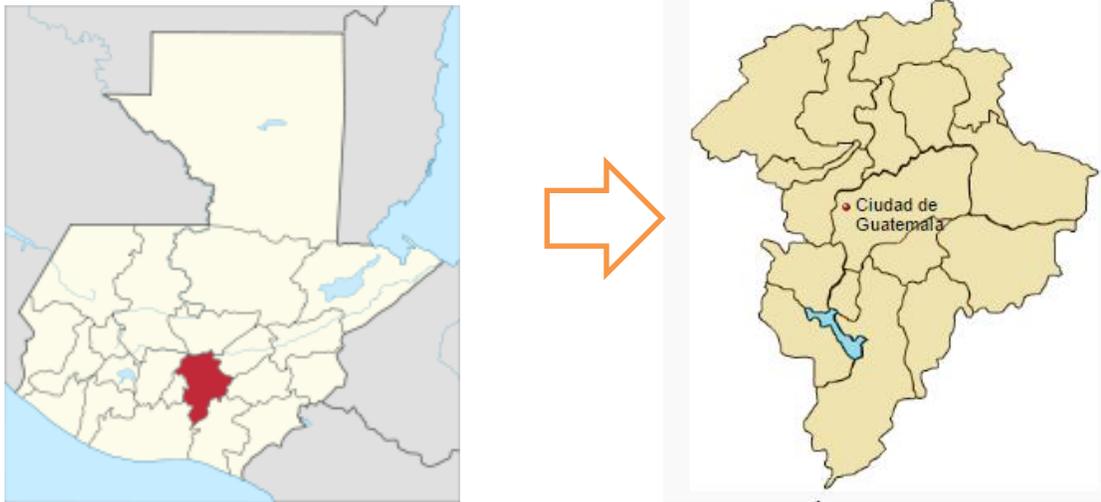
### **2.3.1. Ubicación geográfica del proyecto**

Es importante conocer las condiciones a las que estará sometido el proyecto con el fin de obtener con mayor precisión la generación fotovoltaica que se podrá obtener. Por ejemplo, durante la época de verano la radiación es considerablemente superior a la de invierno, mientras que la demanda en invierno es comúnmente mayor que la de verano debido al menor número de horas de luz.

#### **2.3.1.1. Macrolocalización**

El edificio de la Biblioteca Central de la USAC se encuentra en el municipio de Guatemala, perteneciente al departamento de Guatemala. Corresponde a la región central del país cuyas colindancias son las siguientes: limita al norte con Chinautla y San Pedro Ayampuc, al sur con Santa Catarina Pinula, San José Pinula, Villa Canales, Villa Nueva y San Miguel Petapa, al este con Palencia y al oeste con Mixco, todos municipios del departamento de Guatemala. Posee una extensión de 228 kilómetros cuadrados aproximadamente.

Figura 36. **Ubicación del proyecto en la República de Guatemala y departamento de Guatemala**



Fuente: elaboración propia, empleando Paint.

### **2.3.1.2. Microlocalización**

La ubicación precisa es dentro del campus central, ubicado en la zona 12 de la ciudad de Guatemala.

Figura 37. **Distribución de zonas del municipio de Guatemala**



Fuente: IHIELORD. *Distribución de zonas. Guatemala ciudad.* [https://es.ihielord.org/wiki/Guatemala\\_\(ciudad\)](https://es.ihielord.org/wiki/Guatemala_(ciudad)). Consulta: 10 de mayo de 2017.

Se encuentra en una ubicación geográfica de 14°35'13.0"N 90°33'06.7"O, equivalente a 14,586934, -90,551870.

Figura 38. **Campus central de la Universidad de San Carlos de Guatemala, zona 12**



Fuente: elaboración propia, empleando Google Maps.

El proyecto tiene como finalidad la reducción en los costos de facturación mensual.

Para ello, se propone utilizar el área de la terraza del edificio para la generación de energía eléctrica.

La latitud  $\phi$  del lugar aproximada es de 14,59.

Figura 39. **Vista aérea del edificio de Recursos Educativos, Biblioteca Central**



Fuente: elaboración propia. Empleando Drone Phantom 4.

Consulta: septiembre de 2018.

### **2.3.1.3. Recursos energéticos del área**

Es de vital importancia conocer el potencial energético del lugar con el fin de estimar la producción de energía eléctrica que será posible generar en el lugar. Se obtienen datos estadísticos acerca de la cantidad de horas de brillo solar anual y mensual. También la cantidad de energía sobre una superficie que proveniente del sol en forma de radiación solar.

### 2.3.1.3.1. Horas de brillo solar

La insolación o también conocida como horas de brillo solar, es el número de horas durante el cual se recibe luz solar en determinado periodo de tiempo. En este caso, interesa las horas de brillo mensuales y anuales.

Los lugares con mayor cantidad de horas de brillo solar son las regiones costeras del sur del país: Suchitepéquez, Retalhuleu, Escuintla, Santa Rosa, Jutiapa. También la zona entre El Progreso, Jalapa y Zacapa. En estas regiones las horas promedio anuales de brillo solar se encuentran alrededor de 2 700. En la región del Altiplano Central, donde se encuentra la Ciudad de Guatemala se encuentra a poco más de las 2 300 horas de brillo solar anual, ver anexo 3.

Tabla VII. **Insolación anual en la Ciudad de Guatemala, expresado en horas de brillo mensual y anual**

<b>Mes / año</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Enero	259	235,2	212,1	239,5	235
Febrero	210,7	219,9	213,2	207,4	229,3
Marzo	230,9	208,3	232,1	216,2	211,6
Abril	247,3	226,8	224,7	255,2	223,5
Mayo	182	235,1	212,6	177,1	192,9
Junio	133,2	180,9	161,1	111,2	122,6
Julio	228,8	202,9	195	214,5	245,1
Agosto	210	226,2	189,1	196,3	191,1
Septiembre	110,4	117,7	137,6	130,5	152,4
Octubre	131,3	138,3	191,6	126,9	141,1
Noviembre	204,3	158,4	218,8	215	229,4
Diciembre	218,2	224,3	181,8	198,7	223,4
Anual	2 366	2 374	2 370	2 289	2 397

Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por el INSIVUMEH.

En la tabla VII se tabula la cantidad horas de brillo mensual y promedio anual, tomadas del año 2014 al 2018 obtenidas del INSIVUMEH.

### 2.3.1.3.2. Irradiación solar

La Ciudad de Guatemala se encuentra en la región de Altiplano Central. En base a la tabla VIII se determina que el promedio de irradiación solar es entre 5,15 y 5,35 kW/m<sup>2</sup> por día.

Tabla VIII. **Irradiación solar en altiplano, expresado en kW/m<sup>2</sup> diarios**

<b>MES/AÑO</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Enero	5,54	5,27	4,54	5,68	SIN DATOS
Febrero	5,53	5,95	4,75	5,99	6,11
Marzo	6,42	5,94	5,63	6,35	6,42
Abril	6,50	5,87	5,63	6,88	6,14
Mayo	4,72	5,46	5,86	4,78	5,05
Junio	4,23	4,55	4,91	3,78	4,08
Julio	4,91	5,06	5,28	4,91	5,29
Agosto	5,65	6,07	5,35	6,04	5,57
Septiembre	4,48	4,38	4,90	4,75	5,23
Octubre	4,33	4,79	4,85	4,43	4,02
Noviembre	5,82	3,91	5,06	5,47	4,75
Diciembre	5,21	4,63	5,04	5,15	5,26
Promedio	5,28	5,16	5,15	5,35	5,27

Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por el INSIVUMEH.

### 2.3.1.4. Área utilizable

Se realizó un levantamiento aéreo por medio de un dron, para tener una visual clara de los obstáculos. Posterior se realizó una visita e inspección visual a la terraza del edificio.

Figura 40. **Toma a nivel de terraza edificio de Recursos Educativos**



Fuente: Terraza edificio de Recursos Educativos, Campus central, Ciudad Universitaria.

Se determinó que no existen obstáculos o elementos que puedan provocar sombras debido a la altura del edificio respecto a los árboles y estructuras cercanas.

Se observaron áreas donde existían equipos de comunicaciones, equipos de aire acondicionado y canalizaciones eléctricas y comunicaciones previas, por lo que se tomaron como áreas no utilizables para la instalación del sistema solar fotovoltaico. Ver plano No.1 – Obstáculos en apéndice 2.

Figura 41. **Área 1 utilizable del edificio de Recursos Educativos**



Fuente: Terraza edificio Recursos Educativos, Campus Central, Ciudad Universitaria.

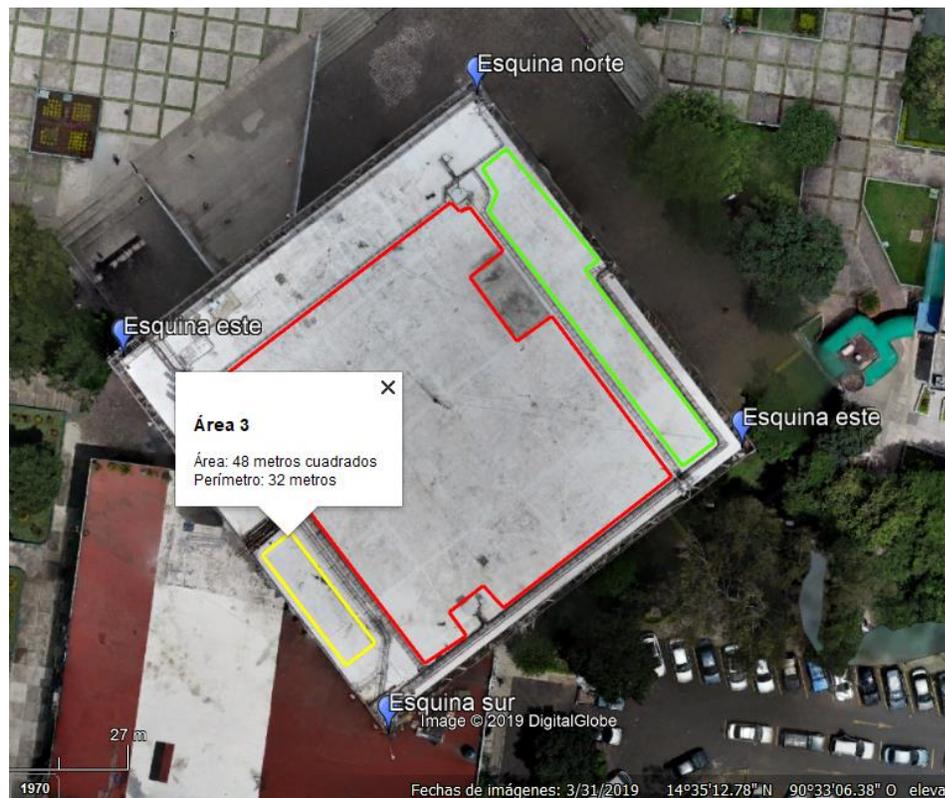
Figura 42. **Área 2 utilizable del edificio de Recursos Educativos**



Fuente: Terraza edificio de Recursos Educativos, Campus Central, Ciudad Universitaria.

Se observa además un pararrayos, el cual se encuentra en la parte central de la terraza a una altura aproximadamente de 6 metros sobre el nivel de la terraza, el cual se reubicaría con el fin de tener la mayor cantidad de área libre de sombras. Este sería sustituido con el nuevo sistema de pararrayos propuesto en este proyecto para proveer el mismo nivel de protección al edificio y evitar proyección de sombras hacia los módulos. También la existencia de una estructura que es donde se encuentran las gradas de ingreso a la terraza, las cuales no permitirían utilizar la parte posterior al provocar sombras a un posible generador.

Figura 43. **Área 3 utilizable del edificio de Recursos Educativos**



Fuente: Terraza edificio de Recursos Educativos, Campus Central, Ciudad Universitaria.

Figura 44. **Área 4 utilizable del edificio de Recursos Educativos**



Fuente: Terraza edificio de Recursos Educativos, Campus Central, Ciudad Universitaria.

Siendo cada una de las áreas con las siguientes dimensiones y distribuidos como indica plano No. 2 – Área disponible del apéndice 3.

Tabla IX. **Áreas utilizables de la terraza expresada en m<sup>2</sup>**

<b>Espacio disponible</b>	<b>Medidas m</b>	<b>Área m<sup>2</sup></b>
Área 1	18 x 30	995
Área 2	15 x 25	152
Área 3	4 x 12	48
Área 4	4 x 8	32
Área total		1 227

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Se distribuye el área útil de la terraza para soportar el generador fotovoltaico, el cuarto eléctrico, áreas con proyección a sombras y un pasillo central para facilitar las inspecciones. Queda la distribución según la tabla X:

Tabla X. **Distribución de área útil expresado en m<sup>2</sup>**

<b>Descripción</b>	<b>Área destinada m<sup>2</sup></b>	<b>Porcentaje de área</b>
Área para paneles	1 105	90
Cuarto eléctrico	25	2
Área con sombras	48	4
Pasillo central	49	4
Área total	1227	100

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

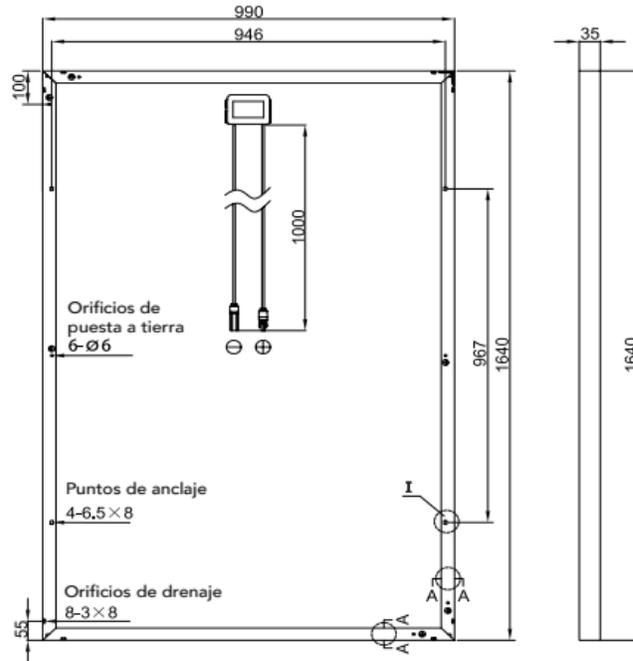
### **2.3.2. Dimensionamiento de generador solar**

Las células policristalinas tienen un costo bajo de fabricación y eficiencia aceptable entre el 12 y 14 % para el tipo de tecnología. En el mercado se encuentra el panel YGE 60 CELL series 2, según datos de fabricante tiene rendimiento superior a los de su tipo de hasta 16,5 % en condiciones ideales. Ofrece también potencia máxima de hasta 91,2 % en los primeros 10 años y de hasta 80,7 % en los restantes 15 años, asumiendo una vida máxima de 25 años del proyecto. A continuación, se detallan las características relevantes y se plasmaron en los planos del No. 9 al 11 para su consulta.

#### **2.3.2.1. Características físicas de los paneles fotovoltaicos**

Las dimensiones de cada módulo son de 1 640 mm de alto, 990 mm de ancho y 35 mm de espesor. El peso de cada módulo es de 18,5 kg.

Figura 45. Dimensiones de los paneles fotovoltaicos



Fuente: YINGLI SOLAR. *Productos fotovoltaicos*. <http://www.yinglisolar.com/en/products/multicrystalline/yge-60-cell-series/>. Consulta: enero de 2019.

### 2.3.2.2. Características eléctricas de los paneles fotovoltaicos

Los parámetros que cobran importancia para realizar el diseño solar es la potencia máxima o potencia pico y por lo tanto el voltaje y corriente para que se cumpla lo anterior.

También el voltaje en circuito abierto, que es cuando se obtiene el voltaje máximo y la corriente en corto circuito, donde se da la corriente máxima, en la condición estándar de prueba.

Figura 46. **Características eléctricas de los paneles fotovoltaicos**

### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Parámetros eléctricos en condiciones de prueba estándar (STC)								
Tipo de módulo			YLXXXP-29b (XXX=Pmax)					
			YLXXXP-29b 1500V (XXX=Pmax)					
Potencia de salida	$P_{max}$	W	295	290	285	280	275	270
Tolerancias de potencia de salida	$P_{max}$	W	0/+5					
Eficiencia del módulo	$\eta_m$	%	18.0	17.7	17.4	17.1	16.8	16.5
Tensión en $P_{max}$	$V_{mpp}$	V	32.0	31.7	31.5	31.3	31.0	30.8
Intensidad en $P_{max}$	$I_{mpp}$	A	9.22	9.15	9.05	8.95	8.88	8.77
Tensión en circuito abierto	$V_{oc}$	V	38.5	38.4	38.2	38.0	37.8	37.7
Intensidad en cortocircuito	$I_{sc}$	A	9.74	9.65	9.55	9.45	9.36	9.26

STC: 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiación, 25°C de temperatura de célula, espectro AM 1.5g conforme a la EN 60904-3.  
Reducción media de la eficiencia relativa de 3.3% a 200 W/m<sup>2</sup> según la EN 60904-1.

Fuente: YINGLI SOLAR. *YGE 60 CELL SERIES 2. Versión 2019. p. 2.*

La temperatura juega un papel importante en la eficiencia del panel, por lo que se debe considerar las características térmicas, en las condiciones de TONC.

Los datos para considerar son: la temperatura de operación nominal de la célula y los coeficientes de temperatura del voltaje y corriente.

Figura 47. **Características térmicas de los paneles fotovoltaicos**

### CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura operativa nominal de la célula	NOCT	°C	45 +/- 2
Temperatura coeficiente de $P_{max}$	$\gamma$	%/°C	-0.39
Temperatura coeficiente de $V_{oc}$	$\beta_{V_{oc}}$	%/°C	-0.30
Temperatura coeficiente de $I_{sc}$	$\alpha_{I_{sc}}$	%/°C	0.05

Fuente: YINGLI SOLAR. *YGE 60 CELL SERIES 2. Versión 2019. p. 2.*

Tabla XI. **Datos relevantes para el dimensionamiento**

<b>Magnitud</b>	<b>Dato</b>
P máx	270 W
VMPP	30,8 V
IMPP	8,77 A
VOC	37,7 V
ISC	9,27 A
TONC	45°C
$\Delta$ VOC	-0,42 %/°C
$\Delta$ ISC	0,05 %/°C

Fuente: YINGLI SOLAR. YGE 60 CELL SERIES 2.  
Versión 2019. p. 2.

### **2.3.2.3. Determinación de la orientación e inclinación**

Por la robustez necesaria de la estructura y sistema de anclaje, no se contempla el uso de estructuras móviles con mecanismo de seguimiento para el panel. Para obtener la mayor cantidad de horas de brillo sobre los paneles y debido a las características de la terraza, se alinean los paneles hacia el sur, a un ángulo de 0°. La inclinación óptima para este caso es la siguiente en base a la ecuación 8, tomando como referencia latitud de 14,59:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |14,59| = 13,77^\circ$$

$$\beta_{opt} \cong 14,00^\circ$$

### **2.3.2.4. Distanciamiento entre módulos**

Para evitar que se proyecten sombras de los paneles instalados en otra fila, se calcula la distancia mínima entre filas, tomando en cuenta la longitud del panel

y el ángulo óptimo. La altura proyectada vertical para este caso es la siguiente en base a la ecuación 10, tomando como referencia la longitud del módulo de 1,64 m y una inclinación óptima de 14°:

$$h = (1,64 \text{ m}) \sin(14^\circ)$$

$$h \cong 0,40 \text{ m}$$

Para determinar la distancia mínima horizontal de separación entre paneles, utilizamos la ecuación 9, tomando como referencia la altura proyectada vertical de 0,40 m, la latitud del lugar de 14°:

$$d = \frac{0,40 \text{ m}}{\tan(61^\circ - 14^\circ)} = 0,37 \text{ m}$$

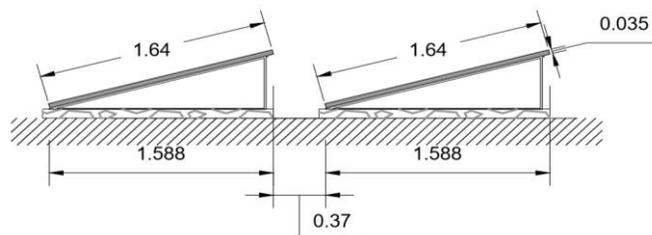
$$d \cong 0,37 \text{ m}$$

También es necesario determinar la distancia entre filas por medio de la ecuación 11:

$$D_{min} = (0,37 \text{ m}) + (1,64 \text{ m}) \cos(14^\circ) = 1,96 \text{ m}$$

$$D_{min} \cong 1,96 \text{ m}$$

Figura 48. **Espacio entre filas de paneles**



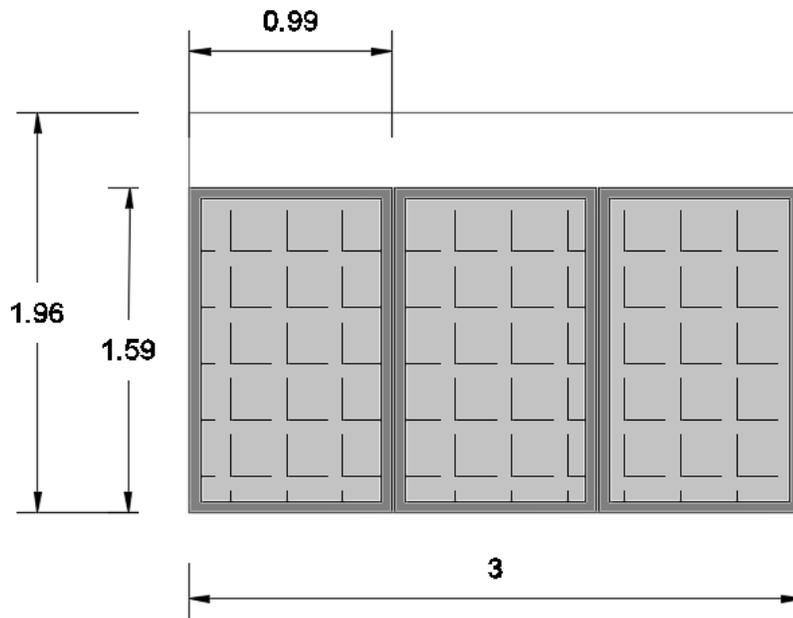
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

### 2.3.2.5. Distribución y cantidad de módulos en el área disponible

El área horizontal que ocupará cada módulo será la siguiente:

$$A_{\text{módulo}} = \text{ancho del módulo} \cdot D_{\text{min}}$$
$$A_{\text{módulo}} = (0,99 \text{ m}) \cdot (1,96 \text{ m}) = 1,94 \text{ m}^2 / \text{módulo}$$

Figura 49. Área ocupada por 3 paneles vista en planta



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

El área destinada para paneles es de 1 105 m<sup>2</sup>. La potencia máxima para instalar es de acuerdo con la cantidad máxima de paneles que es posible instalar en el área destinada para ello, si estuviesen perfectamente alineados y se pudiera utilizar toda el área disponible.

Por tanto, se calcula de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}\# \text{módulos}_{\text{máximo a instalar}} &= \frac{A_{\text{utilizable}}}{A_{\text{módulo}}} \\ \# \text{módulos}_{\text{máximo a instalar}} &= \frac{1\,105\,m^2}{1,94\,m^2/\text{módulo}} = 569,58\, \text{módulos} \\ &\cong 569\, \text{módulos} \\ \# \text{módulos máximos a instalar} &= 569\, \text{módulos}\end{aligned}$$

Debido a que la alineación del área del panel orientado hacia el sur y el área disponible para paneles en la terraza no coincide, se realiza una superposición de áreas, determinando que se podría instalar máximo 435 paneles, equivale a poder utilizar únicamente 76 % del área destinada para paneles. Puede apreciarse esto en el plano No. 3 – Distribución de paneles del apéndice 4.

La potencia máxima a instalar de acuerdo al área disponible es:

$$\begin{aligned}P_{\text{max de acuerdo al área}} &= (435\, \text{módulos}) \cdot (0,270\, kW) = 117,45\, kW \\ \mathbf{P_{\text{max de acuerdo al área}}} &= 117,45\, kW\end{aligned}$$

### **2.3.3. Estructuras y soporte**

Se elaboran las estructuras con riel o canal unistrut galvanizado, material lo suficientemente rígido y resistente para soportar los módulos fotovoltaicos y a la vez flexible en el sentido de sujeción y fijación. Este posee sus tuercas de fijación y placas propias que hacen prescindir de las soldaduras y taladrado, permitiendo armar estructuras de manera práctica y dinámica.

El riel unistrut existente en el mercado está en dimensiones estándar, de 10 pies o el equivalente a 3,05 metros de largo, presente en diferentes tipos de perfiles y dimensiones, perforados o lisos. Para prolongar el riel unistrut pueden utilizarse juntas de prolongación para riel. También están las placas de conexión entre rieles para realizar diferentes tipos de uniones según conveniencia.

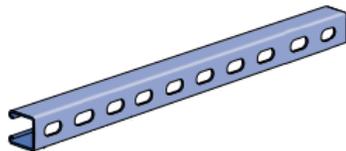
Figura 50. **Tuerca para riel acanalado**



Fuente: UNISTRUT, Sistema de Soporte. *Catálogo General de Ingeniería.*

Consulta: mayo de 2017.

Figura 51. **Riel unistrut acanalado**



Fuente: UNISTRUT, Sistema de Soporte. *Catálogo General de Ingeniería.*

Consulta: mayo de 2017.

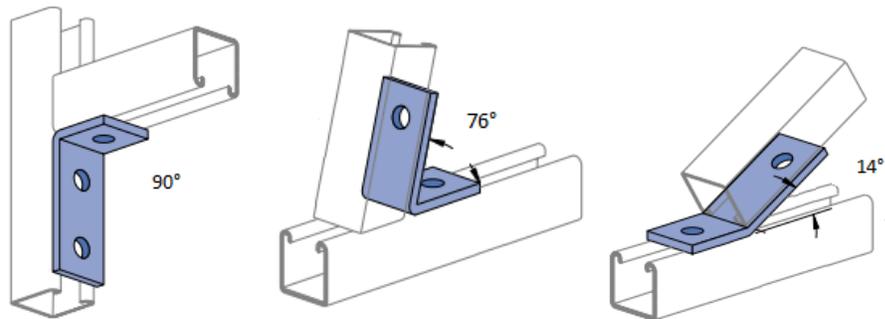
Figura 52. **Perno cabeza hexagonal**



Fuente: UNISTRUT, Sistema de Soporte. *Catálogo General de Ingeniería.*

Consulta: mayo de 2017.

Figura 53. **Placas de conexión**



Fuente: UNISTRUT, Sistema de Soporte. *Catálogo General de Ingeniería*.  
Consulta: mayo de 2017.

### 2.3.3.1. **Componentes de la estructura**

Se realizará una estructura para soportar 3 módulos con el fin de hacer versátil y ergonómica la construcción de los grupos arreglos. Puede consultarse plano No. 5 – Estructuras y plano No. 6 – Anclajes y cimentación de los apéndices 12 y 13 para ver detalles de construcción. Para la construcción se utilizan los siguientes componentes:

- Soportes angulares con riel unistrut tipo acanalado de 1 ½”.
- Juntas para unir soportes angulares con riel unistrut tipo acanalado 7/8”.
- Placas de conexión.
- Tuercas para riel acanalados.
- Pernos de cabeza hexagonal.

Figura 54. **Ejemplo de estructura armada con riel unistrut y accesorios**



Fuente: FERREALBERCA. *Estructura para paneles solares*. <https://ferrealberca.mx/producto/estructuras-para-paneles-solares-connera-ventox/>. Consulta: 15 mayo de 2017.

### **2.3.3.2. Cimentación y anclaje**

Se realizará por medio de una zapata, que es una cimentación superficial o directa que se encarga de darle estabilidad a la estructura que soporta. Puede consultarse plano No. 5 – Estructuras del apéndice 6 y plano No. 6 – Anclajes y cimentación del apéndice 7 para ver detalles de construcción.

- Anclaje de expansión de 3/8" de diámetro por 3" de largo.
- Base de concreto armado, construido como una zapata superficial, para montaje de la estructura metálica.

Figura 55. **Ejemplo de estructura metálica ya montada sobre las zapatas superficiales**



Fuente: GARCÍA, Pedro. *Energía y geometría solar*. <https://elblogdelinstalador.com/energetica-geometria-solar>. Consulta: 14 de julio de 2017.

#### **2.3.4. Inversores**

El inversor debe poder conectarse y sincronizarse a la red, a la frecuencia y voltaje de la misma; en este caso es a 60 Hz 120/208 V de onda senoidal pura. El inversor PVI-10.0-I-OUTD Aurora que se encuentra en el mercado, ofrece rendimiento de hasta 96 %, distorsión armónica total menor al 2 %, factor de potencia mayor a 0,996. Incluye protecciones contra sobrevoltajes en la entrada y salida, como también protección anti-isla.

##### **2.3.4.1. Características eléctricas del inversor**

Además de las prestaciones anteriores, debe considerarse como parámetros importantes los voltajes máximo y mínimo siguiendo el punto de

máxima potencia, la potencia nominal y la máxima potencia con la que es capaz de sobrecargarse el inversor, el voltaje y corriente máxima que es capaz de soportar.

Figura 56. Características eléctricas de los inversores

TECHNICAL DATA	VALUES	PVI-10.0-I-OUTD-US	
Nominal Output Power	W	10000	10000
Maximum Output Power	W	11000**	11000**
Rated Grid AC Voltage	V	208	480
<b>Input Side (DC)</b>			
Number of Independent MPPT Channels		2; programmable as a single paralleled input	
Maximum Usable Power for Each Channel	W	6800	
Absolute Maximum Voltage (Vmax)	V	520	
Start-Up Voltage (Vstart)	V	200 (Adj. 120-350)	
Full Power MPPT Voltage Range	V	220-470	
Operating MPPT Voltage Range	V	0.7 x Vstart-520	
Maximum Current (Idcmax) for both MPPT in Parallel	A	48	
Maximum Usable Current per Channel	A	24	
Maximum Short Circuit Current Limit per Channel	A	29	
Number of Wire Landing Terminals per Channel		Standard version: 2; -S1/-S2 version: 3	
Array Wiring Termination Type		Terminal Block, Pressure Clamp, 20AWG-6AWG	
<b>Output Side (AC)</b>			
Grid Connection Type		3Ø/3W or 4W+Ground	3Ø/4W+Ground
Adjustable Voltage Range (Vmin-Vmax)	V	183-228	422-528
Grid Frequency	Hz	60	
Adjustable Grid Frequency Range	Hz	57-63	
Maximum Current (Iac max)	A <sub>RMS</sub>	30.0	14.0
Power Factor		>0.995 (+/-0.9)	
Total Harmonic Distortion At Rated Power	%	<2	
Grid Wiring Termination Type		Terminal Block, Pressure Clamp, 12AWG-4AWG	
<b>Protection Devices</b>			
<b>Input</b>			
Reverse Polarity Protection		Yes	
Over-Voltage Protection Type		Varistor, 2 for each channel	
PV Array Ground Fault Detection		GFDI (GFD fuse) per UL1741/NEC690.5 (A)	
<b>Output</b>			
Anti-Islanding Protection		Meets UL1741/IEEE1547 requirements	
Over-Voltage Protection Type		3 + gas arrester Varistor, One per line + spark gap to Ground	
<b>Efficiency</b>			
Maximum Efficiency	%	96.5	97.3
CEC Efficiency	%	96.0	97.0
<b>Operating Parameters</b>			
Feed-In Power Threshold	WRMS	30	
Stand-by Consumption	WRMS	< 8	

Fuente: TRIO, Aurora. *Manual PVI-10.0-I Aurora*. <https://tandem-solar-systems.com/buy-solarproducts/aurora-pvi-10-0-i-outd/>. Consulta: 25 de mayo de 2017.

Tabla XII. **Datos relevantes del inversor**

<b>Descripción</b>	<b>Parámetro</b>
Voltaje entrada máxima <sub>MPP</sub> en lado CD	470 V
Voltaje entrada mínima <sub>MPP</sub> en lado CD	220 V
Tensión máxima CD	520 V
Corriente máxima	30 A
Potencia nominal	10 kW
Potencia máxima	11 kW <sub>p</sub>
Frecuencia de operación en lado CA	60 Hz
Rango de ajuste de voltaje en lado CA	183-228 V

Fuente: TRIO, Aurora. *Manual PVI-10.0-I Aurora*. <https://tandem-solar-systems.com/buy-solarproducts/aurora-pvi-10-0-i-out/>. Consulta: 25 de mayo de 2017.

### 2.3.4.2. Configuración y distribución de módulos e inversores

Los inversores comúnmente no trabajan con la máxima potencia instalada 11 kW. Por ello se utiliza la potencia máxima del inversor para determinar la cantidad de módulos que alimentan el inversor, quedando comúnmente a la potencia nominal 10 kW en el momento que este trabaja.

$$\text{Número de módulos} = \frac{\text{Potencia nominal pico}}{P_{max}}$$

$$\text{Número de módulos} = \frac{11 \text{ kW}_p}{270 \text{ W}} = 40,74 \cong 40 \text{ módulos}$$

Tomando en consideración el número inmediato inferior, para no sobrepasar la capacidad del inversor, se conectan 40 módulos en total al inversor.

Se calculará el número de módulos por arreglos, tomando en cuenta no superar la tensión máxima ni darle menos de la tensión mínima para su funcionamiento óptimo.

$$V_{oc(Tmax)} = V_{oc} + \left(-\frac{\Delta V}{100} * V_{oc}\right) (temp\ min - temp\ ambiente) \quad \text{ecuación 34}$$

$$V_{MPP(Tmax)} = V_{MPP} + \left(-\frac{\Delta V}{100} * V_{MPP}\right) (temp\ amb - temp\ max)$$

$$V_{oc(Tmax)} = 37,7 + \left(-\frac{0,42}{100} * 37,7\right) (10 - 25) = 40,07\ V$$

$$V_{MPP(Tmax)} = 30,8 + \left(-\frac{0,42}{100} * 30,8\right) (25 - 40) = 32,74\ V$$

El rango de paneles a utilizar sería:

$$\text{máximo \# de paneles a utilizar} = \frac{\text{Tensión entrada máxima MPP}}{V_{OC\ a\ Tmin}} \quad \text{ecuación 35}$$

$$\text{mínimo \# de paneles a utilizar} = \frac{\text{Tensión entrada mínima MPP}}{V_{MPP\ a\ Tmin}}$$

$$\text{máximo numero paneles a utilizar} = \frac{470\ V}{40,07\ V} = 11,72\ \text{paneles/arreglo}$$

$$\text{mínimo numero de paneles a utilizar} = \frac{220\ V}{32,74\ V} = 6,71\ \text{paneles/arreglo}$$

La cantidad de paneles debe estar entre 7 y 11 por arreglo. Para evitar que el inversor salga de operación el inversor por bajo o alto voltaje de entrada, se selecciona el número intermedio, que es de 10 paneles por arreglo.

$$\frac{40 \text{ paneles/inversor}}{10 \text{ paneles/arreglo}} = 4 \text{ arreglos/inversor}$$

Con ellos podemos verificar la potencia máxima que se le suministrará al inversor:

$$4 \frac{\text{arreglos}}{\text{inversor}} * 10 \frac{\text{paneles}}{\text{arreglo}} * 270 \text{ W} = 10,8 \text{ kW/inversor}$$

La cantidad máxima de módulos que se pueden instalar fue determinada previamente en 435. Para no sobrepasar la capacidad máxima, se instalan la cantidad de inversores de acuerdo con lo siguiente:

$$\# \text{ inversores} = \frac{\# \text{ paneles máximo}}{\# \text{ paneles/inversor}}$$

$$\# \text{ inversores} = \frac{435 \text{ paneles}}{40 \frac{\text{paneles}}{\text{inversor}}} = 10,87 \cong 10 \text{ inversores}$$

Se instalará el número inmediato inferior para no sobrepasar la capacidad de área disponible, por lo que se utilizan como máximo 10 inversores.

$$P_{\text{instalada}} = \# \text{ total de paneles} \cdot P_{\text{max modulo}}$$

$$P_{\text{instalada}} = (400 \text{ módulos}) \cdot (270 \text{ W}) = 108,00 \text{ kW}$$

### **2.3.5. Dimensionamiento del cableado eléctrico y ductos.**

Es necesario realizar el correcto dimensionamiento del cableado y la canalización, con el fin de no sobredimensionar, evitando así sobrecostos y exceso de peso en la instalación.

#### **2.3.5.1. Selección de conductores CD y CA**

No existe diferencia en el tipo conductor a utilizar en los diferentes tipos de tensiones, solamente el aislamiento que será de acuerdo con las condiciones bajo las que actuará.

##### **2.3.5.1.1. Selección de conductores en CD**

- Criterio de capacidad de conducción: la corriente máxima de un circuito debe ser la suma de las corrientes en paralelo multiplicada por 125 %. Con ello sobredimensionamos un porcentaje del conductor para garantizar que soporte conducir la energía sin sobre esforzarse.

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \cdot I_{tramo}$$

- Tramo 1: Paneles – Caja de Conexiones

La corriente del tramo 1 es 9,27 A, por lo que la corriente máxima de este tramo sería la siguiente:

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \cdot 9,27A = 11,59 A$$

La sección mínima recomendada de cable es calibre 14 AWG equivalente a 2,08 mm<sup>2</sup> con una capacidad de conducción de 20 A. De acuerdo con la NEC en su artículo 240-4 inciso d, se indica que la capacidad de conducción y la protección contra sobretensiones, para calibres de pequeña sección deben ser 15, 20 y 30 amperios para los calibres 14, 12 y 10 AWG respectivamente.

Debido a que los módulos poseen de fábrica 1,1 m de longitud de cable por polos positivo y negativo, con una sección de 4 mm<sup>2</sup> con su equivalente superior sería un cable calibre 12 AWG, se tomará por sección mínima el conductor calibre 12 AWG.

- Tramo 2: Caja de Conexiones – Inversor

La corriente del tramo 2 es 18,54 A, transportará la corriente de dos arreglos, por lo que la corriente máxima de este tramo sería la siguiente:

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \cdot 18,54 A = 23,18 A$$

La sección mínima recomendada de cable es calibre 10 AWG equivalente a 5,26 mm<sup>2</sup> con una capacidad de conducción de 30 A, basado en el artículo 240-4 inciso d, del NEC indicado anteriormente.

- Criterio de Caída de Tensión:

La caída de tensión máxima entre los paneles y el inversor no debe exceder el 1,5 % de la tensión. Debido a ello, se determina un factor de caída de tensión por unidad de longitud con el fin de distribuir de manera proporcional en base a la distancia la misma.

$$\Delta V_u = \frac{\Delta V_{\%}}{l_T} \quad \text{ecuación 35}$$

Donde:

$\Delta V_u$ : de tensión por unidad de longitud

$\Delta V_{\%}$ : Caída de tensión máxima permitida, siendo 1,5 % el máximo

$l_T$ : longitud total del cable

De acuerdo a la caída de tensión por unidad de longitud en cada tramo, se calcula el porcentaje de caída de tensión correspondiente entre cada panel y su respectiva caja de conexiones.

Puede consultarse plano No. 4 – distribución de etapas del apéndice 5 y plano No. 8 – canalizaciones y cableado del apéndice 9 para ver la distribución de los arreglos. En base a ello se determinó las longitudes del cableado:

Tabla XIII. **Longitudes de cableado en metros**

Tramo	Longitud panel-caja de conexiones	Longitud caja de conexiones-inversor	Longitud total panel-inversor	Caída de tensión máxima	Caída de tensión por unidad de longitud	Caída de tensión en %	
						Panel-caja de conexiones	Caja de conexiones-inversor
1,1	14	43	57	1,5 %	0,03	0,37 %	1,13 %
1,2	10	43	53	1,5 %	0,03	0,28 %	1,22 %
2,1	10	35	45	1,5 %	0,03	0,33 %	1,17 %
2,2	6	35	41	1,5 %	0,04	0,22 %	1,28 %
3,1	16	30	46	1,5 %	0,03	0,52 %	0,98 %
3,2	12	30	42	1,5 %	0,04	0,43 %	1,07 %
4,1	14	25	39	1,5 %	0,04	0,54 %	0,96 %
4,2	10	25	35	1,5 %	0,04	0,43 %	1,07 %
5,1	10	55	65	1,5 %	0,02	0,23 %	1,27 %
5,2	6	55	61	1,5 %	0,02	0,15 %	1,35 %
6,1	12	50	62	1,5 %	0,02	0,29 %	1,21 %
6,2	8	50	58	1,5 %	0,03	0,21 %	1,29 %

Continuación tabla XIII.

7,1	12	43	55	1,5 %	0,03	0,33 %	1,17 %
7,2	8	43	51	1,5 %	0,03	0,24 %	1,26 %
8,1	12	40	52	1,5 %	0,03	0,35 %	1,15 %
8,2	8	40	48	1,5 %	0,03	0,25 %	1,25 %
9,1	16	33	49	1,5 %	0,03	0,49 %	1,01 %
9,2	12	33	45	1,5 %	0,03	0,40 %	1,10 %
10,1	15	35	50	1,5 %	0,03	0,45 %	1,05 %
10,2	15	35	50	1,5 %	0,03	0,45 %	1,05 %

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En base al criterio de capacidad de conducción, se determinó que la corriente entre los paneles y las cajas de conexiones es de 8,92 A y la corriente entre la caja de conexiones y los inversores es de 17,84 A.

Posteriormente se utilizaron la ecuación 18 y 19 para determinar las secciones transversales necesarias para el cableado entre paneles y las cajas de conexiones, no excediendo las caídas de tensión máximas recomendadas. Se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla XIV. **Calibre recomendado para la sección transversal requerida para conexión entre paneles**

Tramo	Longitud panel-caja de conexiones	Caída de tensión	Corriente arreglo	Sección Transversal mínima	Calibre AWG mínimo
		panel-caja de conexiones en %	panel-caja de conexiones en A	panel-caja de conexiones mm <sup>2</sup>	
1,1	14	0,37 %	9,27	2,90	12
1,2	10	0,28 %	9,27	2,70	12
2,1	10	0,33 %	9,27	2,29	12

Continuación tabla XIV.

2,2	6	0,22 %	9,27	2,09	12
3,1	16	0,52 %	9,27	2,34	12
3,2	12	0,43 %	9,27	2,14	12
4,1	14	0,54 %	9,27	1,99	12
4,2	10	0,43 %	9,27	1,78	12
5,1	10	0,23 %	9,27	3,31	12
5,2	6	0,15 %	9,27	3,11	12
6,1	12	0,29 %	9,27	3,16	12
6,2	8	0,21 %	9,27	2,95	12
7,1	12	0,33 %	9,27	2,80	12
7,2	8	0,24 %	9,27	2,60	12
8,1	12	0,35 %	9,27	2,65	12
8,2	8	0,25 %	9,27	2,44	12
9,1	16	0,49 %	9,27	2,50	12
9,2	12	0,40 %	9,27	2,29	12
10,1	15	0,45 %	9,27	2,55	12
10,2	15	0,45 %	9,27	2,55	12

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

La condición más crítica, requiere un conductor calibre 12 AWG, por lo que en base a este criterio se seleccionará este calibre para interconectar los paneles y conectar los paneles con las cajas de conexiones.

Tabla XV. **Calibre recomendado para la sección transversal requerida para conexión de paneles y cajas de conexión**

Tramo	Longitud caja de conexiones-inversor	Caída de tensión	Corriente arreglo	Sección Transversal mínima	Calibre AWG mínimo
		Caja de conexiones-inversor en %	Caja de conexiones-inversor en A	Caja de conexiones-inversor en mm <sup>2</sup>	
1,1	43	1,13 %	18,54	5,81	10

Continuación tabla XV.

1,2	43	1,22 %	18,54	5,40	10
2,1	35	1,17 %	18,54	4,58	10
2,2	35	1,28 %	18,54	4,18	10
3,1	30	0,98 %	18,54	4,69	10
3,2	30	1,07 %	18,54	4,28	10
4,1	25	0,96 %	18,54	3,97	12
4,2	25	1,07 %	18,54	3,56	12
5,1	55	1,27 %	18,54	6,62	8
5,2	55	1,35 %	18,54	6,21	8
6,1	50	1,21 %	18,54	6,31	8
6,2	50	1,29 %	18,54	5,91	10
7,1	43	1,17 %	18,54	5,60	10
7,2	43	1,26 %	18,54	5,19	10
8,1	40	1,15 %	18,54	5,30	10
8,2	40	1,25 %	18,54	4,89	10
9,1	33	1,01 %	18,54	4,99	10
9,2	33	1,10 %	18,54	4,58	10
10,1	35	1,05 %	18,54	5,09	10
10,2	35	1,05 %	18,54	5,09	10

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

La condición más crítica, requiere un conductor calibre 8 AWG, por lo que en base a este criterio se seleccionará este calibre para conectar las cajas de conexiones con los inversores.

En base a los criterios anteriores, se selecciona el calibre de conductor que es capaz de soportar las condiciones evaluadas en cada criterio:

Tabla XVI. Selección de conductor recomendado en CD

Tramo / Criterio de selección	Capacidad de conducción	Caída de tensión	Cable seleccionado
Paneles-caja de conexiones	12 AWG	12 AWG	12 AWG
Caja de conexiones-inversor	10 AWG	8 AWG	8 AWG

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

### 2.3.5.1.2. Selección de conductores en CA

Tramo entre inversor y caja de conexiones:

- Criterio Capacidad de Conducción

La corriente máxima que podrá aportar cada inversor será la siguiente:

$$I = \frac{P/\cos \varphi}{\sqrt{3} \cdot U}$$

$$I_{inversor} = \frac{10\,000/0,9}{\sqrt{3} \cdot (208\,V)} = 30,84\,A$$

Para la conexión entre el inversor y el centro de carga, se utilizará cable # 12 THHN para cada inversor. La cantidad de inversores utilizados será de 10, por lo que el cable deberá ser capaz de transportar la cantidad de corriente que estos se encarguen de convertir.

$$I_t = \frac{I_{inversor} \cdot \# \text{ de inversores}}{FC_{temp}} = \frac{(30,84\,A) \cdot (10 \text{ inversores})}{0,82} = 376,01\,A$$

El conductor seleccionado en base a este criterio para transportar la corriente de los inversores a la subestación sería el calibre 400 MCM THHN.

- Criterio Caída de Tensión

La longitud aproximada entre los inversores y la subestación es de 180 m. Se utiliza las ecuaciones 22 y 23 para determinar la sección transversal necesaria para transportar la energía generada desde los inversores a la subestación.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot (180 \text{ m}) \cdot (376,01 \text{ A}) \cdot (0,9)}{(0,05) \cdot (208 \text{ V}) \cdot (56 \frac{\text{S} \cdot \text{m}}{\text{mm}^2})} = 181,15 \text{ mm}^2$$

El conductor seleccionado en base al criterio de caída de tensión es cable calibre 400 MCM THHN.

En base a los criterios anteriores, se selecciona el calibre de conductor que es capaz de soportar las condiciones evaluadas en cada criterio:

Tabla XVII. **Selección de conductor recomendado en CA**

Tramo / Criterio de selección	Capacidad de conducción	Caída de tensión	Cable seleccionado
Inversores-Subestación	400 THHN MCM	400 MCM THHN	400 MCM

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

### 2.3.5.2. Selección de canalizaciones

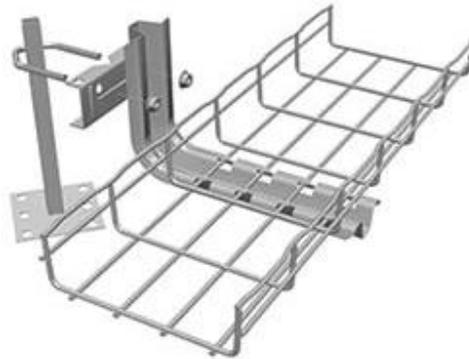
Se utilizan diferentes tipos de canalizaciones, de acuerdo con el tramo analizado. También se considera el tipo de aislamiento que poseerá el cable que

contendrá la canalización, lo que determinará si se utiliza ductos, canaletas o algún tipo diferente de canalización.

#### **2.3.5.2.1. Canalización entre generador fotovoltaico e inversores**

Se instalan bandejas tipo canasta en el área del generador fotovoltaico para interconectar los paneles y para conectar cada arreglo con la caja de conexiones correspondiente. Las bandejas tipo canasta también se instalan para conectar las cajas de conexión con los inversores. Debido a que se utilizará cable solar, este tipo de canalización ofrecerá únicamente protección mecánica y la continuidad eléctrica para aterrizar las partes expuestas a contacto eléctrico.

Figura 57. **Bandejas tipo canasta**



Fuente: ANIXTER. *Cablofil, sistemas de soporte*. [https://www.anixter.com/en\\_us/products/UFCPG/CABLOFIL/Cable-Runway/p/198638](https://www.anixter.com/en_us/products/UFCPG/CABLOFIL/Cable-Runway/p/198638). Consulta: junio de 2017.

Para interconectar los inversores y conectar cada arreglo con las cajas de conexiones, se utilizará la bandeja de 30 mm de alto por 50 mm de ancho. Se encuentran en longitudes de 3 m de largo cada sección.

Para conectar cada caja de conexiones con los inversores, puede utilizarse una bandeja de 54 mm de alto por 150 mm de ancho. De igual manera, cada sección es de 3 m de largo.

#### **2.3.5.2.2. Canalización entre inversores y subestación**

La canalización utilizada para conectar la salida de los inversores hasta la subestación será tubería metálica IMC. Este tipo de tubería ofrece protección atmosférica y mecánica necesaria para el cable, además de ser más liviano que la tubería conduit rígida, hierro galvanizado o HG.

La tubería IMC utilizada será de un diámetro de 4 pulgadas, que equivale a un área de 8,794 mm<sup>2</sup>. Debido a que se instalan más de 4 conductores, tres fases más neutrales, el área utilizable de la tubería seleccionable sería el equivalente al 40 % del área total. Esto equivale a 3,517 mm<sup>2</sup>.

Los conductores 400 MCM equivalen a 203 mm<sup>2</sup>, por lo que los 4 conductores ocuparían 812 mm<sup>2</sup> más el forro, dejando espacio para no saturar la tubería. Se ocuparía como máximo el 23 % de la tubería.

Figura 58. **Tubería IMC de diversos diámetros**



Fuente: ABAELECTRIK. *Tubo metálico conduit IMC*. <http://www.aguayfluido.com/web/productos/tubos/conduit/tuberia-imc>. Consulta: junio de 2017.

Tabla XVIII. **Tubería IMC de diversos diámetros**

Tamaño comercial <pulg>	Tubo Metálico Intermedio IMC				
	Diam. Interno <mm>	Área Total 100% <mm <sup>2</sup> >	2 Cond. 31% <mm <sup>2</sup> >	Más de 2 Cond. 40% <mm <sup>2</sup> >	1 Cond. 53% <mm <sup>2</sup> >
3/8	-	-	-	-	-
1/2	16,8	220	68	88	116
3/4	21,9	378	117	151	200
1	28,1	618	191	247	327
1 1/4	36,8	1061	329	424	562
1 1/2	42,7	1434	444	573	760
2	54,6	2341	725	936	1240
2 1/2	64,9	3312	1027	1325	1756
3	80,7	5110	1584	2044	2709
3 1/2	93,2	6828	2116	2731	3619
4	105,8	8794	2726	3517	4660

Fuente: RUBIO, Dulce. *Tablas eléctricas* <https://es.scribd.com/document/427624561/ELECTRICO-TABLAS-pdf>. Consulta: 28 de junio de 2017.

## **2.4. Protecciones del sistema fotovoltaico**

Las características de este tipo de generador obligan a un adecuado diseño de protecciones, con la finalidad de proteger tanto personal como equipos. Se está expuesto a fallos propios de los dispositivos, descargas atmosféricas, contactos indirectos.

También es importante considerar las maniobras de mantenimiento, por lo que se prevé equipos para desconexión.

### **2.4.1. Sobrecarga, sobre corriente y maniobra**

Es indispensable seleccionar adecuadamente este tipo de protecciones, debido a que un sobredimensionamiento provocará que las protecciones no se accionen en el momento indicado al momento de una falla.

De igual manera, si se sub dimensiona se hará que se accionen las protecciones de manera innecesaria y ocasionará pérdidas e inconvenientes en la operación.

#### **2.4.1.1. Protección del generador fotovoltaico**

Se instalan fusibles en el polo positivo de acuerdo con los artículos 690-8 inciso b1 del NEC. Se dimensionará para conducir una corriente inferior al 125 % de la corriente de corto circuito de los módulos.

$$I_{fusible} = 1,25 \cdot I_{sc}$$

$$I_{fusible} = 1,25 \cdot (9,27 A) = 11,59 A$$

La tensión máxima a la que se someterá el fusible será 1,2 veces la tensión de circuito abierto de los paneles.

$$V_{fusible} = 1,2 \cdot V_{oc a Tmax} \cdot \#paneles$$

$$V_{fusible} = 1,2 \cdot (40,07) \cdot (10 \text{ paneles}) = 480,84 \text{ V}$$

Se seleccionan fusibles de 12 amperios con curva de disparo gPV, tensión nominal de 600 voltios en corriente continua.

#### **2.4.1.2. Protección del inversor e interconexión a instalación existente**

Para la entrada del lado de corriente continua del inversor se utilizará un interruptor automático entre cada colector y su respectivo inversor. Este interruptor debe ser capaz de soportar una corriente máxima producida por la suma de los 4 arreglos hacia el inversor.

Esto equivale a 37,08 A y un voltaje de 480,87 V.

Se utilizará un interruptor automático para corriente continua que con capacidad de 50 A y una sensibilidad de 30 mA, tensión nominal de 600 V con una curva de disparo tipo Z.

#### **2.4.1.3. Cálculo de corriente de corto circuito**

Se determinan las resistencias y reactancias de acuerdo con el siguiente cuadro en el método de impedancias:

Tabla XIX. Resistencias y reactancias por sección

Sección de la instalación	Resistencias expresado en $m\Omega$	Reactancia expresado en $m\Omega$
Transformador de mediana potencia	$Z = U_{cc} \frac{U_n}{S_n}$ $U_{cc} = \text{Tensión de corto circuito}$ $R = 0,2 Z$ $U_n = \text{Voltaje nominal}$ $S_n = \text{Potencia nominal}$	$X \approx Z$
Interruptores automáticos	Se desprecia sus resistencias, siendo igual a cero 0.	$X = 0,15$
Cables	$R = \rho \frac{L}{S}$ $\rho = 0,225 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} Cu$ $L = \text{distancia en m}$ $S = \text{sección trans } mm^2$	$X = 0,09L$ para cables trifásico
Barras	$R = \rho \frac{L}{S}$ $\rho = 0,225 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} Cu$ $L = \text{distancia en m}$ $S = \text{sección trans } mm^2$	$X = 0,15 L$

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word.

- Cálculo de impedancias para el transformador, incluida resistencia y reactancia:

$$Z_1 = 4\% \frac{(208V)^2}{500kVA} = 3,46 m\Omega$$

$$X_1 = Z_1 = 3,46 m\Omega$$

$$R_1 = 0,2X_1 = 0,69 m\Omega$$

Se utiliza 4 % para transformadores de potencia menor a 630 kVA, para el caso de un transformador de mediana potencia se utiliza 6 %

- Cálculo de impedancias de barras existentes, incluida resistencia y reactancia:

$$X_3 = \left(0,15 \frac{m\Omega}{m}\right) (10 m) = 1,50 m\Omega$$

$$R_3 = \left(0,0225 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}\right) \left(\frac{10 m}{3 * 1200 mm^2}\right) = 0,06 m\Omega$$

- Cálculo de Impedancias, resistencias y reactancias, cableado trifásico y entre barras colectoras e interconexión a la red:

$$X_5 = \left(0,09 \frac{m\Omega}{m}\right) (150 m) = 13,5 m\Omega$$

$$R_5 = \left(0,0225 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}\right) \left(\frac{150 m}{3 \cdot 177 mm^2}\right) = 6,36 m\Omega$$

- Cálculo de Impedancias, resistencias y reactancias, barras colectoras:

$$X_7 = \left(0,15 \frac{m\Omega}{m}\right) (10 m) = 1,50 m\Omega$$

$$R_7 = \left(0,0225 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}\right) \left(\frac{10 m}{3 * 150 mm^2}\right) = 0,5 m\Omega$$

- Impedancias correspondientes a los interruptores automáticos:

$$X_2 = 0,15 m\Omega$$

$$X_4 = 0,15 m\Omega$$

$$X_6 = 0,15 m\Omega$$

$$X_8 = 0,15 m\Omega$$

- lcc breaker entre transformador y tablero distribución principal:

$$R_{BR2} = 0,69 m\Omega$$

$$X_{BR2} = 3,46 + 0,15 = 3,61 m\Omega$$

$$Z_{BR2} = \sqrt{R_{BR2}^2 + X_{BR2}^2} = \sqrt{(0,69)^2 + (3,61)^2} = 3,68 m\Omega$$

$$I_{cc-BR2} = \frac{208 V}{\sqrt{3} (3,68 m\Omega)} = 33 265,61 A$$

$$\frac{R_{BR2}}{X_{BR2}} = \frac{0,69}{3,61} = 0,19 \Rightarrow k = 1,55$$

$$I_{cc} = 1,55 (33 265,61) = 51 560 A$$

- Icc breaker interconexión al tablero:

$$R_{BR4} = 0,69 + 0,06 = 0,75 m\Omega$$

$$X_{BR2} = 3,46 + 0,15 + 1,50 + 0,15 = 5,26 m\Omega$$

$$Z_{BR2} = \sqrt{R_{BR2}^2 + X_{BR2}^2} = \sqrt{(0,75)^2 + (5,26)^2} = 5,31 m\Omega$$

$$I_{cc-BR2} = \frac{208V}{\sqrt{3} (5,31 m\Omega)} = 22 633,29 A$$

$$\frac{R_{BR2}}{X_{BR2}} = \frac{0,75}{5,31} = 0,14 \Rightarrow k = 1,6$$

$$I_{cc} = 1,6 (22 633,29) = 36 213 A$$

- Icc breaker para salida de barras colectoras hacia interconexión:

$$R_{BR3} = 0,69 + 0,06 + 6,36 = 7,11 m\Omega$$

$$X_{BR3} = 3,46 + 0,15 + 1,50 + 0,15 + 13,50 + 0,15 = 18,91 m\Omega$$

$$Z_{BR3} = \sqrt{R_{BR3}^2 + X_{BR3}^2} = \sqrt{(7,11)^2 + (18,91)^2} = 20,20 m\Omega$$

$$I_{cc-BR3} = \frac{208V}{\sqrt{3} (20,20 m\Omega)} = 5 952,04 A$$

$$\frac{R_{BR3}}{X_{BR3}} = \frac{7,11}{18,91} = 0,38 \Rightarrow k = 1,3$$

$$I_{cc} = 1,3 (5 952,04) = 7 737,65 A$$

- Icc breaker entre barras colectoras y cada inversor:

$$R_{BR4} = 0,69 + 0,06 + 6,36 + 0,50 = 7,61 \text{ m}\Omega$$

$$X_{BR4} = 3,46 + 0,15 + 1,50 + 0,15 + 13,50 + 0,15 + 1,50 + 0,15 = 20,56 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{BR3} = \sqrt{R_{BR2}^2 + X_{BR2}^2} = \sqrt{(7,61)^2 + (20,56)^2} = 21,92 \text{ m}\Omega$$

$$I_{cc-BR2} = \frac{208V}{\sqrt{3} (21,92 \text{ m}\Omega)} = 5\,485,00 \text{ A}$$

$$\frac{R_{BR2}}{X_{BR2}} = \frac{7,61}{20,56} = 0,38 \Rightarrow k = 1,3$$

$$I_{cc} = 1,3 (5\,485,00) = 7\,130,50 \text{ A}$$

#### 2.4.1.3.1. Protección lado de CA

Se utilizará interruptores automáticos en la salida del inversor hacia las barras de alimentación. La corriente máxima de salida será de 30 A y un voltaje entre 183 y 228 V. Se seleccionan interruptores automáticos para corriente alterna, con corriente nominal de 40 A y tensión nominal entre 200 y 240 V. La corriente de corto circuito en la salida de los inversores interruptores con capacidad de corte de 10 kA y curva tipo Z.

En la salida de las barras colectoras y el punto de enganche de entrega de la energía a la subestación, se tendrá una corriente máxima proporcional a los 9 inversores instalados y voltaje de salida igual al caso anterior. Se seleccionará un interruptor automático con corriente nominal de 300 A y una tensión nominal entre 200 y 240 V. La capacidad de corte de estos interruptores será mayor debido a la cercanía de la subestación en un extremo, requiriéndose una capacidad interruptiva de 30 kA. El extremo saliente de las barras colectoras requerirá una capacidad interruptiva de 10 kA.

#### **2.4.1.4. Seccionador**

El elemento utilizado para aislar los inversores del generador fotovoltaico para realizar tareas correctivas o preventivas es un seccionador de corte en carga.

Cada arreglo de paneles fotovoltaicos tendrá una condición máxima de corriente nominal de 35,68 A y una tensión máxima de 377 V. Para los arreglos se elegirá un seccionador de corte en carga con intensidad asignada de 40 A y una tensión máxima de 600 V.

#### **2.4.2. Sobretensión de la red**

Se instalan supresores de transitorios en la caja de conexiones de los colectores de cada grupo de paneles fotovoltaicos, en la entrada y salida de los inversores y en el punto de entrega cercana a la subestación. Los supresores de transitorios se instalan en el lado de corriente continua como en el de corriente alterna. Todos los supresores deben conectarse efectivamente a tierra.

##### **2.4.2.1. Supresor de transitorios en CD**

Se utilizan supresores categoría B, con una tensión de operación en corriente directa y un voltaje superior al voltaje máximo del generador en circuito abierto, correspondiente a 433,40 V utilizando comercialmente uno con un voltaje de máximo de 600 V en corriente continua.

#### **2.4.2.2. Supresor de transitorios en CA**

Los supresores seleccionados serán de categoría C, con una tensión de operación de corriente alterna del tipo trifásico. La tensión promedio que tendrá el inversor hacia la subestación será entre 183 y 228 V, dependiendo de la generación de los paneles fotovoltaicos, por lo que se seleccionará un supresor con un voltaje nominal de 208 V, siendo la máxima tensión permanente de 250 V.

#### **2.5. Sistemas de puesta a tierra**

Otro aspecto muy importante a la hora de poner en marcha este proyecto y como complemento al tema de protecciones, es hacia donde se descargará toda la energía que proviene de fallas de origen interno o externo. En ella se conectan los neutros de los aparatos, los pararrayos, hilos de guarda y posibles blindajes en la estructura del edificio, partes metálicas de equipos que deben tener su potencial de referencia a tierra.

Los pararrayos pueden utilizar puestas a tierra conocidas como dispensor, contrapeso o contraantena, generalmente construidas en forma radial, las cuales se deben interconectar a la tierra física de la subestación por medio de una bobina de choque. La subestación debe tener su correspondiente puesta a tierra que generalmente está conformada por una malla y sus respectivos electrodos debido a la necesidad de una resistencia baja. El equipo electrónico puede tener una barra equipotencial adicional con su correspondiente aterramiento para cumplir con los requerimientos propios de los equipos electrónicos.

### 2.5.1. Resistividad del suelo

Es necesario conocer las características del suelo en el cual se trabajará, tales como la humedad, homogeneidad del terreno y la presencia de materiales o minerales que eleven o reduzcan la resistividad. Para ello nos basamos en la norma IEEE 81-1991 la cual describe diversos métodos con el cual podemos obtener una resistividad del suelo. Se utilizará el método Wenner o de potencial, el cual se valdrá de un telurómetro de cuatro electrodos para determinar la resistividad del suelo

Este método utiliza cuatro electrodos, dispuestos en línea recta y equidista una distancia  $a$ , simétricamente respecto al punto en el que se desea medir la resistividad del suelo. Basados en la ecuación 26 se tienen los datos siguientes:

Tabla XX. Promedio de mediciones de resistencia con el telurómetro

Profundidad de exploración $0.75a$ en m	Separación entre electrodos $a$ en m	Medición 1 Resistencia en $\Omega$	Medición 2 Resistencia en $\Omega$	Medición 3 Resistencia en $\Omega$
0,75	1	4,87	4,9	4,85
1,5	2	2,485	2,45	2,42
2,25	3	2,02	1,99	1,963

Fuente: elaboración propia, elaborado con Microsoft Excel.

La profundidad a la cual tiene alcance este método es al 75 % de la separación entre los electrodos, es decir si la medición se realiza a 1 metro de separación, el nivel del suelo analizado es 0,75 metros debajo de la superficie, si se realiza a 2 metros, el nivel del suelo analizado es 1,50 metros debajo de la superficie y así consecutivamente.

Figura 59. **Medición de resistividad**



Fuente: Jardines en alrededor de edificio, Campus Central, Ciudad Universitaria.

Posteriormente se obtiene la resistividad por medio de la siguiente fórmula:

$$\rho = \frac{2\pi R}{\frac{1}{a} - \frac{1}{2a} - \frac{1}{2a} + \frac{1}{a}}$$

Pero al ser la profundidad de medición mucho menor a la separación de los electrodos, la fórmula se puede simplificar y queda como sigue:

$$\rho = 2\pi Ra$$

Aplicando la ecuación para obtener las resistividades nos quedan los siguientes valores:

Tabla XXI. Resistividad promedio calculada

Profundidad de exploración 0,75a en m	Separación entre electrodos a en m	Resistividad 1 en $\Omega.m$	Resistividad 2 en $\Omega.m$	Resistividad 3 en $\Omega.m$	Promedio resistividad en $\Omega.m$
0,75	1	30,5836	30,772	30,458	30,6
1,5	2	31,2116	30,772	30,3952	30,79
2,25	3	38,0568	37,4916	36,98292	37,51

Fuente: elaboración propia, elaborado con Microsoft Excel.

La resistividad promedio es de 32,97  $\Omega.m$

Los datos obtenidos en la medición con el telurómetro se realizaron en el área verde contigua al edificio en un clima relativamente seco, por lo que no se vieron afectados los datos por exceso de humedad.

### 2.5.2. Medición del área

En el exterior del edificio se cuenta con suficiente área disponible para la aterrizar a tierra los diferentes dispositivos, tales como pararrayos, subestación, equipo electrónico y demás. Todas las mediciones se realizan con cinta métrica debido a que los terrenos son relativamente planos y sobre la horizontal, por lo que la incerteza obtenida es despreciable.

Al pie del edificio se debe realizar un anillo de apantallamiento en el borde de la terraza, por lo que es necesario determinar las dimensiones de este. La terraza del edificio mide 44 metros por lado, siendo un cuadrado visto en planta.

Se cuenta también con suficiente área para la construcción de una malla, pero se propone la construcción de una malla de 10 metros de ancho por 10 metros.

### **2.5.3. Selección del tipo de puesta a tierra**

Se construirán diferentes puestas a tierra dependiendo del tipo de aplicación y equipo a proteger. Se pueden consultar el plano No. 12 - Puesta a Tierra y pararrayos del apéndice 13 y plano No. 13 – para el sistema de protecciones atmosféricas del apéndice 14.

Los medios de protección externa son utilizados para la protección del edificio y del equipo a instalar en la terraza, por lo que se planteará un anillo de apantallamiento con sus respectivos pararrayos, que serán aterrizados por el contraantenas. Para la construcción del anillo de apantallamiento en la terraza se utilizará el área medida en campo, esto con el fin de proteger los bordes del edificio y los equipos y dispositivos instalados en la terraza de este.

Las dimensiones de este son 44 metros por lado como se mencionó anteriormente. Se realizan las cuatro bajantes, una en cada extremo y cada una tendrá una contraantena. Esto para cumplir con la norma NFPA 780. También se analizará la instalación de un pararrayos con dispositivos ionizados ya sea cebado mecánico o cebado electrónico, con sus respectivas bajantes en lugar del anillo de apantallamiento, en sus terminales igualmente se instalarían sus respectivas contraantenas, el principal factor a considerar para su elección, será el económico.

Todas las puestas a tierra deben estar interconectadas a fin de mantener la equipotencialidad según la norma ICE 61000-5-2. Las contraantenas se conectan al resto de puestas a tierra por medio de una bobina de choque.

### 2.5.3.1. Malla

Para la subestación se construirá una malla con el fin de proteger la misma. Como anteriormente se indicó, se cuenta con suficiente área para la construcción de una malla lo suficientemente efectiva para aterrizar la subestación existente y se propuso una malla de 10 metros por 10 metros, con líneas intercaladas a 5 metros, con varilla en cada extremo. El valor máximo permisible de resistencia es de 10 ohm. Se utiliza la ecuación 29 para determinar el valor de resistencia:

$$R = 0,443 \frac{(32,97 \Omega \cdot m)}{\sqrt{100 m^2}} + \frac{(32,97 \Omega \cdot m)}{70 m} = 1,93 \Omega$$

### 2.5.3.2. Contraantena

Se realizan las cuatro bajantes, una en cada extremo y cada una tendrá una contraantena para cumplir con la norma NFPA 780. También se analiza la instalación de un pararrayos con dispositivos ionizados, de cebado mecánico o cebado electrónico; con sus respectivas bajantes en lugar del anillo de apantallamiento, en sus terminales igualmente se instala sus respectivas contraantenas. El principal factor a considerar para su elección, será el económico. El valor máximo recomendado será de 10  $\Omega$ . Para este caso se utiliza la ecuación 31:

$$R = \frac{32,97 \Omega \cdot m}{3} \left( 0,404 + \frac{0,16}{(5 m)} \ln 0,655(3) \right) = 4,67 \Omega$$

### 2.5.3.3. Delta

En el caso de los equipos electrónicos a instalar, las barra instaladas para tal fin tendrán un triángulo delta con sus respectivas varillas, instaladas con el fin de proporcionarles un cero lógico como es indispensable en este tipo de equipos, además de proveer un camino alternativo y directo en caso de una falla. El valor máximo de la resistencia es de 3 ohm. Con la ecuación 30 se puede determinar la resistencia que tendría esta puesta a tierra:

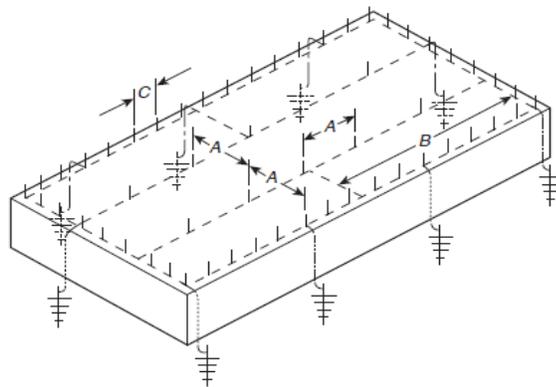
$$R = \frac{32,97 \Omega \cdot m}{6 \pi (3,05 m)} \left[ \ln \left( \frac{4(3,05 m)}{0,0159 m} \right) - 1 + \frac{2 (3,05 m)}{7,0437 \sin \frac{\pi}{3}} \right] = 2,66 \Omega$$

### 2.5.4. Anillo de apantallamiento

Debido a que el techo es plano se toman las siguientes consideraciones en base a la norma NFPA 780:

- En el interior del anillo no debe haber una separación máxima entre terminales de 15 metros, equivalente a 50 pies, por lo que se debe instalar una malla interna si excede esas distancias.
- Las bajantes se instalan una por esquina, en caso de ser cuadrado o rectangular el área a proteger y de exceder las distancias de 45 metros, equivalente a 150 pies, se debe realizar bajantes intermedias entre las esquinas.
- Se utilizan puntas captadoras, no mayores a 12 pulgadas de largo, separadas en el anillo exterior a no más de 7,60 metros, equivalente a 25 pies.

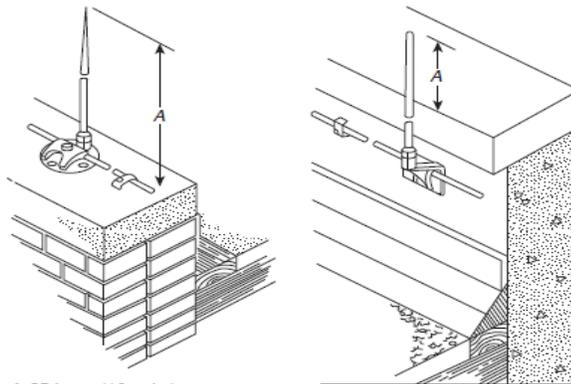
Figura 60. **Aplicación de la norma NFPA 780 para instalación de puntas captadoras**



A: 15 m (50 pies) de espaciado máximo entre terminales aéreas  
 B: 45 m (150 pies) de largo máximo de recorrido transversal del conductor permitido sin una conexión desde el conductor de recorrido transversal al perímetro principal o conductor bajante  
 C: 6 m (20 pies) o 7.6 m (25 pies) espaciados máximos entre terminales aéreas a lo largo del borde

Fuente: Asociación Nacional De Protección Contra Incendios. *NFPA 780*. p 18.

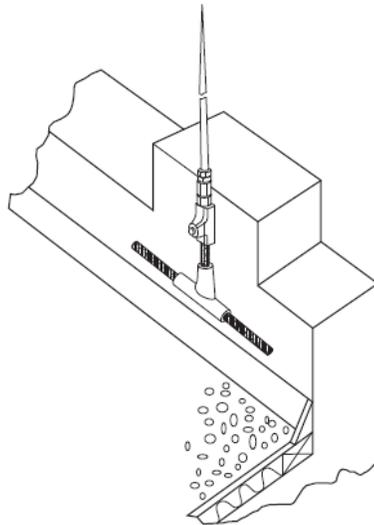
Figura 61. **Altura de las puntas captadoras**



A: 254 mm (10 pulg.)  
 Nota: Las configuraciones de los extremos de terminales aéreas pueden ser agudas o romas.

Fuente: Asociación Nacional De Protección Contra Incendios. *NFPA 780*. p 15.

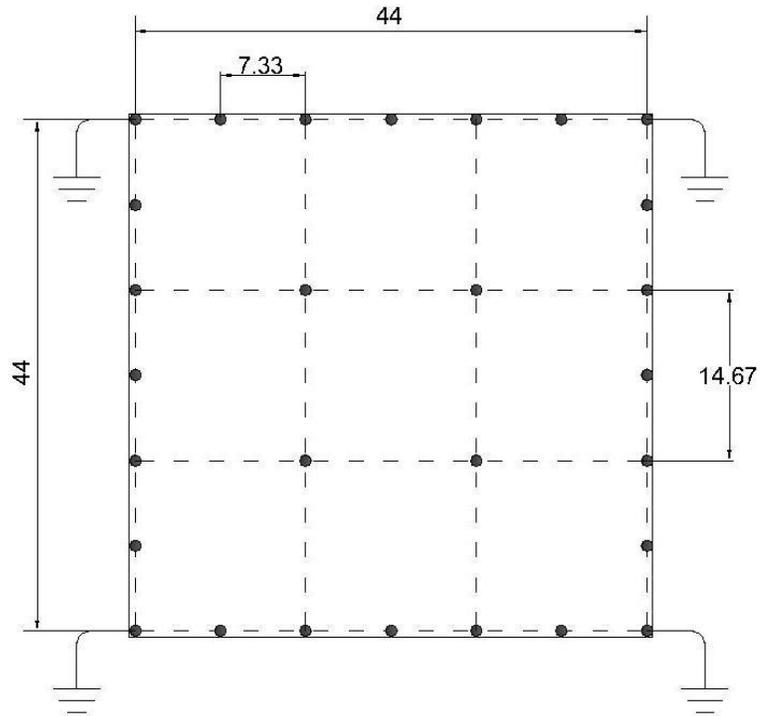
Figura 62. **Instalación de las puntas captadoras**



Fuente: Asociación Nacional De Protección Contra Incendios. *NFPA 780*. p 19.

Puede consultarse el plano No. 13 –sistema de protecciones atmosféricas del apéndice 14.

Figura 63. **Distribución de puntas captadoras y malla para interconexión**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

## 2.6. Estimación de la producción mensual y anual

La producción de energía fotovoltaica está determinada por irradiación solar sobre el generador fotovoltaico, la potencia pico instalada y las pérdidas en todos los elementos que actúan sobre el sistema, generador fotovoltaico, inversores, cableado.

### 2.6.1. Irradiación disponible

La irradiación proporcionada por el INSIVUMEH de la tabla VIII se presenta sobre una superficie horizontal. Aplicando los datos de la tabla VIII a la expresión de la ecuación 12, obtenemos los siguientes datos sobre una superficie inclinada.

Tabla XXII. Irradiación sobre una superficie plana e inclinada

Mes / Irradiación	$G_o$ Superficie Horizontal en kW/m <sup>2</sup>	$G_{\beta opt}$ Superficie Inclinada en kW/m <sup>2</sup>
Enero	5,26	5,42
Febrero	5,66	5,66
Marzo	6,15	6,15
Abril	6,21	6,21
Mayo	5,18	5,18
Junio	4,31	4,31
Julio	5,09	5,09
Agosto	5,74	5,74
Septiembre	4,75	4,75
Octubre	4,49	4,49
Noviembre	5,00	5,00
Diciembre	5,06	5,06

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

### 2.6.2. Pérdidas

La eficiencia de los componentes y el dimensionamiento adecuado de cada dispositivo es importante con el fin de reducir las pérdidas. Estas pérdidas o

rendimiento energético de la instalación PR debe considerar las siguientes pérdidas:

- Pérdidas por temperatura sobre los módulos fotovoltaicos: será a partir de 0,4 % por cada 1 °C superior a la temperatura estándar 25 °C.
- Pérdidas dispersión parámetros entre módulos,  $P_{tem}$ : debido a diferencia constructiva entre los mismos paneles. Los valores se encuentran entre 3 y 5 %.
- Pérdida por conexiones,  $F_{con}$ : determinadas por el panel de menor capacidad de corriente y voltaje, a pesar de ser todos los paneles iguales. Está comprendida entre 1 y 4 %.
- Pérdidas por polvo y suciedad, FS: producidas por las condiciones ambientales a las que se someten los paneles. Esta se encuentra entre 2 y 8 %.
- Pérdidas angulares y espectrales,  $F_{ang}$ : debido a que la incidencia de la luz solar no es horizontal. Con valores entre 1 y 4 %.
- Pérdidas de rendimiento del inversor,  $F_{inv}$ : son determinadas por el desempeño del inversor. Estas generalmente se encuentran en el rango de 2 y 5 %.
- Pérdidas en el cableado en CA y CD,  $F_{ca}$  y  $F_{cd}$ : pérdidas por efecto joule sobre los cables. La suma de las pérdidas en el lado de corriente directa más las de corriente alterna será del 3 %.

Tabla XXIII. Rendimiento máximo en la instalación

Mes/Factor	Temp. máxima promedio en °	P <sub>tem</sub>	F <sub>pnom</sub>	F <sub>con</sub>	FS	F <sub>ang</sub>	F <sub>inv</sub>	F <sub>cd</sub>	F <sub>ca</sub>	PR
Enero	23,60	1,01	0,99	0,99	0,98	0,97	0,98	1,00	0,99	0,91
Febrero	24,70	1,00	0,99	0,99	0,98	0,97	0,98	1,00	0,99	0,90
Marzo	26,20	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,98	1,00	0,99	0,90
Abril	26,80	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,98	1,00	0,99	0,89
Mayo	26,40	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,98	1,00	0,99	0,90
Junio	24,70	1,00	0,99	0,99	0,98	0,97	0,98	1,00	0,99	0,90
Julio	24,60	1,00	0,99	0,99	0,98	0,97	0,98	1,00	0,99	0,90
Agosto	25,00	1,00	0,99	0,99	0,98	0,97	0,98	1,00	0,99	0,90
Septiembre	24,40	1,00	0,99	0,99	0,98	0,97	0,98	1,00	0,99	0,90
Octubre	23,80	1,01	0,99	0,99	0,98	0,97	0,98	1,00	0,99	0,91
Noviembre	23,50	1,01	0,99	0,99	0,98	0,97	0,98	1,00	0,99	0,91
Diciembre	23,30	1,01	0,99	0,99	0,98	0,97	0,98	1,00	0,99	0,91
Anual	24,75	1,00	0,99	0,99	0,98	0,97	0,98	1,00	0,99	0,90

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

### 2.6.3. Energía disponible

La energía disponible en el área debe determinarse, para no instalar más equipos de lo que es posible producir. De igual manera debe evaluarse antes la capacidad de paneles que se pueden instalar con el fin de optimizar la instalación y obtener el máximo rendimiento del generador solar.

De esta manera se determina que existe suficiente energía en el lugar para la generación requerida:

Tabla XXIV. **Energía estimada mensual expresado en kWh**

Mes/Mag..	$G_{\text{opt}}$ en kWh/m <sup>2</sup>	Horas de brillo	Energía en kWh/m <sup>2</sup>	PR	Capacidad de producción de energía en kWh/m <sup>2</sup>	Área por paneles en m <sup>2</sup>	Energía estimada en kWh
Enero	5,42	236,16	1 279,68	0,91	1 164,51	629,64	733 219,97
Febrero	5,66	216,10	1 224,17	0,90	1 101,75	629,64	693 706,22
Marzo	6,15	219,82	1 352,92	0,90	1 217,63	629,64	766 667,88
Abril	6,21	235,50	1 461,48	0,89	1 300,72	629,64	818 983,30
Mayo	5,18	199,94	1 034,75	0,90	931,28	629,64	586 370,79
Junio	4,31	141,80	611,03	0,90	549,92	629,64	346 253,48
Julio	5,09	217,26	1 105,76	0,90	995,18	629,64	626 606,13
Agosto	5,74	202,54	1 162,15	0,90	1 045,94	629,64	658 563,36
Septiembre	4,75	129,72	616,00	0,90	554,40	629,64	349 071,35
Octubre	4,49	145,84	654,30	0,91	595,41	629,64	374 896,84
Noviembre	5,00	205,18	1 026,53	0,91	934,14	629,64	588 173,11
Diciembre	5,06	209,28	1 058,69	0,91	963,41	629,64	606 598,62
Total							7 149 111,06

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Se estima que la cantidad de energía irradiada del sol anual es de 7 149 111,06 kWh.

#### 2.6.4. Producción mensual de energía

La producción mensual de energía se estimada de acuerdo con la potencia instalada, las horas de brillo promedio mensual y el rendimiento del generador fotovoltaico, estimando la producción siguiente:

Tabla XXV. **Energía Producida Mensual expresado en kWh**

<b>Mes</b>	<b>Potencia instalada Kw</b>	<b>Horas de brillo</b>	<b>Energía estimada kWh</b>	<b>PR</b>	<b>Estimación de energía inyectada a la red kWh</b>
Enero	108,00	236,16	25 505,28	0,91	23 209,80
Febrero	108,00	216,10	23 338,80	0,90	21 004,92
Marzo	108,00	219,82	23 740,56	0,90	21 366,50
Abril	108,00	235,50	25 434,00	0,89	22 636,26
Mayo	108,00	199,94	21 593,52	0,90	19 434,17
Junio	108,00	141,80	15 314,40	0,90	13 782,96
Julio	108,00	217,26	23 464,08	0,90	21 117,67
Agosto	108,00	202,54	21 874,32	0,90	19 686,89
Septiembre	108,00	129,72	14 009,76	0,90	12 608,78
Octubre	108,00	145,84	15 750,72	0,91	14 333,16
Noviembre	108,00	205,18	22 159,44	0,91	20 165,09
Diciembre	108,00	209,28	22 602,24	0,91	20 568,04
<b>Total</b>			<b>254 787,12</b>		<b>229 914,24</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Se estima una producción anual de 229 914,24 kWh.

## **2.7. Conexión a red de un usuario autoprodutor con excedente de energía.**

Al ser un proyecto con capacidad máxima de generación menor a 5 MW, utilizando tecnología de energía renovable, no requieren autorización alguna.

Tampoco es necesaria la autorización por parte de la CNEE ni el MARN, al participar como un UAEE, expresando previamente que no desea vender electricidad, sino inyectar los excedentes de energía.

Por parte de la NTGDR se describe una disposición para operar con un sistema de medición, registro y lectura bidireccional. Así es como mensualmente, si existe un consumo neto de parte del usuario, el distribuidor cobrará en proporción a la energía utilizada.

Por el contrario, si existe una inyección neta hacia el distribuidor, este otorgará crédito a favor del usuario hasta que sea consumida por el UAEE. El distribuidor cobrará de igual manera los cargos fijos y cargos por potencia que apliquen a cada usuario, según la tarifa que corresponda.

### **2.7.1. Especificaciones técnicas GDR**

Para cumplir con su fin, debe generar energía eléctrica bajo ciertas condiciones:

- Debe utilizar recursos renovables como materia prima.
- Un GDR produce energía a gran escala, razón por la cual se enlaza a la red de distribución en media tensión. Un UAEE produce energía a pequeña escala e inyecta solamente el excedente, por ello se enlaza a la red de distribución en baja tensión.
- Las protecciones deben dimensionarse de acuerdo con el voltaje, corriente y potencia máxima que se estime. De acuerdo con ello, un GDR utilizará

protecciones y dispositivos auxiliares más complejos respecto a un UAEE, debido a los niveles de tensión en los que trabajará.

- Las protecciones y medios de desconexión automáticos deben garantizar que no se inyectará energía eléctrica a la red de distribución ante fallas o cuando el voltaje de la red de distribución esté fuera de las tolerancias de la NTSD.
- El medidor de energía debe ser del tipo bidireccional. Si el UAEE es un usuario regulado, el distribuidor proveerá e instalará el medidor. Si es un gran usuario, el UAEE será el responsable de equipo de medición y estará regido a otras normas complementarias del AMM.

### **2.7.2. Responsabilidades usuario-distribuidor**

Puede dividirse la responsabilidad de un UAEE y el distribuidor en dos partes: en la construcción y operación.

- **Construcción:** el UAEE es el encargado de la instalación del GDR dentro de sus instalaciones. Esta debe contar con los elementos adecuados para la protección, control y desconexión del generador, en caso de mantenimientos o fallas en la red de distribución.

El distribuidor debe realizar las inspecciones necesarias, con el fin de garantizar el cumplimiento de la NTGDR. También emitirá la constancia de inspección donde indicará que puede instalarse la medición correspondiente.

- Mantenimiento: el UAEE operará y verificará el correcto funcionamiento del GDR. Coordinará los mantenimientos predictivos y correctivos propios del generador y sus dispositivos.

El distribuidor será el encargado de operar la red en casos de emergencia y la desconexión de las instalaciones, en caso de mantenimiento de la red de distribución.

### **2.7.3. Procedimiento de conexión de UAEE**

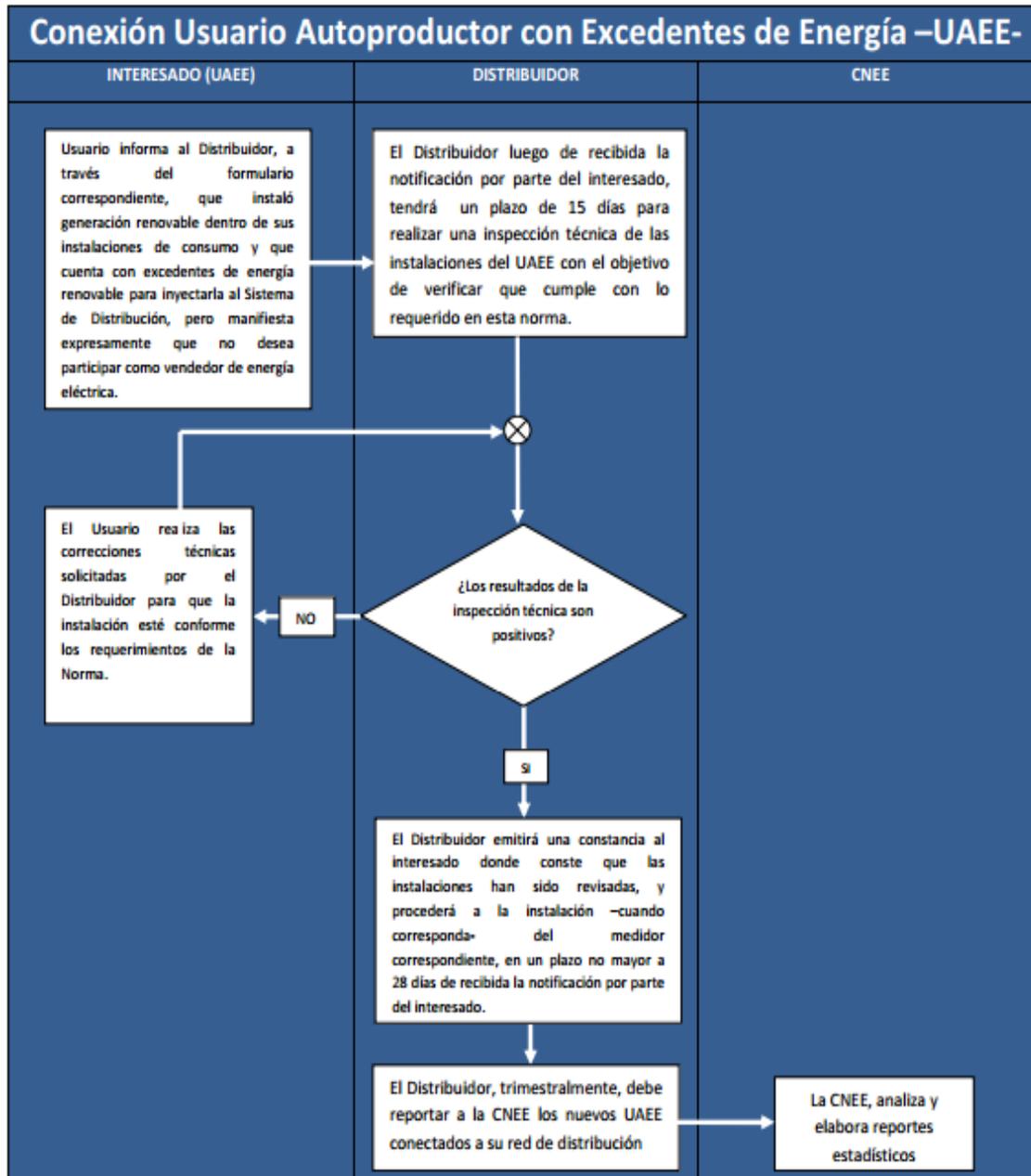
El usuario debe informar a la distribuidora a través del formulario correspondiente aprobado por la CNEE que instaló generación renovable dentro de sus instalaciones, teniendo excedentes de energía para inyectar al sistema de distribución y expresando que no desea vender este excedente.

El distribuidor realizará una inspección técnica en un plazo no mayor a 15 días hábiles para verificar si cumple con la NTGDR. En caso de no obtener un dictamen positivo, el usuario debe realizar las correcciones técnicas solicitadas por el distribuidor con el fin de cumplir con la normativa.

Si se obtiene un dictamen positivo, el distribuidor emite una constancia donde conste que fue verificadas y aceptadas las instalaciones.

A partir de ello, el distribuidor cuenta con 28 días después de recibida la notificación, para instalar el medidor bidireccional.

Figura 64. Procedimiento para la conexión de un UAEE



Fuente: Comisión Nacional De Energía Eléctrica CNEE. *Flujo de conexión Usuario Autoprodutor con Excedente de Energía*. <http://www.cnee.gob.gt/pdf/normas/docs/GDR/Flujo%20UAEE.pdf>. Consulta: 1 de junio de 2017.

## 2.8. Lista de materiales y equipo del sistema fotovoltaico

El listado de materiales utilizados para el montaje, instalación y operación de generador fotovoltaico se detalla a continuación.

Tabla XXVI. Listado de equipos

<b>Equipos</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Módulos Fotovoltaicos	Módulo YGE 60 CELL series 2, 250 W cada módulo	Unidad	400
Inversores	Inversor PVI-10.0-I-OUTD-US 10 kW 208 V	Unidad	10

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XXVII. Listado de canalizaciones.

<b>Canalizaciones</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Escalerilla de canasta, interconexión entre paneles y caja de conexiones	Bandeja de 30 mm de alto por 50 mm de ancho, 3 m de largo	Unidad	100
Escalerilla de canasta, cajas de conexiones e inversores	Bandeja de 54 mm de alto por 150 mm de ancho.	Unidad	200
Tubería IMC entre inversores y punto de entrega	Tubería IMC de 4".	Unidad	70

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XXVIII. **Listado de estructuras y cimentación**

<b>Estructuras y cimentación</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Riel Unistrut	Riel acanalado serie T, P1000, de 10 pies de largo	Unidad	490
Riel Unistrut	Riel acanalado serie T, P3300, de 10 pies de largo	Unidad	264
Placa conexión ángulo 90°	Placa de conexión en ángulo de 90° P1346	Unidad	400
Placa conexión angular	Placa de conexión angular 75° P2095	Unidad	400
Placa conexión angular	Placa de conexión angular 15° P2103	Unidad	400
Tuerca para riel	Tuerca para riel acanalado P1008 3/8"	Unidad	3600
Perno hexagonal	Perno cabeza hexagonal 3/8" 1 1/4"	Unidad	3 600
Tuerca para riel	Tuerca para riel acanalado P4012S 5/8"	Unidad	1 600
Perno hexagonal	Perno cabeza hexagonal 3/8" 1 1/4"	Unidad	1 600
Anclaje de expansión	Anclaje de expansión de 3/8" de diámetro por 3"	Unidad	800
Perno hexagonal	Perno cabeza hexagonal 3/8" 2 1/2"	Unidad	800
Zapata	Base de concreto armado de 1,70 m X 0,30 m X 0,05 m	Unidad	400

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XXIX. **Listado de cableado**

<b>Cableado</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Cable solar, interconexión entre paneles y caja de conexiones	Cable cobre solar # 12 AWG o área equivalente superior	Metro	500
Cable para CC, entre cajas de conexiones e inversores	Cable cobre solar # 8 AWG o área equivalente superior	Metro	1 300
Cable para CA, entre inversores y punto de entrega	Cable cobre THHN 350 MCM	Metro	800

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XXX. **Listado de equipos de maniobra y protecciones**

<b>Equipos de maniobra y protecciones</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Cajas de conexión	Gabinete metálico IP66 0,70 X 0,50 X 0,25 m	Unidad	9
Seccionador	Seccionador de corte en carga 40 A y 600 V	Unidad	9
Fusibles y portafusibles	Fusibles 25 A, curva de disparo gR, tensión nominal de 600 V CD	Unidad	9
Interruptor automático	100 A 600 V CD, sensibilidad de 30 mA, curva de disparo tipo Z.	Unidad	9
Interruptor automático	40 A 208 V CA, capacidad de corte 15 kA y curva tipo Z.	Unidad	9
Interruptor automático	300 A 208 V CA, capacidad de corte 30 kA	Unidad	1
Supresor de transitorios	Supresor de transitorios categoría B de tensión en régimen permanente menor a 600 V CD.	Unidad	18
Supresor de transitorios	Supresor de transitorios categoría C trifásico 120/208 V CA.	Unidad	2

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XXXI. **Listado de equipos de puesta a tierra y pararrayos**

<b>Puesta a tierra y pararrayos</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Cable de cobre	Cable cobre desnudo 1/0	metros	1 000
Varilla de cobre	5/8" x 8' UL,	Unidad	16
Varilla de cobre	5/8" x 10' UL,	Unidad	3
Punta ionizante	Punta captadora 12" de largo	Unidad	28

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XXXII. **Listado de equipos de obra civil**

<b>Obra Civil</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Cuarto eléctrico	Cuarto formal para la instalación de equipos y maniobras eléctricas en terraza.	Unidad	1

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

## **2.9. Análisis económico**

Se analiza el beneficio económico de la puesta en marcha y operación del proyecto, siendo prioritario al momento de ejecutarse, la reducción de la facturación mensual por parte de la empresa distribuidora.

Para ello se plantea el presupuesto de inversión y puesta en marcha del proyecto, el mantenimiento y la reposición de equipos.

Se analiza el beneficio-costos del proyecto utilizando las técnicas de evaluación de VPN y la TIR. En base a ello se determina la viabilidad y rentabilidad del proyecto.

### **2.9.1. Cronograma de ejecución del proyecto**

Se estima utilizar entre 7 y 8 meses para la ejecución del proyecto. En base a ello se estima la cantidad de mano de obra y los momentos en que requiere ingresar los equipos, materiales diversos para el montaje y demás dispositivos, ver apéndice 1.

Tabla XXXIII. **Costos de mano de obra para la obra civil**

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Precio total</b>
Montaje, instalación y conexiones eléctricas por día	Unidad	630	Q 125,00	Q 78 750,00
Armado, montaje e instalación de estructuras y anclajes	Unidad	360	Q 85,00	Q 30 600,00
Zanjas, zapatas, cimentaciones	Unidad	504	Q 65,00	Q 32 760,00
Total, mano de obra				Q 142 110,00

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Los costos estimados de mano de obra para la obra civil, instalación de herrajes y estructuras, instalaciones eléctricas. Son de Q 142 110,00.

### **2.9.2. Presupuesto del sistema fotovoltaico**

El presupuesto de este proyecto contempla los equipos a instalar, los materiales necesarios para montar los dispositivos y equipos, los costos de instalación y montaje.

De acuerdo con la normativa vigente, no hay que realizar ningún pago por licencia ya que se incluirá como UAEE y no recibirá retribución económica por la energía inyectada a la red.

### 2.9.2.1. Costos de materiales, equipo, instalación y montaje

A continuación se enlistan los costos de implementación del proyecto.

Tabla XXXIV. Costo de equipos

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Módulo YGE 60 CELL series 2, 270 W cada módulo	Unidad	400	Q 1 910,00	Q 764,000.00
Inversor PVI-10.0-I- OUTD-US 10 kW 208 V	Unidad	10	Q 30 500,00	Q 305,000.00
Total equipos				Q 1 069 000,00

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XXXV. Costo estructura y cimentaciones

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Riel acanalado serie T, P1000, de 10 pies de largo	Unidad	490	Q 85,20	Q 41 748,00
Riel acanalado serie T, P3300, de 10 pies de largo	Unidad	264	Q 82,25	Q 21 714,00
Placa de conexión en ángulo de 90° P1346	Unidad	400	Q 1,15	Q 460,00

Continuación de la tabla XXXV.

Placa de conexión angular 75° P2095	Unidad	400	Q 1,25	Q 500,00
Placa de conexión angular 15° P2103	Unidad	400	Q 1,25	Q 500,00
Tuerca para riel acanalado P1008 3/8"	Unidad	3600	Q 0,20	Q 720,00
Perno cabeza hexagonal 3/8 y 1 1/4"	Unidad	3600	Q 2,30	Q 8 280,00
Tuerca para riel acanalado P4012S 5/8"	Unidad	1600	Q 0,20	Q 320,00
Perno cabeza hexagonal 3/8" y 1 1/4"	Unidad	1600	Q 2,25	Q 3 600,00
Anclaje de expansión de 3/8" de diámetro por 3"	Unidad	800	Q 1,50	Q 1 200,00
Perno cabeza hexagonal 3/8" y 2 1/2"	Unidad	800	Q 2,50	Q 2 000,00
Base de concreto armado de 1,70 m X 0,30 m X 0,05 m	Unidad	400	Q 50,00	Q 20 000,00
Total estructura y cimentación				Q 101 042,00

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XXXVI. **Costo de cableado**

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Precio total</b>
Cable cobre solar # 12 AWG o área equivalente superior	Metro	500	Q 16,31	Q 8 155,00
Cable cobre solar # 8 AWG o área equivalente superior	Metro	1300	Q 21,44	Q 27 872,00
Cable cobre THHN 350 MCM	Metro	800	Q 109,40	Q 87 520,00
<b>Total cableado</b>				<b>Q 123 547,00</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XXXVII. **Costo de maniobras y protecciones**

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Precio total</b>
Gabinete metálico IP66 0,70 X 0,50 X 0,25 m	Unidad	10	Q 646,79	Q 6 467,90
Seccionador de corte en carga 40 A y 600 V	Unidad	20	Q 420,00	Q 8 400,00

Continuación de la tabla XXXVII.

Fusibles 25 A, curva de disparo gR, tensión nominal de 600 V CD	Unidad	10	Q 25,00	Q 250,00
100 A 600 V CD, sensibilidad de 30 mA, curva de disparo tipo Z.	Unidad	10	Q 45,00	Q 450,00
40 A 208 V CA, capacidad de corte 15 kA y curva tipo Z.	Unidad	10	Q 65,00	Q 650,00
300 A 208 V CA, capacidad de corte 30 kA	Unidad	2	Q 538,00	Q 1 076,00
Supresor de transitorios categoría B de tensión en régimen permanente menor a 600 V CD.	Unidad	20	Q 870,00	Q 17 400,00
Supresor de transitorios categoría C trifásico 120/208 V CA.	Unidad	2	Q 2 580,00	Q 5 160,00
Total de maniobra y protecciones				Q 39 853,90

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XXXVIII. **Costo de canalizaciones**

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Precio total</b>
Bandeja de 30 mm de alto por 50 mm de ancho, 3 m de largo	Unidad	100	Q 125,00	Q 12 500,00
Bandeja de 54 mm de alto por 150 mm de ancho,	Unidad	200	Q 250,00	Q 50 000,00
Tubería IMC de 4",	Unidad	70	Q 175,00	Q 12 250,00
<b>Total canalizaciones</b>				<b>Q 74 750,00</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XXXIX. **Costo de puesta a tierra y pararrayos**

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Precio total</b>
Cable cobre desnudo 1/0	metros	1000	Q 47,00	Q 47 000,00
5/8" x 8' UL,	Unidad	16	Q 91,07	Q 1 457,12
5/8" x 10' UL,	Unidad	3	Q 115,65	Q 346,95
Punta captadora 12 " de largo	Unidad	28	Q 85,00	Q 2 380,00
<b>Total puesta a tierra y pararrayos</b>				<b>Q 51 184,07</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XL. **Costo de cuarto eléctrico**

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Precio total</b>
Cuarto de equipos y maniobras eléctricas en terraza	Unidad	1	Q 45 000,00	Q 45 000,00
<b>Total cuarto eléctrico</b>				<b>Q 45 000,00</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Los costos estimados en materiales y equipos, es de Q 1 504 376,97.

Tabla XLI. **Resumen de costos de materiales y mano de obra**

<b>Rubro</b>	<b>Costo en Q</b>
Equipos	1 030 860,00
Estructura y cimentación	101 042,00
Cableado	123 547,00
Maniobra y protecciones	32 174,11
Canalizaciones	74 750,00
Puesta a tierra y pararrayos	51 184,07
Cuarto eléctrico	30 000,00
Mano de obra	142 110,00
<b>Total material, equipos, montaje e instalación</b>	<b>1 646 486,97</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Los costos para la puesta en marcha del proyecto son de Q 1 646 486,97.

### **2.9.2.2. Costo de operación y mantenimiento**

Los costos de mantenimiento y operación deben contemplar la limpieza de los paneles periódicamente, de preferencia mensualmente. Anualmente debe realizarse la verificación de las conexiones eléctricas de todos los elementos, paneles, inversores, bornes de conexión, protecciones eléctricas, y de las estructuras y soportes.

Los paneles solares poseen una garantía de fábrica de 25 años bajo condiciones normales de operación, viéndose afectado su rendimiento por el paso del tiempo. De igual manera, los inversores poseen una garantía de fábrica de 10 años, pudiendo llegar comúnmente a los 15 años si las condiciones de trabajo lo permiten. Por ello es necesario considerar el recambio de inversores en un periodo aproximado de 10 a 12 años desde su inicio de operación.

Estos costos serán de Q 350 000,00 a los 12 años de iniciado el proyecto, por el cambio de inversores, de Q 1 500,00 mensuales por mantenimiento, materiales y verificación periódica del generador solar completo. Se contemplará un cambio de 10 módulos a partir del año 10 de iniciado el proyecto, por lo que el costo de ello será de Q 25 000,00 anualmente.

### **2.9.3. Cálculo estimado de la energía producida anualmente y costo estimado de la energía inyectada a la red**

La energía inyectada a la red se estima en base a valores estadísticos. El costo de la energía inyectada se estima, debido a que la producción puede variar de mensualmente, afectando la cantidad de energía producida. También debe considerarse que el costo de energía en kWh varía de acuerdo a los ajustes tarifarios dictaminados por la CNEE.

Tabla XLII. Costo de energía inyectada a la red anualmente

año	Capacidad instalada en kWh	Rendimiento de paneles en %	Estimación de producción anual real en kWh	Costo de kWh promedio o histórico en Q	Costo de energía inyectada en Q
1	229 914,245	100,00	229 914,24	1,171010	269 231,88
2	229 914,245	99,17	228 005,96	1,171010	266 997,26
3	229 914,245	98,33	226 074,68	1,171010	264 735,71
4	229 914,245	97,50	224 166,39	1,171010	262 501,08
5	229 914,245	96,67	222 258,10	1,171010	260 266,46
6	229 914,245	95,83	220 326,82	1,171010	258 004,91
7	229 914,245	95,00	218 418,53	1,171010	255 770,29
8	229 914,245	94,17	216 510,24	1,171010	253 535,66
9	229 914,245	93,33	214 578,96	1,171010	251 274,11
10	229 914,245	92,50	212 670,68	1,171010	249 039,49
11	229 914,245	91,67	210 762,39	1,171010	246 804,86
12	229 914,245	90,83	208 831,11	1,171010	244 543,32
13	229 914,245	90,00	206 922,82	1,171010	242 308,69
14	229 914,245	89,17	205 014,53	1,171010	240 074,07
15	229 914,245	88,33	203 092,10	1,171010	237 822,87
16	229 914,245	87,50	201 176,23	1,171010	235 579,37
17	229 914,245	86,67	199 260,36	1,171010	233 335,87
18	229 914,245	85,83	197 344,49	1,171010	231 092,37
19	229 914,245	85,00	195 428,62	1,171010	228 848,87
20	229 914,245	84,17	193 512,76	1,171010	226 605,37
21	229 914,245	83,33	191 596,89	1,171010	224 361,87
22	229 914,245	82,50	189 681,02	1,171010	222 118,37
23	229 914,245	81,67	187 765,15	1,171010	219 874,87
24	229 914,245	80,83	185 849,28	1,171010	217 631,37
25	229 914,245	80,00	183 933,42	1,171010	215 387,87

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

#### 2.9.4. Cálculo de flujo neto de efectivo

El flujo neto de efectivo nos indicará la diferencia entre los ingresos y egresos anualmente y así determinar la rentabilidad del proyecto.

Tabla XLIII. Flujo de efectivo a lo largo de la vida del proyecto año 1 a 5

DESCRIPCIÓN	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
<b>INGRESOS</b>					
Generación	269 231,88	266 997,26	264 735,71	262 501,08	260 266,46
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>269 231,88</b>	<b>266 997,26</b>	<b>264 735,71</b>	<b>262 501,08</b>	<b>260 266,46</b>
<b>EGRESOS</b>					
Mantenimiento	45 000,00	45 000,00	45 000,00	45 000,00	45 000,00
Reemplazo de equipos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>45 000,00</b>				

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XLIV. Flujo de efectivo a lo largo de la vida del proyecto año 6 a 10

DESCRIPCIÓN	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>INGRESOS</b>					
Generación	258 004,91	255 770,29	253 535,66	251 274,11	249 039,49
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>258 004,91</b>	<b>255 770,29</b>	<b>253 535,66</b>	<b>251 274,11</b>	<b>249 039,49</b>
<b>EGRESOS</b>					
Mantenimiento	45 000,00	45 000,00	45 000,00	45 000,00	45 000,00
Reemplazo de equipos	0,00	0,00	0,00	0,00	100 000,00
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>45 000,00</b>	<b>45 000,00</b>	<b>45 000,00</b>	<b>45 000,00</b>	<b>145 000,00</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XLV. **Flujo de efectivo a lo largo de la vida del proyecto año 11 a 15**

DESCRIPCIÓN	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
<b>INGRESOS</b>					
Generación	246 804,86	244 543,32	242 308,69	240 074,07	237 822,87
<b>TOTAL</b>					
<b>INGRESOS</b>	<b>246 804,86</b>	<b>244 543,32</b>	<b>242 308,69</b>	<b>240 074,07</b>	<b>237 822,87</b>
<b>EGRESOS</b>					
Mantenimiento	45 000,00	45 000,00	45 000,00	45 000,00	45 000,00
Reemplazo de equipos	25 000,00	50 000,00	25 000,00	25 000,00	100 000,00
<b>TOTAL</b>					
<b>EGRESOS</b>	<b>70 000,00</b>	<b>95 000,00</b>	<b>70 000,00</b>	<b>70 000,00</b>	<b>145 000,00</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XLVI. **Flujo de efectivo a lo largo de la vida del proyecto año 16 a 20**

DESCRIPCIÓN	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
<b>INGRESOS</b>					
Generación	235 579,37	233 335,87	231 092,37	228 848,87	226 605,37
<b>TOTAL</b>					
<b>INGRESOS</b>	<b>235 579,37</b>	<b>233 335,87</b>	<b>231 092,37</b>	<b>228 848,87</b>	<b>226 605,37</b>
<b>EGRESOS</b>					
Mantenimiento	45 000,00	45 000,00	45 000,00	45 000,00	45 000,00
Reemplazo de equipos	25 000,00	25 000,00	25 000,00	25 000,00	100 000,00
<b>TOTAL</b>					
<b>EGRESOS</b>	<b>70 000,00</b>	<b>70 000,00</b>	<b>70 000,00</b>	<b>70 000,00</b>	<b>145 000,00</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XLVII. **Flujo de efectivo a lo largo de la vida del proyecto año 21 a 25**

DESCRIPCIÓN	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
<b>INGRESOS</b>					
Generación	224 361,87	222 118,37	219 874,87	217 631,37	215 387,87
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>224 361,87</b>	<b>222 118,37</b>	<b>219 874,87</b>	<b>217 631,37</b>	<b>215 387,87</b>
<b>EGRESOS</b>					
Mantenimiento	45 000,00	45 000,00	45 000,00	45 000,00	45 000,00
Reemplazo de equipos	25 000,00	25 000,00	25 000,00	25 000,00	25 000,00
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>70 000,00</b>				

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Para determinar el año en el que el proyecto logrará retornar la inversión, se acumulará el flujo de caja neto anual, tomándose el año en que el flujo acumulado generará un balance a favor como el año en que el proyecto generará beneficios. En este proyecto se dará a partir del octavo año.

Tabla XLVIII. **Flujo de caja anual y flujo de caja neto acumulado en el periodo de vida del proyecto**

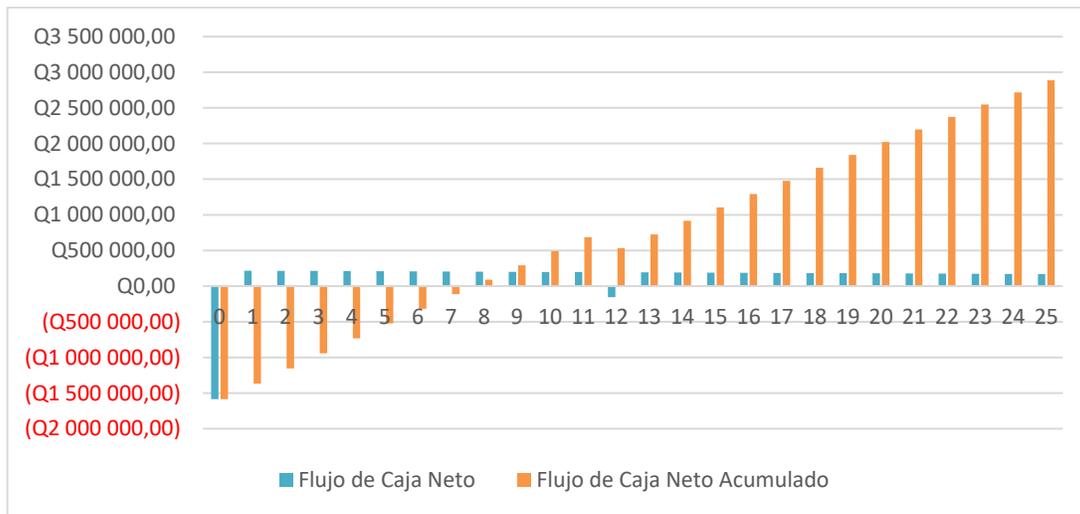
Año	Inversión	Ingreso	Egreso	Flujo de caja	Acumulado
0	Q 1 646 486,97	Q 0,00	Q 0,00	-Q 1 646 486,97	-Q 1 646 486,97
1	Q 0,00	Q 269 231,88	Q 45 000,00	Q 224 231,88	-Q 1 422 255,09
2	Q 0,00	Q 266 997,26	Q 45 000,00	Q 221 997,26	-Q 1 200 257,83
3	Q 0,00	Q 264 735,71	Q 45 000,00	Q 219 735,71	-Q 980 522,13
4	Q 0,00	Q 262 501,08	Q 45 000,00	Q 217 501,08	-Q 763 021,04
5	Q 0,00	Q 260 266,46	Q 45 000,00	Q 215 266,46	-Q 547 754,59
6	Q 0,00	Q 258 004,91	Q 45 000,00	Q 213 004,91	-Q 334 749,68
7	Q 0,00	Q 255 770,29	Q 45 000,00	Q 210 770,29	-Q 123 979,39

Continuación de la tabla XLVIII.

8	Q 0,00	Q 253 535,66	Q 45 000,00	Q 208 535,66	Q 84 556,27
9	Q 0,00	Q 251 274,11	Q 45 000,00	Q 206 274,11	Q 290 830,38
10	Q 0,00	Q 249 039,49	Q 145 000,00	Q 104 039,49	Q 394 869,87
11	Q 0,00	Q 246 804,86	Q 70 000,00	Q 176 804,86	Q 571 674,74
12	Q 0,00	Q 244 543,32	Q 95 000,00	Q 149 543,32	Q 721 218,05
13	Q 0,00	Q 242 308,69	Q 70 000,00	Q 172 308,69	Q 893 526,75
14	Q 0,00	Q 240 074,07	Q 70 000,00	Q 170 074,07	Q 1 063 600,81
15	Q 0,00	Q 237 822,87	Q 145 000,00	Q 92 822,87	Q 1 156 423,69
16	Q 0,00	Q 235 579,37	Q 70 000,00	Q 165 579,37	Q 1 322 003,06
17	Q 0,00	Q 233 335,87	Q 70 000,00	Q 163 335,87	Q 1 485 338,94
18	Q 0,00	Q 231 092,37	Q 70 000,00	Q 161 092,37	Q 1 646 431,31
19	Q 0,00	Q 228 848,87	Q 70 000,00	Q 158 848,87	Q 1 805 280,18
20	Q 0,00	Q 226 605,37	Q 145 000,00	Q 81 605,37	Q 1 886 885,55
21	Q 0,00	Q 224 361,87	Q 70 000,00	Q 154 361,87	Q 2 041 247,43
22	Q 0,00	Q 222 118,37	Q 70 000,00	Q 152 118,37	Q 2 193 365,80
23	Q 0,00	Q 219 874,87	Q 70 000,00	Q 149 874,87	Q 2 343 240,67
24	Q 0,00	Q 217 631,37	Q 70 000,00	Q 147 631,37	Q 2 490 872,04
25	Q 0,00	Q 215 387,87	Q 70 000,00	Q 145 387,87	Q 2 636 259,91

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Figura 65. **Flujo de caja anual y flujo de caja neto acumulado en el periodo de vida del proyecto**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

### 2.9.5. Cálculo de tasa interna de retorno

La TIR se calcula en base a la inversión inicial y los ingresos netos anuales estimados. El período de vida del proyecto está estimado en 25 años. Debido a que el periodo promedio de vida de los paneles, dos periodos de los inversores, y la estructura expuesta a condiciones ambientales extremas, el valor residual del proyecto será igual a cero.

Utilizando la ecuación para el cálculo de la TIR, se obtiene que la rentabilidad del proyecto es de 11 %, ó en decimales 0,11.

### **2.9.6. Cálculo de valor actual neto**

El VAN contemplará el descuento al momento actual, de todos los flujos de caja. La tasa de descuento en proyectos solares es entre 8 % y 12 %. Se utilizará la tasa de descuento promedio de 10 % para evaluar el VAN.

Utilizando la ecuación para el cálculo del VAN se obtiene un valor de Q 80 058,05, por lo que la inversión en el proyecto generará ganancias o beneficio económico.



### **3. FASE DE ENSEÑANZA APRENDIZAJE**

Se desarrollaron dos capacitaciones donde se abordaron los temas de generación solar fotovoltaica y el diseño de un generador fotovoltaico.

Dentro de esta fase se describió el plan de mantenimiento para el funcionamiento del generador durante su periodo de vida y los riesgos a los que está expuesto el personal a cargo del mismo.

#### **3.1. Plan de capacitación**

Se realizaron dos seminarios, dirigidos a personal de mantenimiento de la División de Servicios Generales, estudiantes de los cursos de Ingeniería Eléctrica I e Ingeniería Eléctrica II, de la facultad de Ingeniería. El objetivo de dicho seminario era explicar el funcionamiento y operación del generador solar fotovoltaico, el impacto económico del mismo, promover el uso de energía renovable y dar indicaciones acerca del mantenimiento del mismo, para su correcta y óptima operación.

Se realizó en dos etapas, la primera en el Salón Dr. Saúl Osorio Paz, primer nivel del edificio de los Colegios Profesionales, zona 15, el día 23 de septiembre del año 2014. La segunda capacitación se realizó en el Salón de Audiovisuales, salas I y II del tercer nivel, de la Biblioteca Central de la Universidad de San Carlos de Guatemala, el 30 de junio del año 2015.

### **3.1.1. Primera Capacitación**

Se realizó un seminario donde se expuso sobre la importancia del uso de energía renovable, el sistema fotovoltaico, paneles, inversores, estructuras, cableado, protecciones, características de los equipos a instalar, marco legal que promueve el uso de energía renovable.

En la misma se hicieron presente estudiantes de la facultad de ingeniería, autoridades de la Unidad del Ejercicio Profesional Supervisado, autoridades y personal de la Dirección de Servicios Generales, autoridades de la Escuela de la escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica.

### **3.1.2. Segunda Capacitación**

En la segunda capacitación, se abordaron los demás de diseño del sistema fotovoltaico para la Universidad de San Carlos, haciendo uso de las terrazas y áreas libres que poseían potencial de generación. Se hizo la explicación breve de los fundamentos teóricos y de diseño, la legislación que regula y promueve las mismas y el análisis económico de un caso particular, siendo el edificio S7 del campus central el utilizado para ejemplificar el diseño preliminar del sistema fotovoltaico.

En la misma se hicieron presente público en general, estudiantes de la facultad de ingeniería, autoridades de la Unidad del Ejercicio Profesional Supervisado, autoridades de la Dirección de Servicios Generales, autoridades de la Escuela de la escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica.

## **3.2. Plan de contingencia**

Es importante considerar inconvenientes en el generador solar, tanto durante la construcción como durante la operación y funcionamiento de este. Estos riesgos se encuentran presentes en todo momento y no es posible eliminarlos, solamente manejarse adecuadamente y reducirse. También es necesario plantear planes de mantenimiento en las instalaciones y así garantizar un óptimo funcionamiento y evitar salidas de operación innecesarias del generador solar. La principal idea es garantizar la seguridad humana, de los equipos y la infraestructura.

### **3.2.1. Riesgo laboral**

Es una variable que debe considerarse, ya que esto influye en los resultados, estabilidad y éxito del proyecto. El riesgo, es el peligro al que el personal está expuesto combinado con la actividad propia que realiza cada trabajador. Estos riesgos al no ser trabados y mitigados de manera adecuada pueden desencadenar en lesiones leves o graves para el personal, daño a la infraestructura, lugar de trabajo y equipos, o una combinación de todo lo anterior.

Dentro de los riesgos que se identifican podemos enunciar los siguientes:

- Riesgos físicos
- Riesgos ergonómicos
- Riesgos mecánicos
- Riesgos ambientales

### **3.2.2. Riesgos físicos**

El deslumbramiento, el reflejo, las sombras y los factores producidos por la iluminación. La temperatura, las radiaciones electromagnéticas y la humedad también son factores a los que se está expuesto directamente, debido a que los trabajos deber realizarse sobre la terraza del edificio.

Para mitigar estos riesgos, debe utilizarse indumentaria adecuada, casco protector para la cabeza, guantes para manipular materiales eléctricos y mecánicos, calzado de seguridad, gafas protectoras para trabajo en exterior con protección para rayos ultravioleta.

### **3.2.3. Riesgos ergonómicos**

Las posturas y posiciones inadecuadas necesarias para realizar los trabajos, el levantamiento de peso, sobreesfuerzos y movimientos repetitivos, son los principales riesgos de este tipo.

Es necesario el uso de cinturones y arnés de seguridad para realizar esfuerzos. También es conveniente realizar ejercicios de estiramiento o pausas activas para evitar la concentración de esfuerzos en un área específica del cuerpo.

### **3.2.4. Riesgos mecánicos**

Estos riesgos pueden considerarse los más nocivos debido a las condiciones puntuales de trabajo. Los riesgos mecánicos incluyen los trabajos en altura, las superficies inseguras, uso inadecuado de los equipos y herramientas, equipos defectuosos.

Pueden implementarse charlas de seguridad en las que se concienticen los alcances de un accidente de este tipo, que pueden ir desde una lesión leve, hasta fatalidades en el personal que ejecute y el mantenimiento. También es de gran beneficio señalar, identificar y delimitar las áreas de trabajo.

### **3.2.5. Riesgos ambientales**

Los riesgos debidos a las condiciones ambientales son las únicas que no pueden ser controladas. Son provocadas por las lluvias, tempestad, días excesivamente soleados.

Debido a que son dependientes de las condiciones climáticas mayormente, la forma en que puede mitigarse es verificando continuamente las condiciones climáticas y suspender los trabajos en caso de una condición insegura para el personal.

### **3.3. Mantenimiento**

Para que el generador solar opere de manera constante y no salga de operación constantemente, debe realizarse una correcta labor de mantenimiento. Con ello se garantiza el funcionamiento de la instalación, se prolongará la vida útil del proyecto y se mantiene el rendimiento constante.

#### **3.3.1. Mantenimiento preventivo**

Este tipo de mantenimiento tiene como objetivo evitar que se produzcan averías y se comprueba la correcta operación de todos los elementos, verificando que todos los dispositivos y estructuras se encuentren funcionando correctamente y se alargue la vida útil del generador solar. Pueden realizarse

pruebas termográficas para verificar puntos calientes en los paneles, cableado y bornes de conexión.

Se recomienda realizar los mantenimientos a los equipos con la siguiente frecuencia anual.

Tabla XLIX. **Listado de tareas a realizar en dispositivos y estructura anualmente**

<b>Equipo</b>	<b>Cantidad de verificaciones anuales</b>	<b>Tarea a realizar</b>
Módulos	4	Limpieza de la superficie, verificar posibles daños físicos
Conexiones	1	Realizar reapriete de bornes y conexiones.
Estructura	1	Verificar indicios de corrosión. Verificar estructuras inseguras.
Inversores	1	Controlar tensiones de entrada y salida. Inspección de conexiones.
Cableado	1	Verificar aislamiento y posible daño físico.
Interruptores	1	Verificar funcionamiento y conexiones.
Protecciones	1	Verificar contador de eventos en pararrayos. Verificar puesta a tierra, interconexiones.

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

### **3.3.2. Mantenimiento correctivo**

Cuando se daña algún equipo o elemento, obligando a detener la generación ya sea parcial o total del generador, debe realizarse un mantenimiento correctivo. Para corregir la falla, se sustituye el elemento

deteriorado. Es necesario tener personal capacitado y que este familiarizado con el generador solar. Esto con el fin que pueda aislar la falla y sacar de operación los elementos averiados para su verificación.



## CONCLUSIONES

1. Utilizar la modalidad de UAEE ya que el edificio no tiene la capacidad de producción de energía necesaria para generar la totalidad del consumo, solo reducirá parte de la facturación de energía consumida inyectando los excedentes que no son utilizados durante el periodo de generación diario.
2. Los equipos seleccionados poseen las protecciones necesarias para sincronizarse a la red, cumpliendo con la normativa NTGDR.
3. Debido a que la ubicación de los paneles e inversores será en la terraza del edificio de Recursos Educativos, las sombras que afectan los paneles serán mínimas, pero la probabilidad de una descarga atmosférica es alta, por lo que es vital una adecuada instalación para las protecciones.
4. La construcción del proyecto puede realizarse en un periodo de entre 6 y 8 meses desde su planificación hasta su puesta en marcha, por lo que la generación puede considerarse inmediata.
5. Los dispositivos y materiales utilizados se encuentran en su mayoría en el mercado local por lo que no requeriría plazos largos para la implementación del proyecto.
6. Al utilizar tecnología renovable y capacidad instalada menor a 5 MW, únicamente es necesaria la autorización del Distribuidor y de la CNEE para conectarse a la red de distribución e inyectar la energía. No es necesario ambientales ni licencias adicionales para la generación de energía.

7. Se obtuvo una rentabilidad de 11 % por el método TIR y un valor positivo de Q 134 592,26 por el método VAN. El proyecto tendrá beneficio efectivo en el objetivo de reducir la facturación.
  
8. La inversión del proyecto se recuperará a partir del octavo año de operación, de acuerdo al flujo de caja neto acumulado.

## RECOMENDACIONES

1. Evaluar la capacidad de carga de la terraza para instalar todos los equipos necesarios para la generación.
2. Promover el uso de tecnologías alternativas con proyectos de este tipo para la generación de energía eléctrica y con ello reducirse la dependencia del petróleo para la generación.
3. Actualizar el diseño dependiendo de nuevos equipos o dispositivos ajenos al generador fotovoltaico que se disponga instalar en la terraza, previos a la implementación del proyecto.
4. Liderar como ente rector de la educación superior, siendo la USAC la encargada de promover el desarrollo científico, ambiental e incentivar la implementación de este tipo de proyectos demostrando que puede reducirse la facturación de energía eléctrica utilizando fuentes de energía renovable.
5. Evaluar la implementación de este tipo de generación para todos los demás edificios y áreas ociosas del campus universitario, pudiendo extenderse hasta abarcar los edificios estatales, aprovechando la energía proveniente del sol para impactar facturación de los mismos.



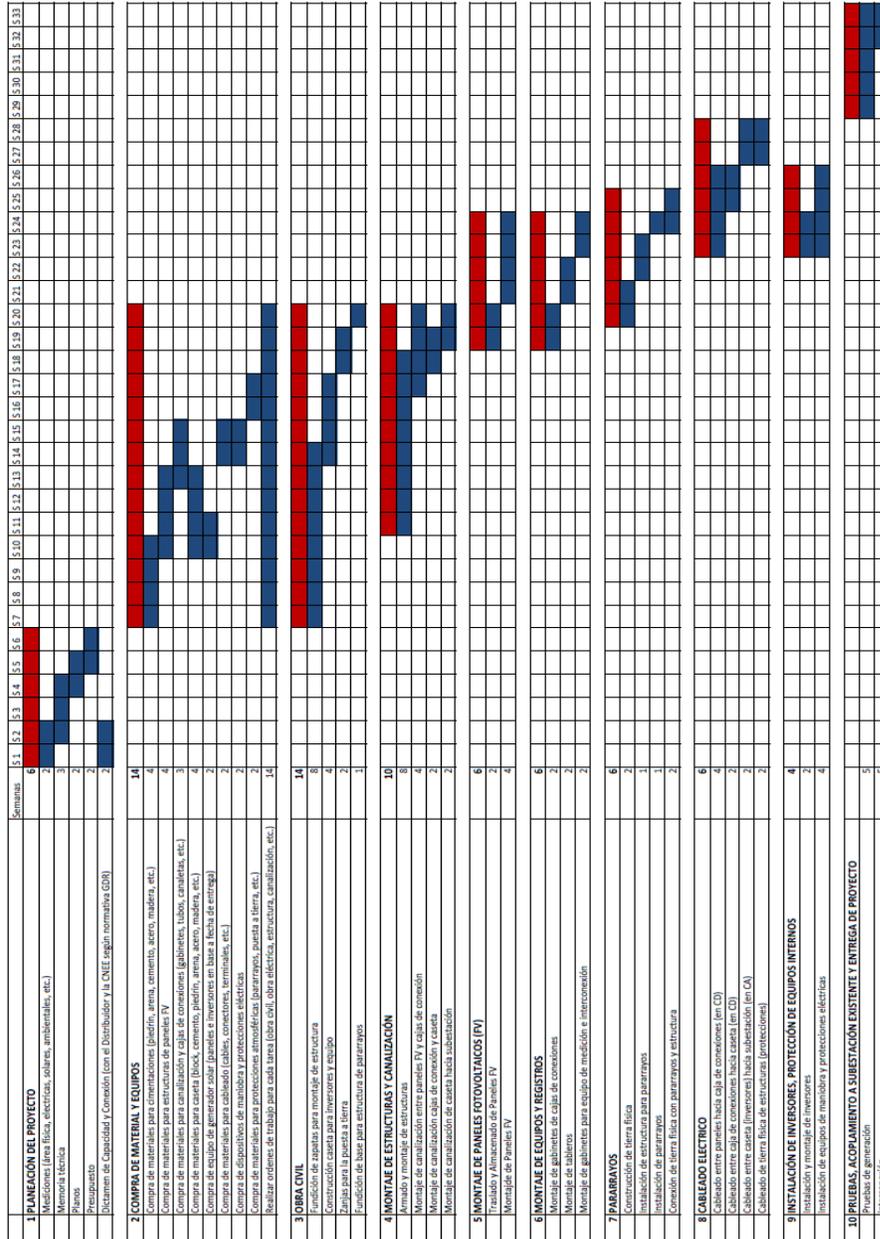
## BIBLIOGRAFÍA

1. Asociación Nacional De Protección Contra Incendios. *Código Eléctrico Nacional NEC*. Ed. 2017. EEUU. 895 p.
2. Asociación Nacional De Protección Contra Incendios. *Norma para la instalación de sistemas de protección contra rayos. NFPA 780*. EE.UU. Ed. 2017. 112 p.
3. BACA URBINA, Gabriel. *Evaluación de proyectos*. 4a ed. México: McGraw-Hill, 2000. 383 p.
4. CASAS-OSPINA, Favio. *TIERRAS Soporte de seguridad eléctrica*. 5a ed. Bogotá: Seguridad Eléctrica Ltda, 2010. 293 p.
5. Comisión Nacional De Energía Eléctrica. *Guía para el interesado en constituirse en Usuario Autoproducer con Excedente de Energía*. [en línea]. <<https://www.cnee.gob.gt/pdf/normas/docs/GDR/Guia%20UAEE.pdf>>. [Consulta: 5 de junio de 2018].
6. Comisión Nacional De Energía Eléctrica. *Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoproduceres con Excedentes de Energía*. Guatemala: 2014. 20 p.
7. DÍAZ, Tomas; CARMONA, Guadalupe. *Instalaciones solares fotovoltaicas*, grado medio. 2010. España. Editex. 199 p.

8. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto, *El ABC de las instalaciones eléctricas en edificios y comercios*. 1a ed. México: Limusa, 2011. 468 p.
9. HARPER, Gilberto. *El abc de las instalaciones eléctricas en sistemas eólicos y fotovoltaicos*. 1a ed. México: Limusa, 2011. 368 p.
10. MORO VALLINA, Miguel. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. 1a ed. España: Paraninfo. 200 p.
11. NEAGU, Serban; CAMPERO, Eduardo. *Instalaciones eléctricas: conceptos básicos y diseño*. México D.F.: Alfaomega, 1992. 240 p.
12. RAMIREZ, José; CANO, Eduardo. *Sistema de puesta de tierra: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF*. 1a ed. Colombia: Blanecolor Ltda., 2010. 122 p.
13. SANTAMARÍA, Germán; CASTEJÓN, Agustín. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. 1a ed. España: Editex, 2010. 192 p.
14. SOLOSTOCKS. *Estructura metálica de soporte para módulos fotovoltaicos*. [en línea]. <<http://www.solostocks.com/venta/productos/soportes/soportesconstruccion/estructura-metalica-de-soporte-paramodulosfotovoltaicos-6355632>>. [Consulta: 30 de enero de 2016].

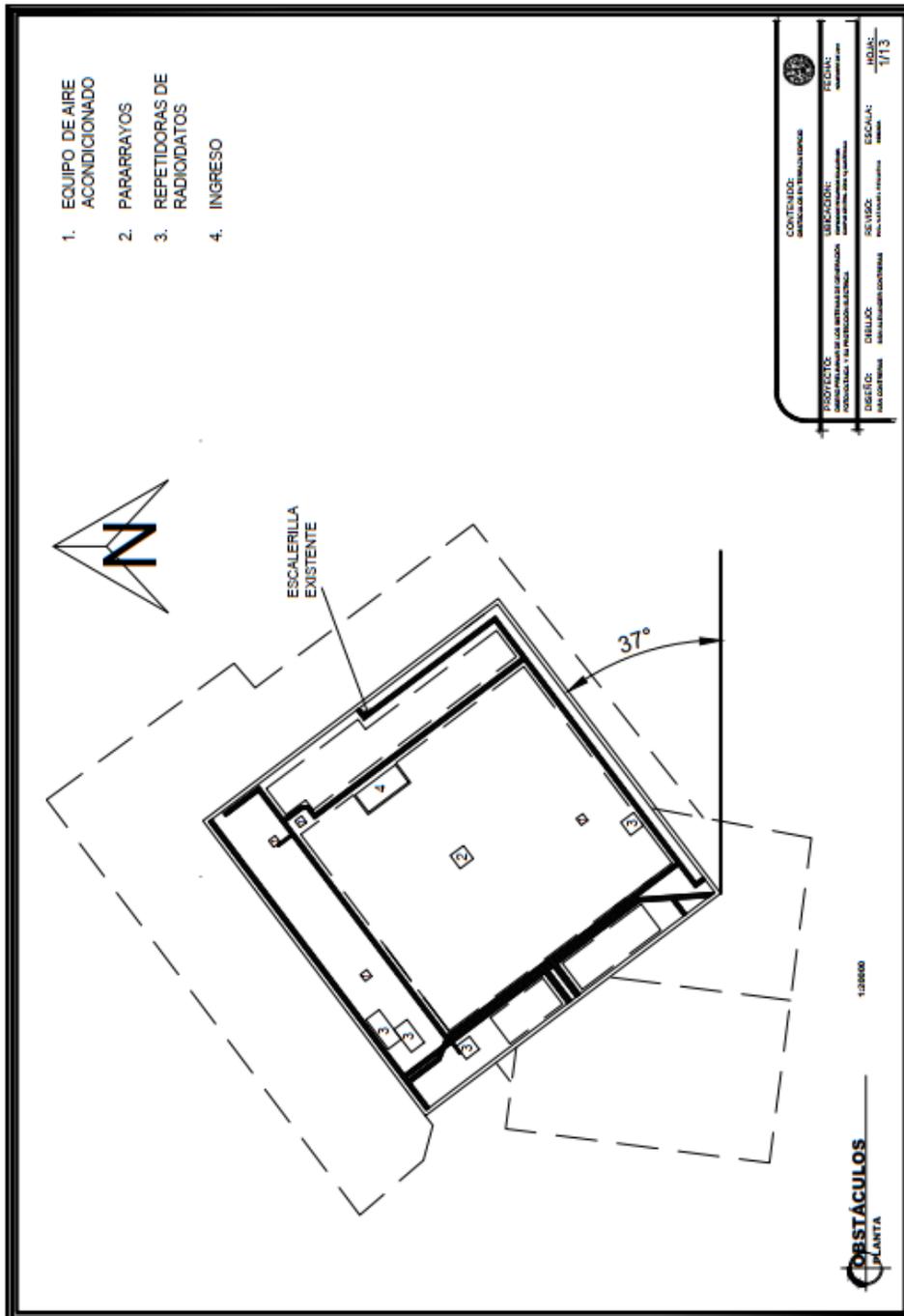
# APÉNDICES

Apéndice 1. Diagrama de Gantt para la puesta en marcha del proyecto



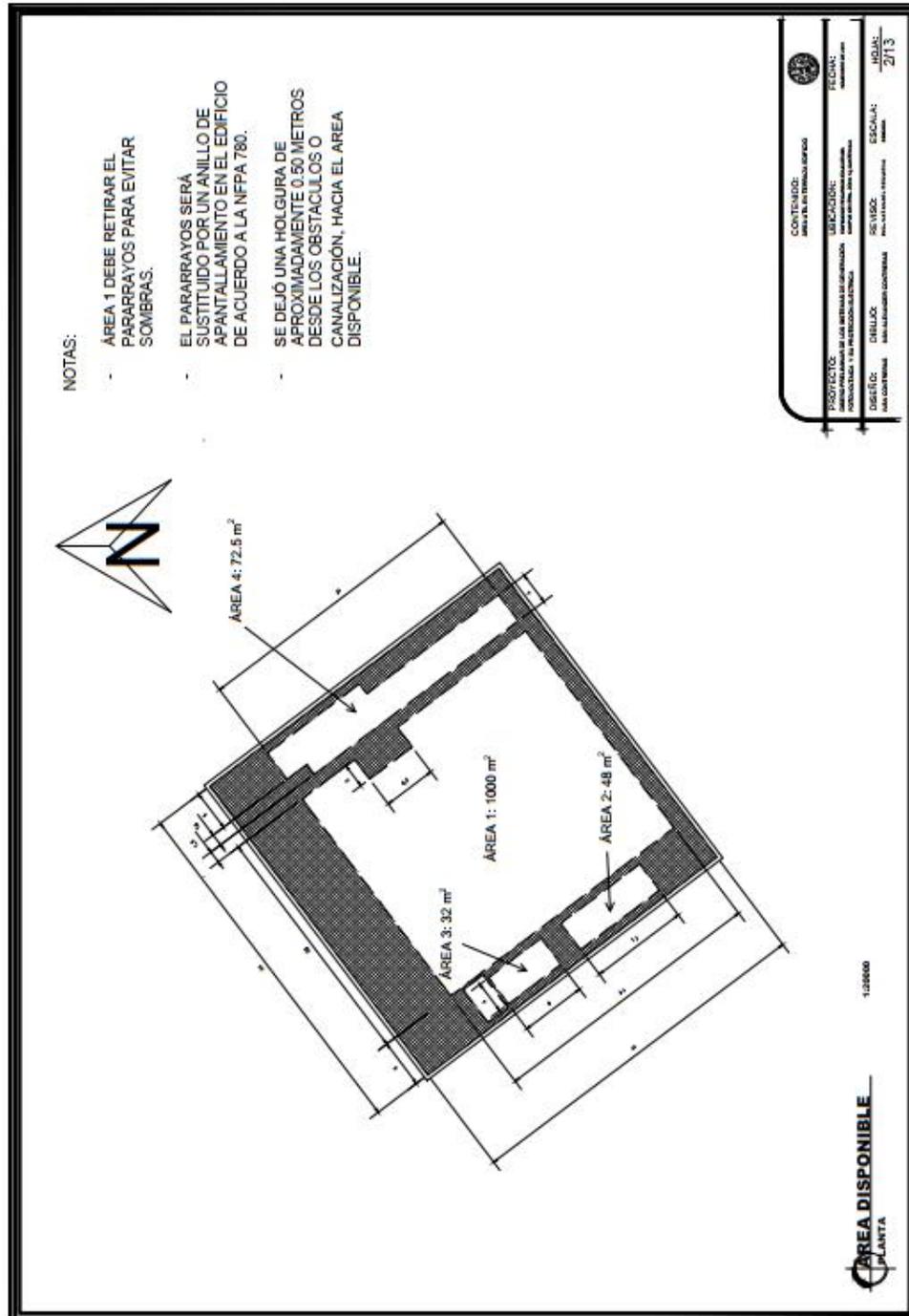
Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Apéndice 2. **Plano No. 1 - Obstáculos**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

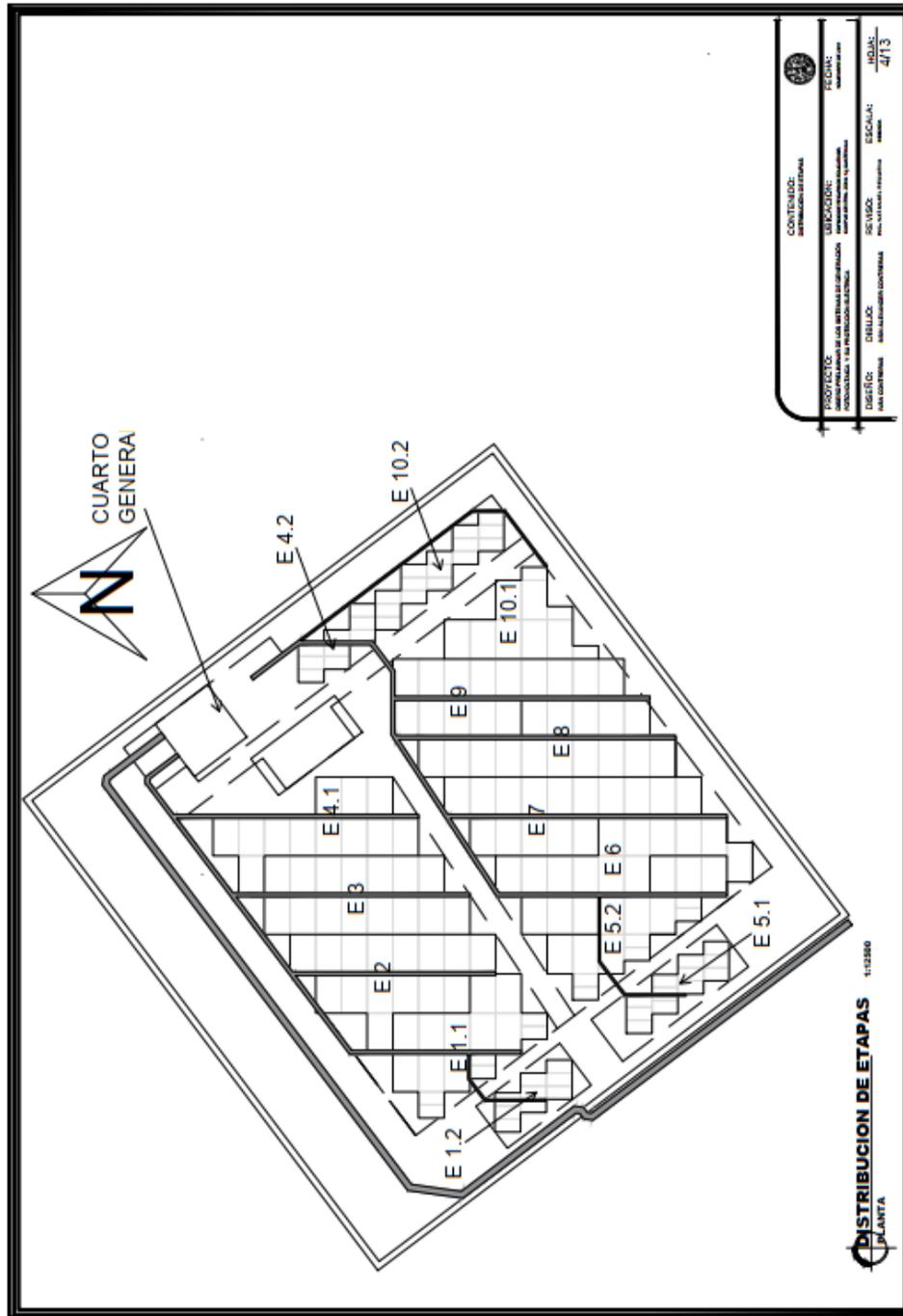
### Apéndice 3. Plano No. 2 - Área disponible



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

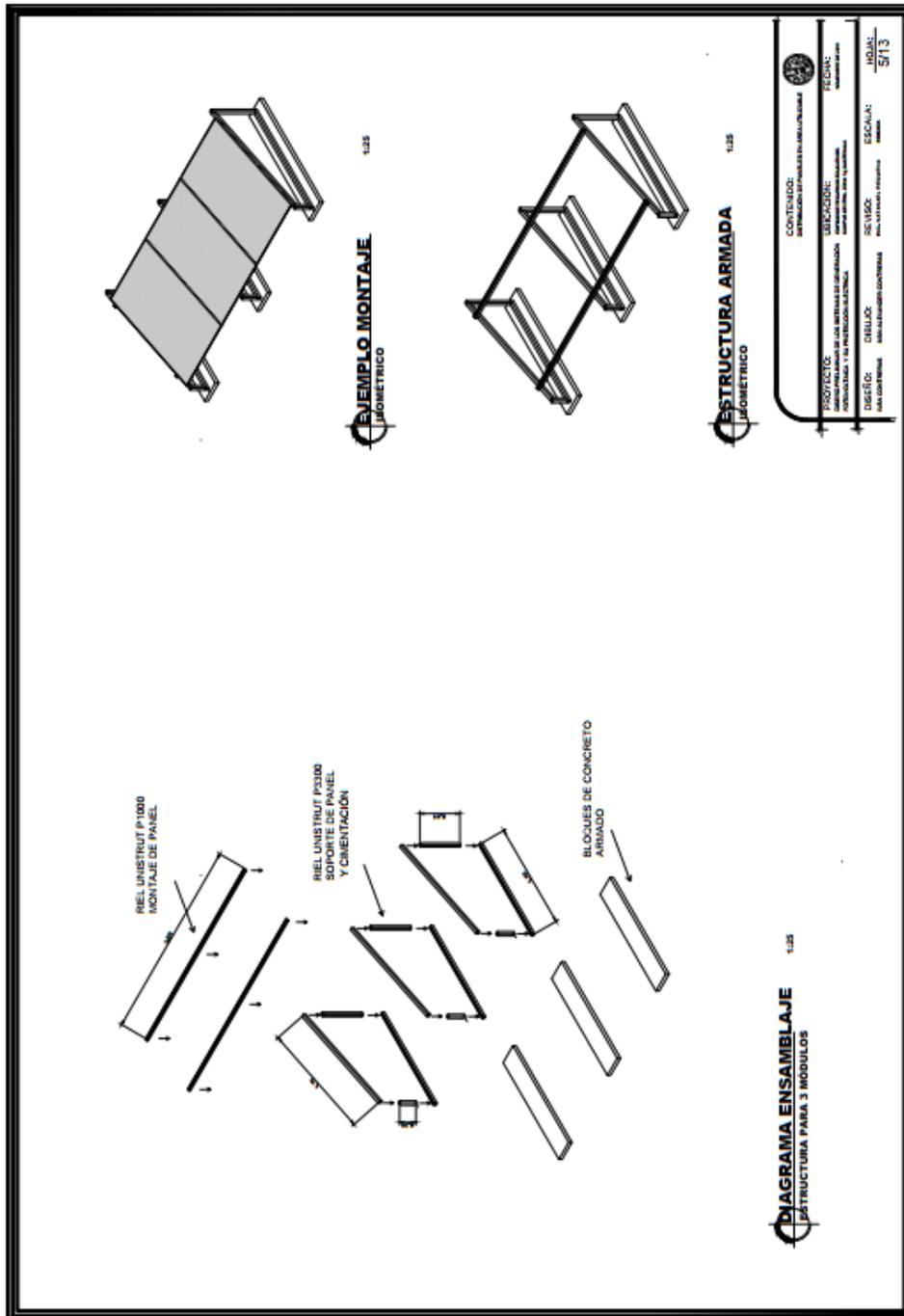


Apéndice 5. **Plano No. 4 - Ubicación y distribución de etapas**



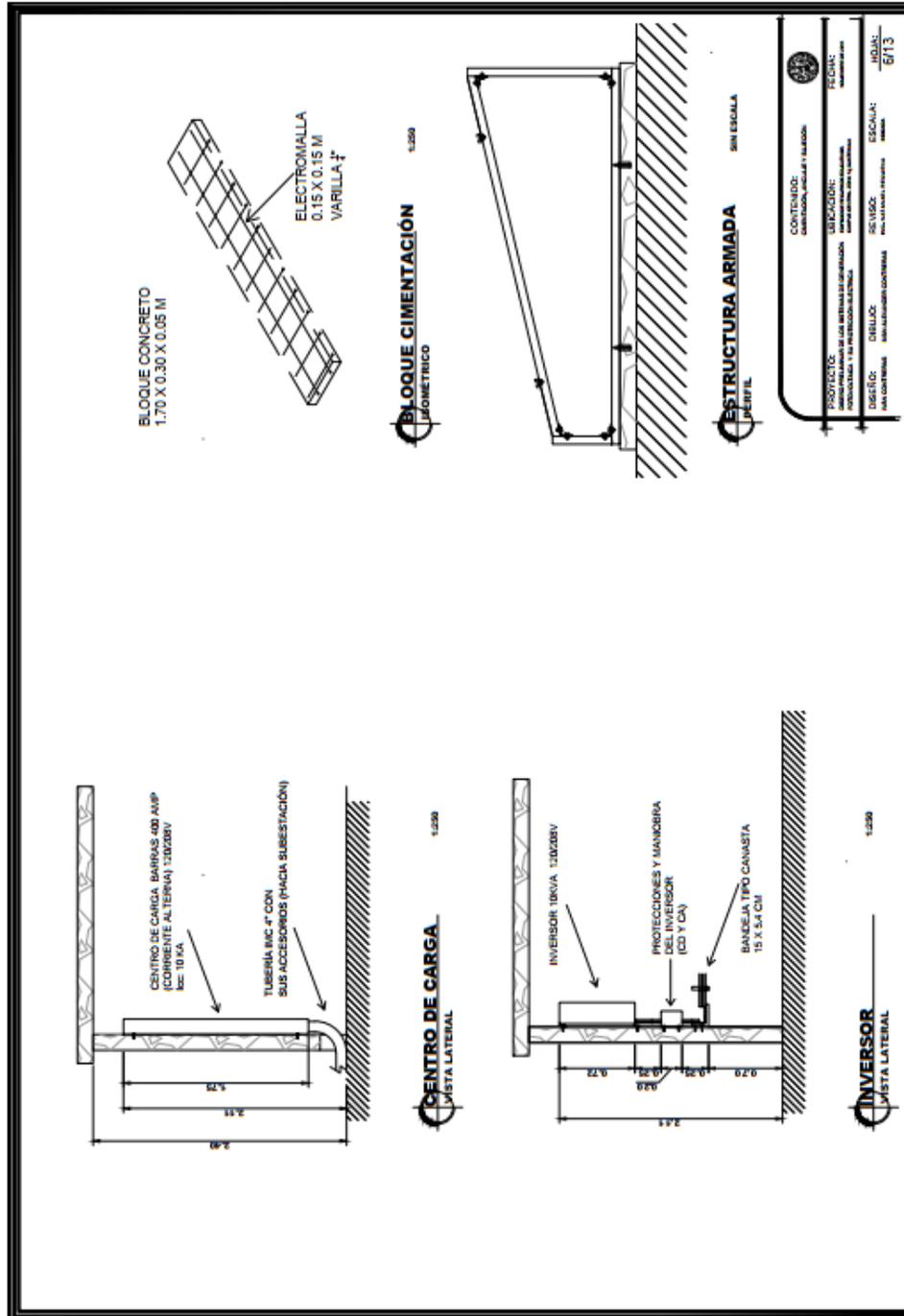
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Apéndice 6. Plano No. 5 - Estructuras



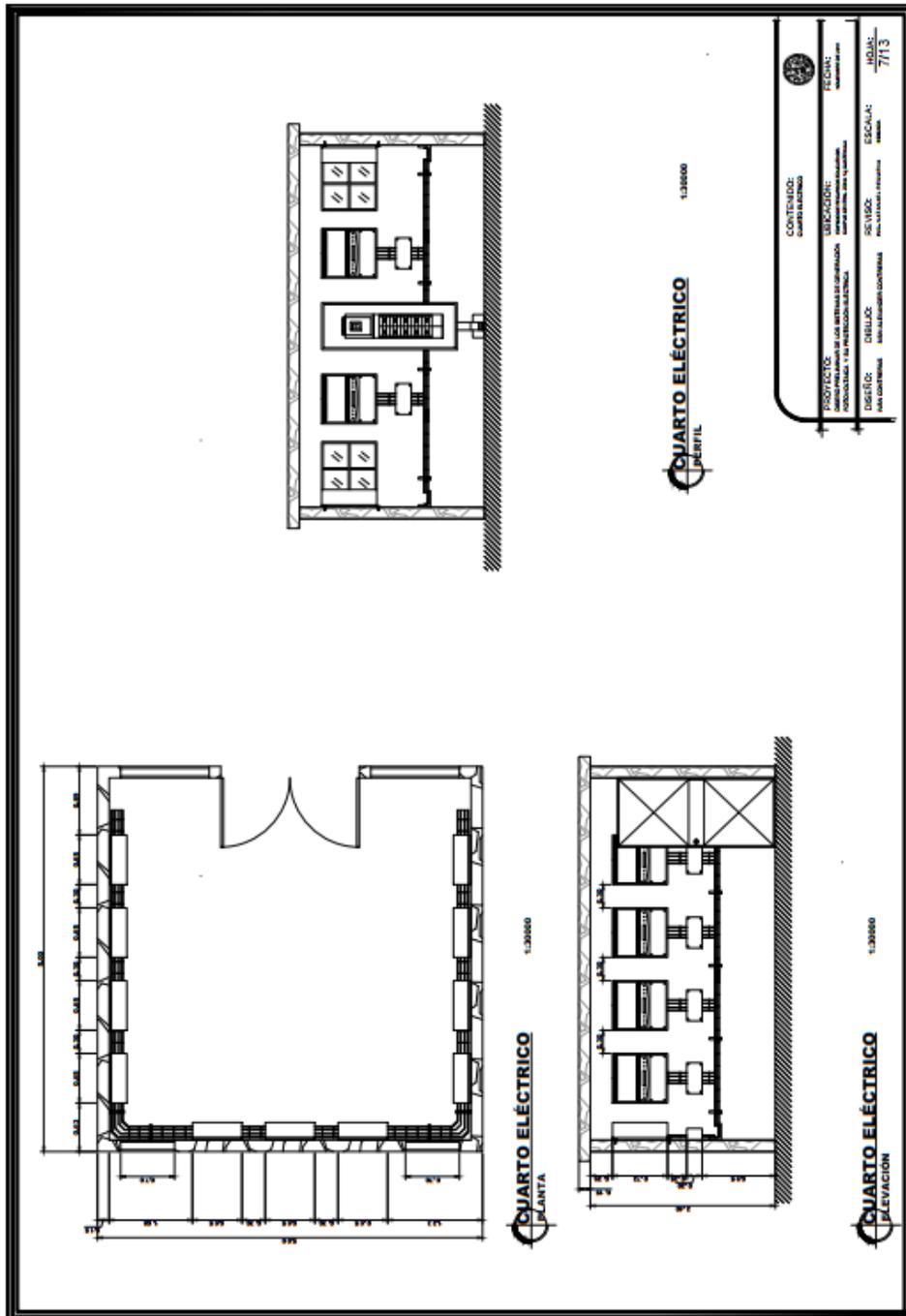
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Apéndice 7. **Plano No. 6 – Anclajes y cimentación**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

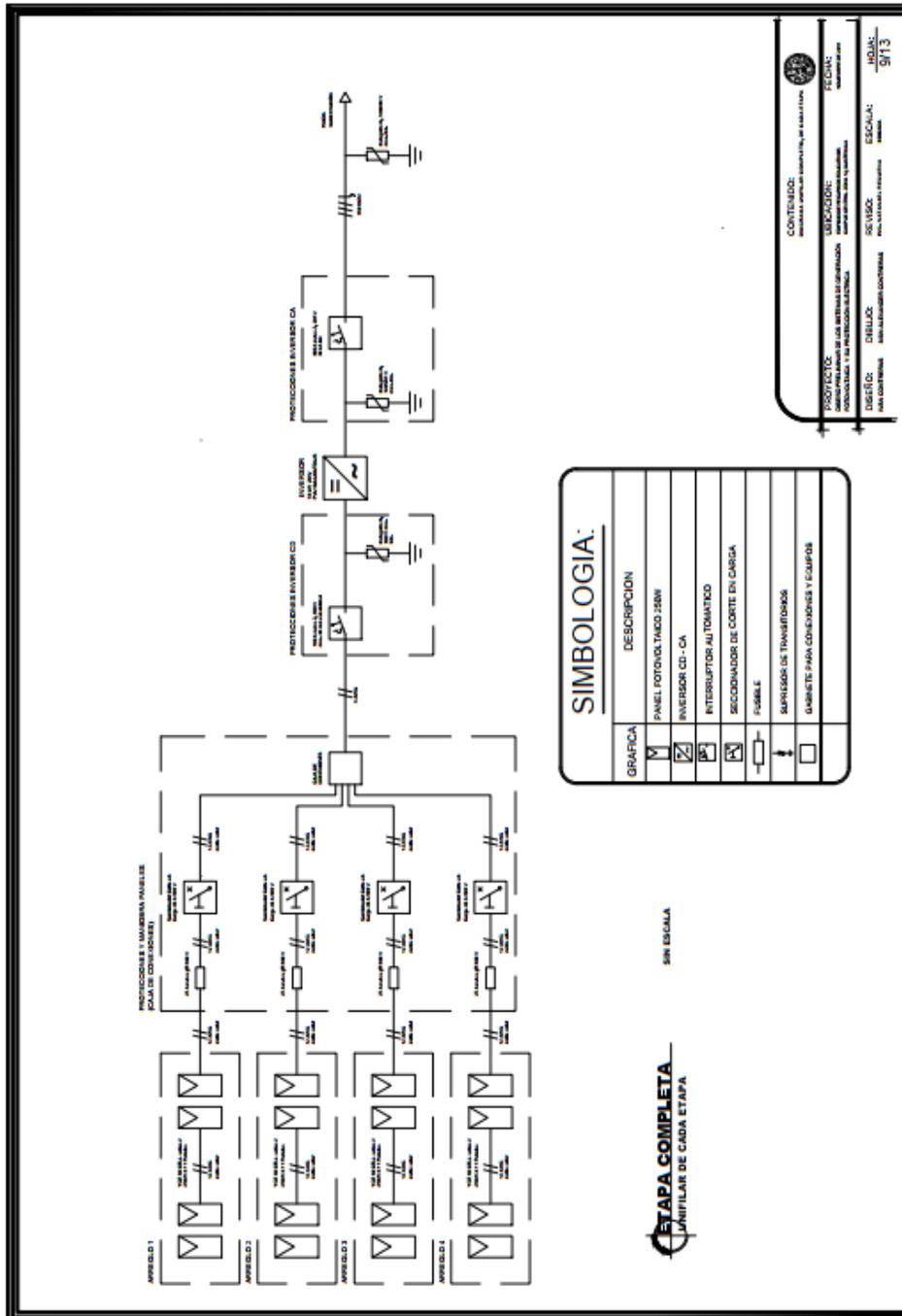
Apéndice 8. **Plano No. 7 – Cuarto eléctrico**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

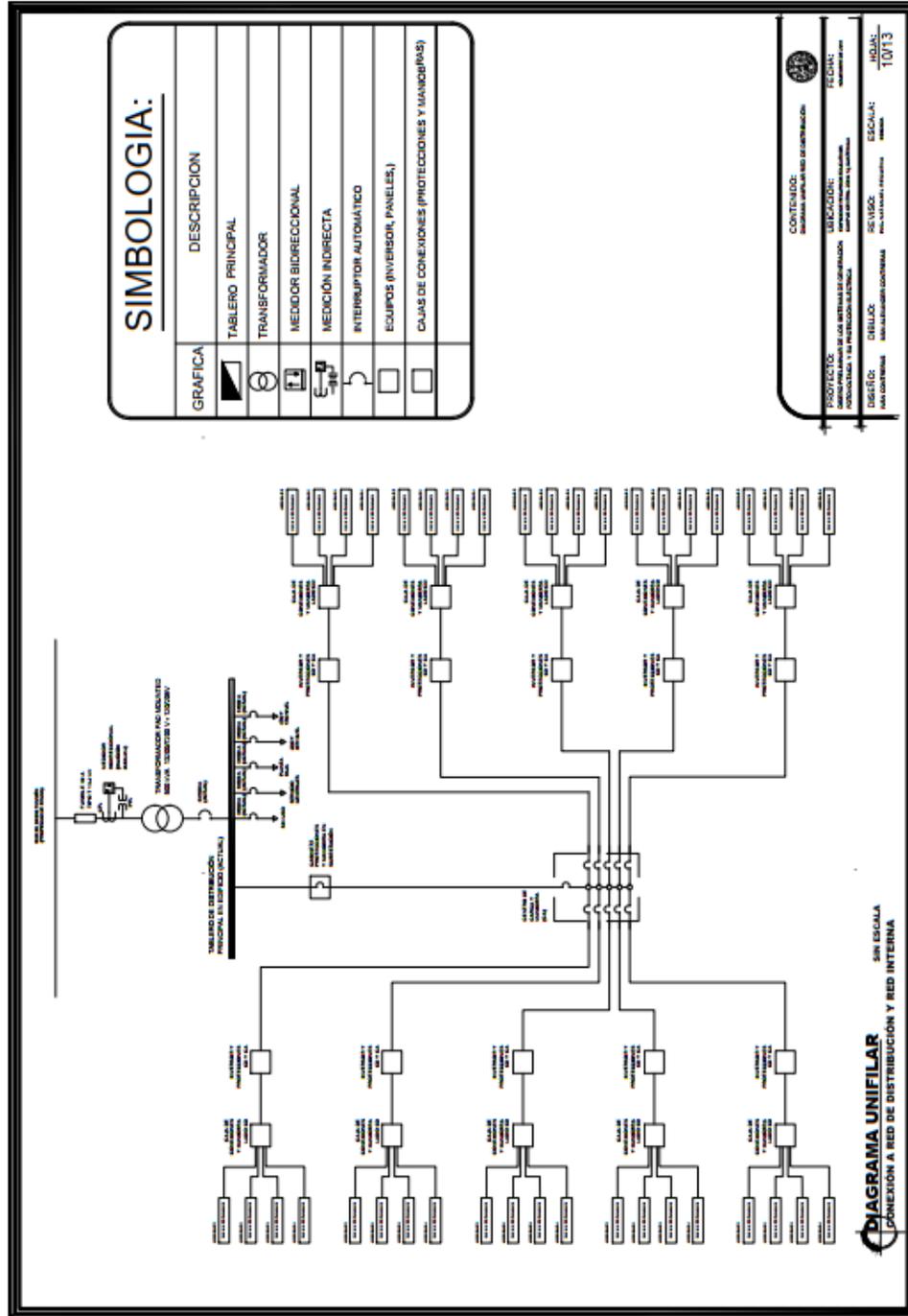


Apéndice 10. Plano No. 9 – Unifilar de etapa



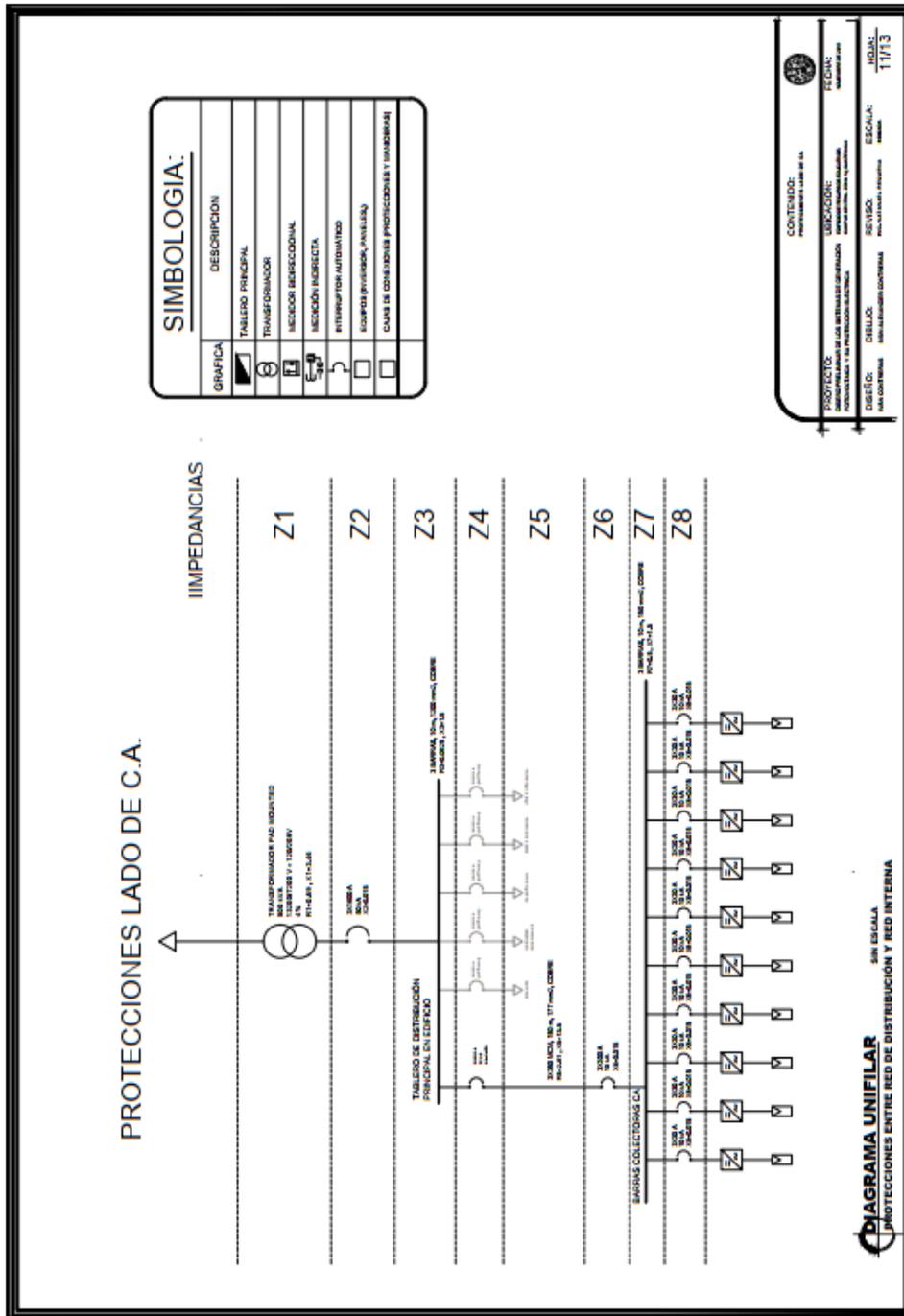
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Apéndice 11. **Plano No. 10 – Unifilar generador solar**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

# Apéndice 12. Plano No. 11 – Protecciones Corriente Alterna



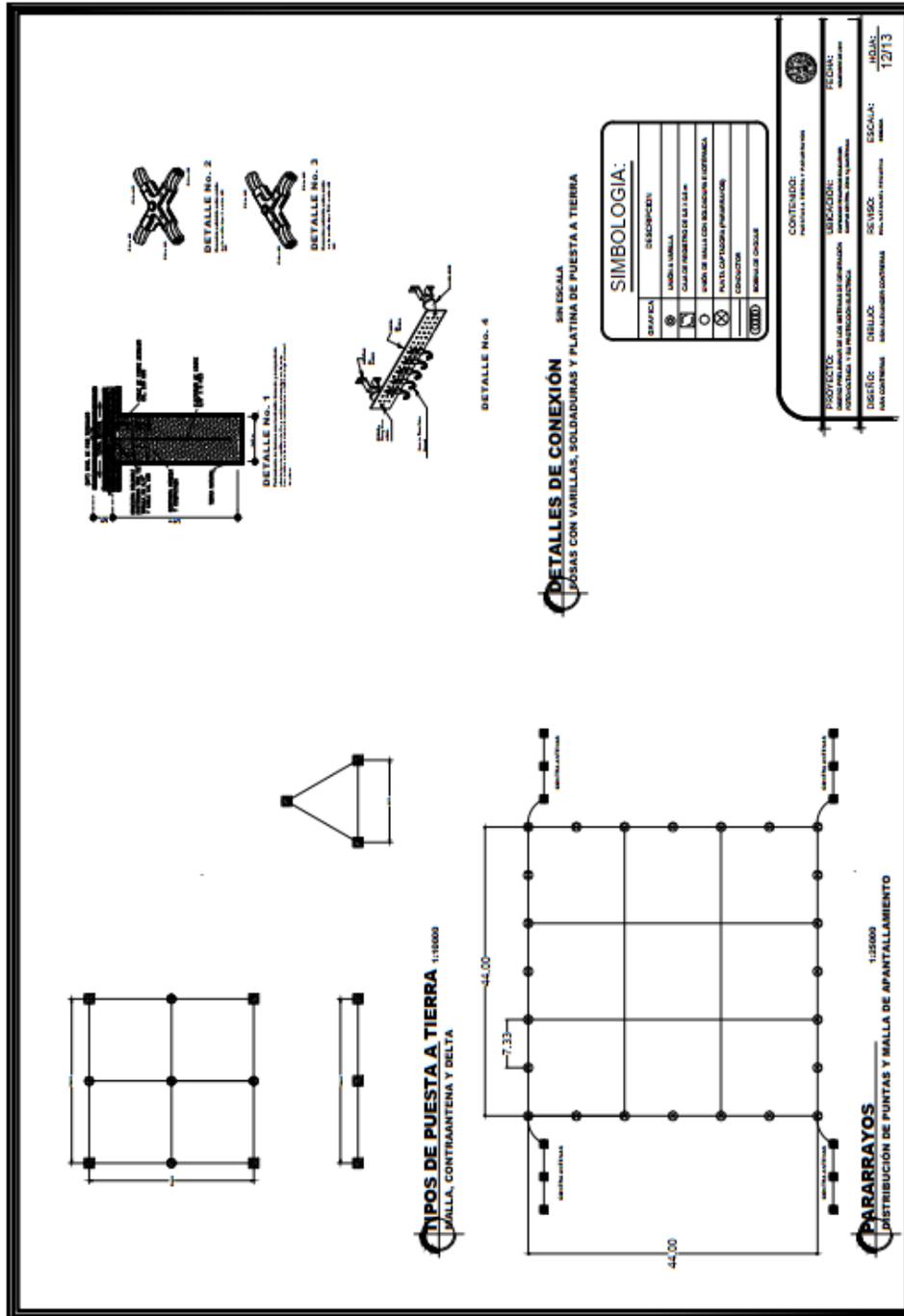
**SIMBOLOGIA:**

GRAFICA	DESCRIPCION
	TABLERO PRINCIPAL
	TRANSFORMADOR
	MEDICOR ENERGICOVAL
	INTERRUPCIÓN MANOSETA
	INTERRUPTOR AUTOMANIZO
	INTERRUPCIÓN EMERGENCIA
	CUADRO DE CONEXIONES PROTECCIONES Y UNIDIVERNAI

CONTENIDO:	PROYECTO:	FECHA:
PROTECCIONES LADO DE C.A.	PROYECTO DE PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA EN UN EDIFICIO	2023/05/15
UBICACION:	DISEÑO:	ESCALA:
PROYECTO DE PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA EN UN EDIFICIO	PROYECTO DE PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA EN UN EDIFICIO	1:100
SERVICIO:	DESBOLSO:	HOJA:
PROYECTO DE PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA EN UN EDIFICIO	PROYECTO DE PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA EN UN EDIFICIO	11/73

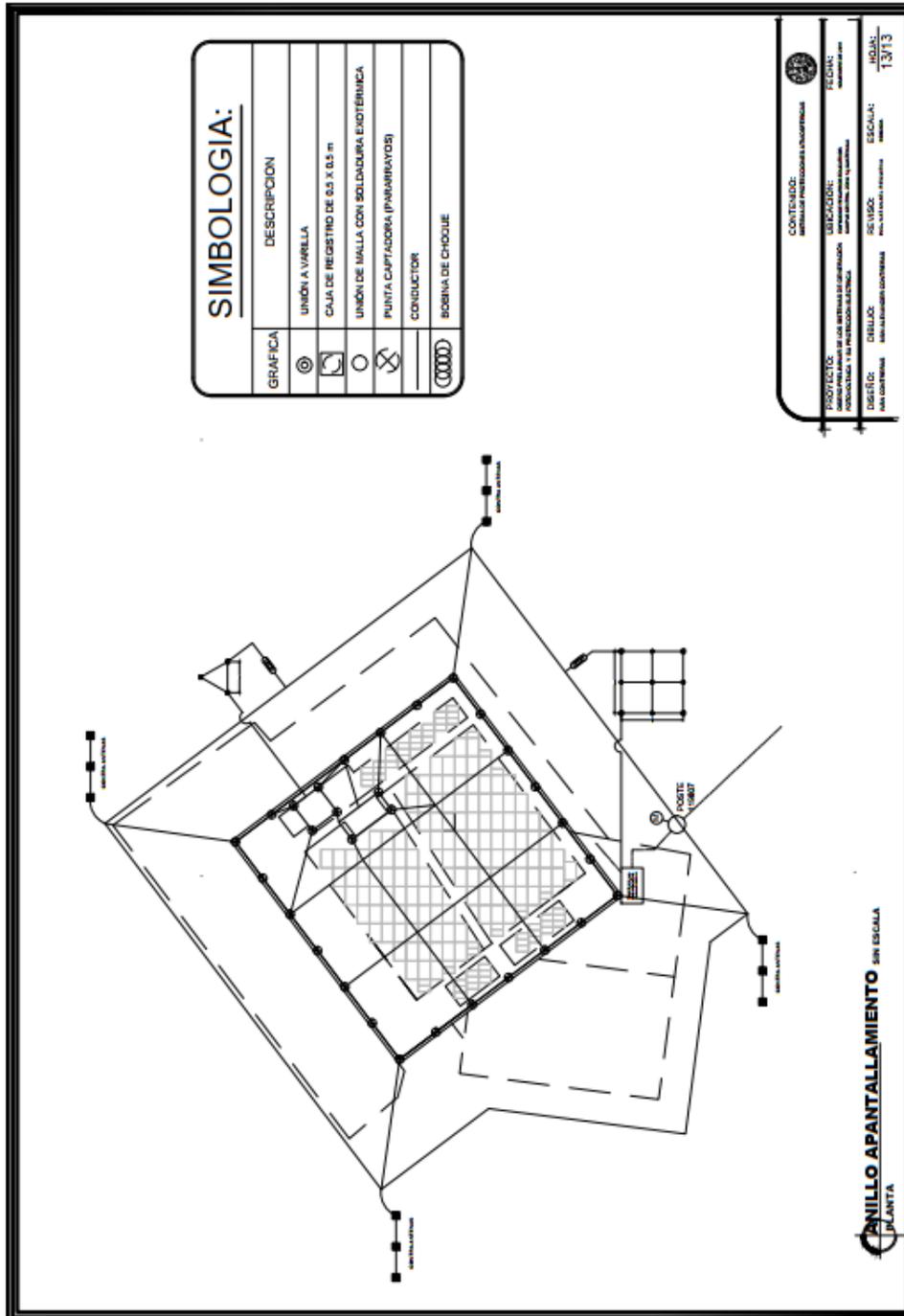
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Apéndice 13. Plano No. 12 – Puestas a tierra y pararrayos



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Apéndice 14. **Plano No. 13 – Anillo de apantallamiento**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

**Apéndice 15. Listado de normas complementarias para instalaciones eléctricas**

<b>Normativa</b>	<b>Nombre de la normativa</b>	<b>Resumen recomendación</b>
IEEE 1100-2005	Prácticas recomendadas para la alimentación y sistemas de tierras de equipos electrónicos.	Debe interconectarse los subsistemas de protección contra fallas y seguridad personal, operación de circuitos de telecomunicaciones y la protección contra rayos y sobretensiones. No se establece un valor específico de impedancia, pero se propone realizar múltiples bajadas y un anillo de tierra en la base del edificio.
IEC 62305-1 a 4 versión 2006	Protección de estructuras contra rayos.	Es preferible una puesta a tierra común que ejerza una unión equipotencial para las diferentes aplicaciones, incluyendo la protección contra rayos, red de distribución y telecomunicaciones. No indica un valor específico de resistencia.
IEC 62561-1 y 2 versión 2007	Protección contra rayos:	Requerimientos para la conexión de los componentes y requerimientos para los conductores y electrodos de tierra.
IEEE Std. 142-2007 Green Book	Tierras de los sistemas de energía industrial y comercial.	Los valores de resistencia a tierra menores de 1 ohm, se realiza utilizando una cantidad considerable de electrodos individuales interconectados entre sí. Estos valores serán entre 1 y 5 ohm para subestaciones y plantas industriales.
IEEE Std. 141-1993 Red Book	Prácticas recomendadas para la distribución de energía eléctrica para plantas industriales.	Debe tender a cero la resistencia a tierra. Recomienda obtener resistencias menores a 1 ohm para subestaciones y generadores, menores a 5 ohm cuando es subestación pequeña o una planta industrial.
IEEE 1100-2005	Prácticas recomendadas para la alimentación y sistemas de tierras de equipos electrónicos.	Debe interconectarse los subsistemas de protección contra fallas y seguridad personal, operación de circuitos de telecomunicaciones y la protección contra rayos y sobretensiones. No se establece un valor específico de impedancia, pero se propone realizar múltiples bajadas y un anillo de tierra en la base del edificio.

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.



# ANEXOS

## Anexo 1. Datos eléctricos/mecánicos de panel YGE60CELL Serie2

### YGE 60 CELL SERIES 2

#### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

**Parámetros eléctricos en condiciones de prueba estándar (STC)**

Tipos de módulo	YGE60-270 (60x330)						
Potencia de salida	$P_{max}$	W	270	270	260	270	260
Tolerancia de potencia de salida	$P_{max}$	W	0/1 ± 5				
Eficiencia del módulo	$\eta_c$	%	16.5	16.3	16.0	15.7	15.4
Tensión en $P_{max}$	$V_{mp}$	V	30.1	30.1	30.0	30.0	29.8
Intensidad en $P_{max}$	$I_{mp}$	A	8.90	8.90	8.69	8.69	8.39
Tensión en circuito abierto	$V_{oc}$	V	37.9	37.8	37.7	37.7	37.6
Intensidad en cortocircuito	$I_{sc}$	A	9.21	9.05	9.00	9.00	8.87

STC: 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia, 25°C de temperatura de célula, según IEC 61215 y IEC 61701-1. Referencia a nivel de irradiación estándar de 1000 W/m<sup>2</sup> según IEC 60904-1.

**Parámetros eléctricos a temperatura operativa estándar de la célula (NOCT)**

Tipos de módulo	$P_{mp}$	W	262	262	257	262	257
Tensión en $P_{mp}$	$V_{mp}$	V	29.0	29.0	28.8	28.8	28.7
Intensidad en $P_{mp}$	$I_{mp}$	A	9.04	8.96	8.87	8.79	8.71
Tensión en circuito abierto	$V_{oc}$	V	36.0	35.9	35.8	35.8	35.7
Intensidad en cortocircuito	$I_{sc}$	A	9.49	9.47	9.26	9.26	9.13

NOCT: temperatura operativa estándar del módulo en circuito abierto a 800 W/m<sup>2</sup> de irradiancia, 20°C de temperatura ambiente y brisa de velocidad del viento.

#### CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura operativa nominal de la célula	NOCT	<C	46.1/ 3
Temperatura coeficiente de $P_{max}$	$\gamma$	W/°C	-0.47
Temperatura coeficiente de $V_{oc}$	$\beta_{oc}$	W/°C	0.37
Temperatura coeficiente de $I_{sc}$	$\beta_{sc}$	W/°C	0.05
Temperatura coeficiente de $V_{mp}$	$\beta_{mp}$	W/°C	-0.47

#### CONDICIONES OPERATIVAS

Tensión máxima del sistema	1000V <sub>ac</sub>
Valor máximo del módulo en serie	10A
Limitación de corriente inversa	10A
Rango de temperatura de funcionamiento	-40°C to 85°C
Máxima carga estática (techo/ en tierra)	5400Pa
Máxima carga estática posterior (ej. viento)	3400Pa
Máx. Impacto por granizo (velocidad)	23mm/ 23m/s

#### MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN

Cubierta frontal (material/ espesor)	Vidrio templado de baja conductividad térmica/ 3,2mm
Célula solar (cantidad/ tipo/ dimensiones/ número de líneas)	60/ células multicristalinas/ 60x330x2mm/ 2x1
Marco posterior/ color/ color de anodizado/ sellado de bordes	Aluminio anodizado/ gris/ negro/ sellado
Caja de conexiones (grado de protección)	IP65
Cable (material/ sección transversal)	1000mm <sup>2</sup> / 4mm <sup>2</sup>
Conector (tipo/ grado de protección)	MC4/ IP67 or T100 / IP67 o Amphenol DE / IP68

- Debido a la continua innovación, mejorando y mejorando el producto, la información de las especificaciones técnicas en esta hoja de características puede cambiar sin previo aviso. Las especificaciones pueden variar ligeramente con el tiempo.
- Los datos en esta hoja de características se refieren al módulo y no al panel, por lo que puede haber discrepancias entre diferentes tipos de módulos.

#### CUALIFICACIONES Y CERTIFICADOS

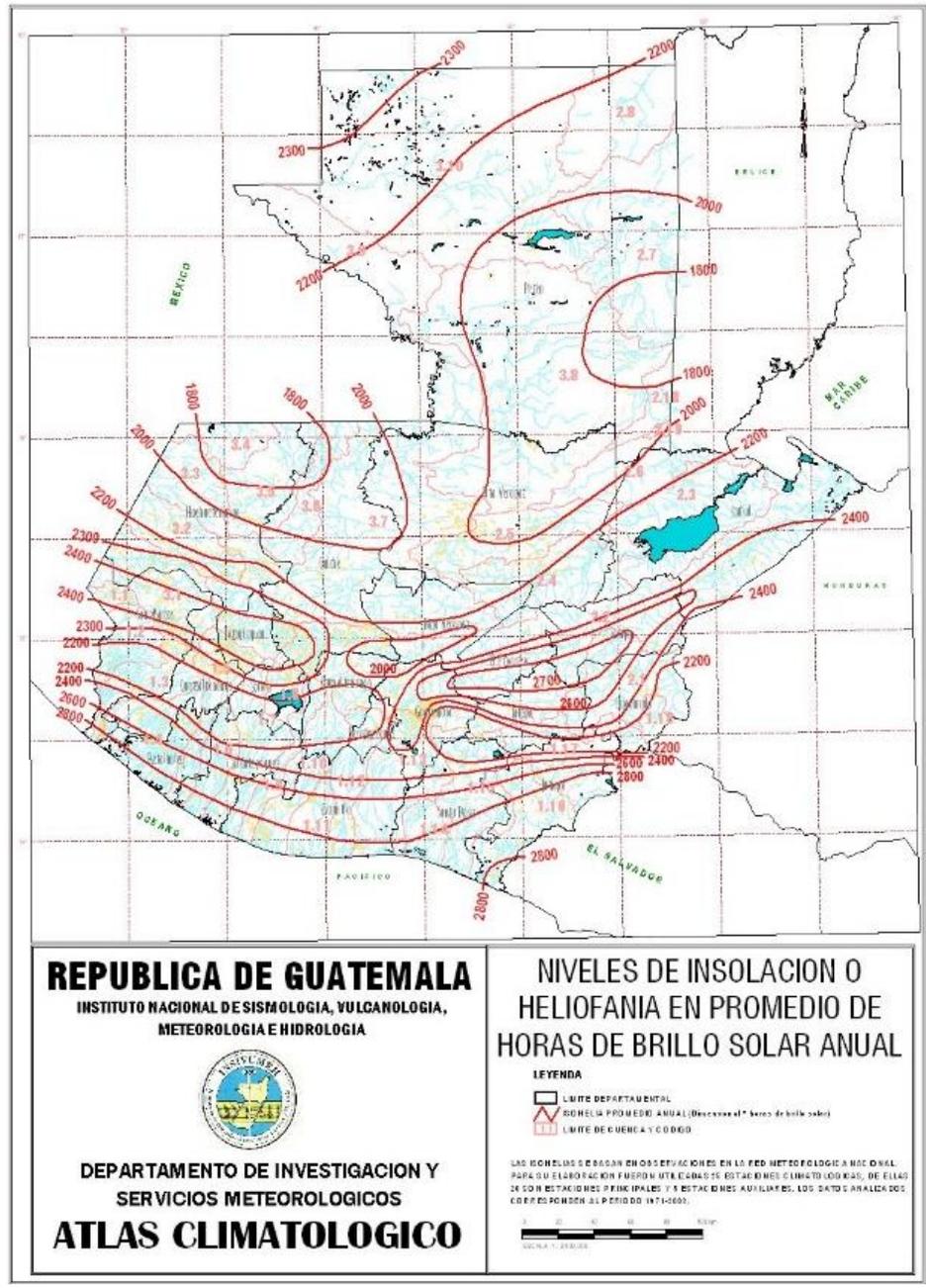
ISO 91215, ISO 91730, IEC 61709, IEC 61215, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, ISO 14064-1:2006, PV CYCLE, IEC 61701-1, IEC 60904-1, IEC 61215, IEC 61709, IEC 61730, IEC 61731, IEC 61732, IEC 61733, IEC 61734, IEC 61735, IEC 61736, IEC 61737, IEC 61738, IEC 61739, IEC 61740, IEC 61741, IEC 61742, IEC 61743, IEC 61744, IEC 61745, IEC 61746, IEC 61747, IEC 61748, IEC 61749, IEC 61750, IEC 61751, IEC 61752, IEC 61753, IEC 61754, IEC 61755, IEC 61756, IEC 61757, IEC 61758, IEC 61759, IEC 61760, IEC 61761, IEC 61762, IEC 61763, IEC 61764, IEC 61765, IEC 61766, IEC 61767, IEC 61768, IEC 61769, IEC 61770, IEC 61771, IEC 61772, IEC 61773, IEC 61774, IEC 61775, IEC 61776, IEC 61777, IEC 61778, IEC 61779, IEC 61780, IEC 61781, IEC 61782, IEC 61783, IEC 61784, IEC 61785, IEC 61786, IEC 61787, IEC 61788, IEC 61789, IEC 61790, IEC 61791, IEC 61792, IEC 61793, IEC 61794, IEC 61795, IEC 61796, IEC 61797, IEC 61798, IEC 61799, IEC 61800, IEC 61801, IEC 61802, IEC 61803, IEC 61804, IEC 61805, IEC 61806, IEC 61807, IEC 61808, IEC 61809, IEC 61810, IEC 61811, IEC 61812, IEC 61813, IEC 61814, IEC 61815, IEC 61816, IEC 61817, IEC 61818, IEC 61819, IEC 61820, IEC 61821, IEC 61822, IEC 61823, IEC 61824, IEC 61825, IEC 61826, IEC 61827, IEC 61828, IEC 61829, IEC 61830, IEC 61831, IEC 61832, IEC 61833, IEC 61834, IEC 61835, IEC 61836, IEC 61837, IEC 61838, IEC 61839, IEC 61840, IEC 61841, IEC 61842, IEC 61843, IEC 61844, IEC 61845, IEC 61846, IEC 61847, IEC 61848, IEC 61849, IEC 61850, IEC 61851, IEC 61852, IEC 61853, IEC 61854, IEC 61855, IEC 61856, IEC 61857, IEC 61858, IEC 61859, IEC 61860, IEC 61861, IEC 61862, IEC 61863, IEC 61864, IEC 61865, IEC 61866, IEC 61867, IEC 61868, IEC 61869, IEC 61870, IEC 61871, IEC 61872, IEC 61873, IEC 61874, IEC 61875, IEC 61876, IEC 61877, IEC 61878, IEC 61879, IEC 61880, IEC 61881, IEC 61882, IEC 61883, IEC 61884, IEC 61885, IEC 61886, IEC 61887, IEC 61888, IEC 61889, IEC 61890, IEC 61891, IEC 61892, IEC 61893, IEC 61894, IEC 61895, IEC 61896, IEC 61897, IEC 61898, IEC 61899, IEC 61900, IEC 61901, IEC 61902, IEC 61903, IEC 61904, IEC 61905, IEC 61906, IEC 61907, IEC 61908, IEC 61909, IEC 61910, IEC 61911, IEC 61912, IEC 61913, IEC 61914, IEC 61915, IEC 61916, IEC 61917, IEC 61918, IEC 61919, IEC 61920, IEC 61921, IEC 61922, IEC 61923, IEC 61924, IEC 61925, IEC 61926, IEC 61927, IEC 61928, IEC 61929, IEC 61930, IEC 61931, IEC 61932, IEC 61933, IEC 61934, IEC 61935, IEC 61936, IEC 61937, IEC 61938, IEC 61939, IEC 61940, IEC 61941, IEC 61942, IEC 61943, IEC 61944, IEC 61945, IEC 61946, IEC 61947, IEC 61948, IEC 61949, IEC 61950, IEC 61951, IEC 61952, IEC 61953, IEC 61954, IEC 61955, IEC 61956, IEC 61957, IEC 61958, IEC 61959, IEC 61960, IEC 61961, IEC 61962, IEC 61963, IEC 61964, IEC 61965, IEC 61966, IEC 61967, IEC 61968, IEC 61969, IEC 61970, IEC 61971, IEC 61972, IEC 61973, IEC 61974, IEC 61975, IEC 61976, IEC 61977, IEC 61978, IEC 61979, IEC 61980, IEC 61981, IEC 61982, IEC 61983, IEC 61984, IEC 61985, IEC 61986, IEC 61987, IEC 61988, IEC 61989, IEC 61990, IEC 61991, IEC 61992, IEC 61993, IEC 61994, IEC 61995, IEC 61996, IEC 61997, IEC 61998, IEC 61999, IEC 62000, IEC 62001, IEC 62002, IEC 62003, IEC 62004, IEC 62005, IEC 62006, IEC 62007, IEC 62008, IEC 62009, IEC 62010, IEC 62011, IEC 62012, IEC 62013, IEC 62014, IEC 62015, IEC 62016, IEC 62017, IEC 62018, IEC 62019, IEC 62020, IEC 62021, IEC 62022, IEC 62023, IEC 62024, IEC 62025, IEC 62026, IEC 62027, IEC 62028, IEC 62029, IEC 62030, IEC 62031, IEC 62032, IEC 62033, IEC 62034, IEC 62035, IEC 62036, IEC 62037, IEC 62038, IEC 62039, IEC 62040, IEC 62041, IEC 62042, IEC 62043, IEC 62044, IEC 62045, IEC 62046, IEC 62047, IEC 62048, IEC 62049, IEC 62050, IEC 62051, IEC 62052, IEC 62053, IEC 62054, IEC 62055, IEC 62056, IEC 62057, IEC 62058, IEC 62059, IEC 62060, IEC 62061, IEC 62062, IEC 62063, IEC 62064, IEC 62065, IEC 62066, IEC 62067, IEC 62068, IEC 62069, IEC 62070, IEC 62071, IEC 62072, IEC 62073, IEC 62074, IEC 62075, IEC 62076, IEC 62077, IEC 62078, IEC 62079, IEC 62080, IEC 62081, IEC 62082, IEC 62083, IEC 62084, IEC 62085, IEC 62086, IEC 62087, IEC 62088, IEC 62089, IEC 62090, IEC 62091, IEC 62092, IEC 62093, IEC 62094, IEC 62095, IEC 62096, IEC 62097, IEC 62098, IEC 62099, IEC 62100, IEC 62101, IEC 62102, IEC 62103, IEC 62104, IEC 62105, IEC 62106, IEC 62107, IEC 62108, IEC 62109, IEC 62110, IEC 62111, IEC 62112, IEC 62113, IEC 62114, IEC 62115, IEC 62116, IEC 62117, IEC 62118, IEC 62119, IEC 62120, IEC 62121, IEC 62122, IEC 62123, IEC 62124, IEC 62125, IEC 62126, IEC 62127, IEC 62128, IEC 62129, IEC 62130, IEC 62131, IEC 62132, IEC 62133, IEC 62134, IEC 62135, IEC 62136, IEC 62137, IEC 62138, IEC 62139, IEC 62140, IEC 62141, IEC 62142, IEC 62143, IEC 62144, IEC 62145, IEC 62146, IEC 62147, IEC 62148, IEC 62149, IEC 62150, IEC 62151, IEC 62152, IEC 62153, IEC 62154, IEC 62155, IEC 62156, IEC 62157, IEC 62158, IEC 62159, IEC 62160, IEC 62161, IEC 62162, IEC 62163, IEC 62164, IEC 62165, IEC 62166, IEC 62167, IEC 62168, IEC 62169, IEC 62170, IEC 62171, IEC 62172, IEC 62173, IEC 62174, IEC 62175, IEC 62176, IEC 62177, IEC 62178, IEC 62179, IEC 62180, IEC 62181, IEC 62182, IEC 62183, IEC 62184, IEC 62185, IEC 62186, IEC 62187, IEC 62188, IEC 62189, IEC 62190, IEC 62191, IEC 62192, IEC 62193, IEC 62194, IEC 62195, IEC 62196, IEC 62197, IEC 62198, IEC 62199, IEC 62200, IEC 62201, IEC 62202, IEC 62203, IEC 62204, IEC 62205, IEC 62206, IEC 62207, IEC 62208, IEC 62209, IEC 62210, IEC 62211, IEC 62212, IEC 62213, IEC 62214, IEC 62215, IEC 62216, IEC 62217, IEC 62218, IEC 62219, IEC 62220, IEC 62221, IEC 62222, IEC 62223, IEC 62224, IEC 62225, IEC 62226, IEC 62227, IEC 62228, IEC 62229, IEC 62230, IEC 62231, IEC 62232, IEC 62233, IEC 62234, IEC 62235, IEC 62236, IEC 62237, IEC 62238, IEC 62239, IEC 62240, IEC 62241, IEC 62242, IEC 62243, IEC 62244, IEC 62245, IEC 62246, IEC 62247, IEC 62248, IEC 62249, IEC 62250, IEC 62251, IEC 62252, IEC 62253, IEC 62254, IEC 62255, IEC 62256, IEC 62257, IEC 62258, IEC 62259, IEC 62260, IEC 62261, IEC 62262, IEC 62263, IEC 62264, IEC 62265, IEC 62266, IEC 62267, IEC 62268, IEC 62269, IEC 62270, IEC 62271, IEC 62272, IEC 62273, IEC 62274, IEC 62275, IEC 62276, IEC 62277, IEC 62278, IEC 62279, IEC 62280, IEC 62281, IEC 62282, IEC 62283, IEC 62284, IEC 62285, IEC 62286, IEC 62287, IEC 62288, IEC 62289, IEC 62290, IEC 62291, IEC 62292, IEC 62293, IEC 62294, IEC 62295, IEC 62296, IEC 62297, IEC 62298, IEC 62299, IEC 62300, IEC 62301, IEC 62302, IEC 62303, IEC 62304, IEC 62305, IEC 62306, IEC 62307, IEC 62308, IEC 62309, IEC 62310, IEC 62311, IEC 62312, IEC 62313, IEC 62314, IEC 62315, IEC 62316, IEC 62317, IEC 62318, IEC 62319, IEC 62320, IEC 62321, IEC 62322, IEC 62323, IEC 62324, IEC 62325, IEC 62326, IEC 62327, IEC 62328, IEC 62329, IEC 62330, IEC 62331, IEC 62332, IEC 62333, IEC 62334, IEC 62335, IEC 62336, IEC 62337, IEC 62338, IEC 62339, IEC 62340, IEC 62341, IEC 62342, IEC 62343, IEC 62344, IEC 62345, IEC 62346, IEC 62347, IEC 62348, IEC 62349, IEC 62350, IEC 62351, IEC 62352, IEC 62353, IEC 62354, IEC 62355, IEC 62356, IEC 62357, IEC 62358, IEC 62359, IEC 62360, IEC 62361, IEC 62362, IEC 62363, IEC 62364, IEC 62365, IEC 62366, IEC 62367, IEC 62368, IEC 62369, IEC 62370, IEC 62371, IEC 62372, IEC 62373, IEC 62374, IEC 62375, IEC 62376, IEC 62377, IEC 62378, IEC 62379, IEC 62380, IEC 62381, IEC 62382, IEC 62383, IEC 62384, IEC 62385, IEC 62386, IEC 62387, IEC 62388, IEC 62389, IEC 62390, IEC 62391, IEC 62392, IEC 62393, IEC 62394, IEC 62395, IEC 62396, IEC 62397, IEC 62398, IEC 62399, IEC 62400, IEC 62401, IEC 62402, IEC 62403, IEC 62404, IEC 62405, IEC 62406, IEC 62407, IEC 62408, IEC 62409, IEC 62410, IEC 62411, IEC 62412, IEC 62413, IEC 62414, IEC 62415, IEC 62416, IEC 62417, IEC 62418, IEC 62419, IEC 62420, IEC 62421, IEC 62422, IEC 62423, IEC 62424, IEC 62425, IEC 62426, IEC 62427, IEC 62428, IEC 62429, IEC 62430, IEC 62431, IEC 62432, IEC 62433, IEC 62434, IEC 62435, IEC 62436, IEC 62437, IEC 62438, IEC 62439, IEC 62440, IEC 62441, IEC 62442, IEC 62443, IEC 62444, IEC 62445, IEC 62446, IEC 62447, IEC 62448, IEC 62449, IEC 62450, IEC 62451, IEC 62452, IEC 62453, IEC 62454, IEC 62455, IEC 62456, IEC 62457, IEC 62458, IEC 62459, IEC 62460, IEC 62461, IEC 62462, IEC 62463, IEC 62464, IEC 62465, IEC 62466, IEC 62467, IEC 62468, IEC 62469, IEC 62470, IEC 62471, IEC 62472, IEC 62473, IEC 62474, IEC 62475, IEC 62476, IEC 62477, IEC 62478, IEC 62479, IEC 62480, IEC 62481, IEC 62482, IEC 62483, IEC 62484, IEC 62485, IEC 62486, IEC 62487, IEC 62488, IEC 62489, IEC 62490, IEC 62491, IEC 62492, IEC 62493, IEC 62494, IEC 62495, IEC 62496, IEC 62497, IEC 62498, IEC 62499, IEC 62500, IEC 62501, IEC 62502, IEC 62503, IEC 62504, IEC 62505, IEC 62506, IEC 62507, IEC 62508, IEC 62509, IEC 62510, IEC 62511, IEC 62512, IEC 62513, IEC 62514, IEC 62515, IEC 62516, IEC 62517, IEC 62518, IEC 62519, IEC 62520, IEC 62521, IEC 62522, IEC 62523, IEC 62524, IEC 62525, IEC 62526, IEC 62527, IEC 62528, IEC 62529, IEC 62530, IEC 62531, IEC 62532, IEC 62533, IEC 62534, IEC 62535, IEC 62536, IEC 62537, IEC 62538, IEC 62539, IEC 62540, IEC 62541, IEC 62542, IEC 62543, IEC 62544, IEC 62545, IEC 62546, IEC 62547, IEC 62548, IEC 62549, IEC 62550, IEC 62551, IEC 62552, IEC 62553, IEC 62554, IEC 62555, IEC 62556, IEC 62557, IEC 62558, IEC 62559, IEC 62560, IEC 62561, IEC 62562, IEC 62563, IEC 62564, IEC 62565, IEC 62566, IEC 62567, IEC 62568, IEC 62569, IEC 62570, IEC 62571, IEC 62572, IEC 62573, IEC 62574, IEC 62575, IEC 62576, IEC 62577, IEC 62578, IEC 62579, IEC 62580, IEC 62581, IEC 62582, IEC 62583, IEC 62584, IEC 62585, IEC 62586, IEC 62587, IEC 62588, IEC 62589, IEC 62590, IEC 62591, IEC 62592, IEC 62593, IEC 62594, IEC 62595, IEC 62596, IEC 62597, IEC 62598, IEC 62599, IEC 62600, IEC 62601, IEC 62602, IEC 62603, IEC 62604, IEC 62605, IEC 62606, IEC 62607, IEC 62608, IEC 62609, IEC 62610, IEC 62611, IEC 62612, IEC 62613, IEC 62614, IEC 62615, IEC 62616, IEC 62617, IEC 62618, IEC 62619, IEC 62620, IEC 62621, IEC 62622, IEC 62623, IEC 62624, IEC 62625, IEC 62626, IEC 62627, IEC 62628, IEC 62629, IEC 62630, IEC 62631, IEC 62632, IEC 62633, IEC 62634, IEC 62635, IEC 62636, IEC 62637, IEC 62638, IEC 62639, IEC 62640, IEC 62641, IEC 62642, IEC 62643, IEC 62644, IEC 62645, IEC 62646, IEC 62647, IEC 62648, IEC 62649, IEC 62650, IEC 62651, IEC 62652, IEC 62653, IEC 62654, IEC 62655, IEC 62656, IEC 62657, IEC 62658, IEC 62659, IEC 62660, IEC 62661, IEC 62662, IEC 62663, IEC 62664, IEC 62665, IEC 62666, IEC 62667, IEC 62668, IEC 62669, IEC 62670, IEC 62671, IEC 62672, IEC 62673, IEC 62674, IEC 62675, IEC 62676, IEC 62677, IEC 62678, IEC 62679, IEC 62680, IEC 62681, IEC 62682, IEC 62683, IEC 62684, IEC 62685, IEC 62686, IEC 62687, IEC 62688, IEC 62689, IEC 62690, IEC 62691, IEC 62692, IEC 62693, IEC 62694, IEC 62695, IEC 62696, IEC 62697, IEC 62698, IEC 62699, IEC 62700, IEC 62701, IEC 62702, IEC 62703, IEC 62704, IEC 62705, IEC 62706, IEC 62707, IEC 62708, IEC 62709, IEC 62710, IEC 62711, IEC 62712, IEC 62713, IEC 62714, IEC 62715, IEC 62716, IEC 62717, IEC 62718, IEC 62719, IEC 62720, IEC 62721, IEC 62722, IEC 62723, IEC 62724, IEC 62725, IEC 62726, IEC 62727, IEC 62728, IEC 62729, IEC 62730, IEC 62731, IEC 62732, IEC 62733, IEC 62734, IEC 62735, IEC 62736, IEC 62737, IEC 62738, IEC 62739, IEC 62740, IEC 62741, IEC 62742, IEC 62743, IEC 62744, IEC 62745, IEC 62746, IEC 62747, IEC 62748, IEC 62749, IEC 62750, IEC 62751, IEC 62752, IEC 62753, IEC 62754, IEC 62755, IEC 62756, IEC 62757, IEC 62758, IEC 62759, IEC 62760, IEC 62761, IEC 62762, IEC 62763, IEC 62764, IEC 62765, IEC 62766, IEC 62767, IEC 62768, IEC 62769, IEC 62770, IEC 62771, IEC 62772, IEC 62773, IEC 62774, IEC 62775, IEC 62776, IEC 62777, IEC 62778, IEC 62779, IEC 62780, IEC 62781, IEC 62782, IEC 62783, IEC 62784, IEC 62785, IEC 62786, IEC 62787, IEC 62788, IEC 62789, IEC 62790, IEC 62791, IEC 62792, IEC 62793, IEC 62794, IEC 62795, IEC 62796, IEC 62797, IEC 62798, IEC 62799, IEC 62800, IEC 62801, IEC 62802, IEC 62803, IEC 62804, IEC 62805, IEC 62806, IEC 62807, IEC 62808, IEC 62809, IEC 62810, IEC 62811, IEC 62812, IEC

## Anexo 2. Datos eléctricos de inversor PVI-10.0-I-OUTD-US-208

PARAMETER	PVI-10.0-I-OUTD-US-208	PVI-10.0-I-OUTD-US-480	PVI-10.0-I-OUTD-CAN-600
<b>Input Side</b>			
Start-up Input Voltage ( $V_{in\_start}$ )	adj. 120...350V	adj. 120...350V	adj. 120...350V
Operating Input Range ( $V_{in\_oper}$ )	0.7xV <sub>nom</sub> ...520V	0.7xV <sub>nom</sub> ...520V	0.7xV <sub>nom</sub> ...520V
MPP Input range ( $V_{in\_mpp}$ ) at full power	226.470V	226.470V	226.470V
Input Voltage Range for Full Power Operation with Parallel Configuration of MPP	226.470V	226.470V	226.470V
Input Voltage Range for Full Power Operation with Independent Configuration of MPP	270...470V (≥500W) / 170...470V (≥1000W)	270...470V (≥500W) / 170...470V (≥1000W)	270...470V (≥500W) / 170...470V (≥1000W)
Absolute Maximum Input Voltage $V_{in\_max}$	520V	520V	520V
Number of Independent MPP	2 (3 on -S2 version)	2 (3 on -S2 version)	2 (3 on -S2 version)
Maximum Input Current ( $I_{in}$ )	24.0A	24.0A	24.0A
Number of DC Inputs Pairs	2 for each MPP	2 for each MPP	2 for each MPP
<b>Input Protection</b>			
Reverse Polarity protection	Yes	Yes	Yes
Input Short Circuit Current	25.0A	25.0A	25.0A
Input Side Varistors	4 (2 for each MPP)	4 (2 for each MPP)	4 (2 for each MPP)
Photovoltaic Array Isolation Control	GD	GD	GD
DC Switch	600V / 32 A	600V / 32 A	600V / 32 A
<b>Output Side</b>			
AC Grid Connection ( $V_{out}$ )	Three Phases	Three Phases	Three Phases
Rated Power ( $P_{out}$ )	10,000W	10,000W	10,000W
Power at 45°C/113°F	9,600W	10,000W	10,000W
Power at 60°C/140°F	7,250W	8,360W	9,600W
Rated Grid Voltage ( $V_{out}$ )	208Vac	480Vac	600Vac
AC Voltage Range	181...278V	422...528V	544...660V
Maximum Output Current ( $I_{out}$ )	30.0A	34.0A	16.5A
Rated Frequency (f)	60Hz	60Hz	60Hz
Nominal Power Factor	> 0.99	> 0.99	> 0.99
Total Harmonic Distortion	< 2%	< 2%	< 2%
<b>Output Protection</b>			
Anti-Islanding protection	According to UL 1741	According to UL 1741	According to UL 1741
Maximum AC Overcurrent Protection	35.0A	20.0A	20.0A
AC Side Varistors	3 plus gas arrester	3 plus gas arrester	3 plus gas arrester
Night Time Disconnect	Yes	Yes	Yes
<b>Efficiency Performance</b>			
Maximum Efficiency ( $\eta_{max}$ )	96.5%	97.3%	97.3%
Weighted Efficiency (EURO/CEC)	-196.0%	-197.8%	-197.0%
Feed-in Power Threshold	30W	30W	30W
Stand-by Consumption	< 8W	< 8W	< 8W
Night-time power loss	< 0.3W	< 0.3W	< 0.3W
<b>Communication</b>			
Monitoring System (PC/Data logger)	RS485/232 (opt.), Aurora Desktop (opt.)	RS485/232 (opt.), Aurora Desktop (opt.)	RS485/232 (opt.), Aurora Desktop (opt.)
Remote Control	RS 485, Wireless (opt.)	RS 485, Wireless (opt.)	RS 485, Wireless (opt.)
User Interface	16 characters x 2 lines LCD display	16 characters x 2 lines LCD display	16 characters x 2 lines LCD display
<b>Environment</b>			
Ambient Temperature Range	-5...+60°C / 23...140°F with derating above 40°C/104°F	-5...+60°C / 23...140°F with derating above 50°C/122°F	-5...+60°C / 23...140°F with derating above 45°C/113°F
Relative Humidity	< 100% condensing	< 100% condensing	< 100% condensing
Noise Emission	< 50 db(A)	< 50 db(A)	< 50 db(A)
Operating Altitude	2000 m / 6560 ft	2000 m / 6560 ft	2000 m / 6560 ft
<b>Physical</b>			
Environmental Protection Rating	NEMA 4X Natural	NEMA 4X Natural	NEMA 4X Natural
Coating			
Dimension (H x W x D)	716mm x 646mm x 286mm / 28.2" x 25.4" x 8.2" 958mm x 646mm x 226mm / 37.7" x 25.8" x 8.9"	716mm x 646mm x 286mm / 28.2" x 25.4" x 8.2" 958mm x 646mm x 226mm / 37.7" x 25.8" x 8.9"	716mm x 646mm x 286mm / 28.2" x 25.4" x 8.2" 958mm x 646mm x 226mm / 37.7" x 25.8" x 8.9"
Weight	45.8 kg / 99.0 lb 48.5 kg / 107 lb (S Version) 51.7 / 114 lb (S2 Version)	45.8 kg / 99.0 lb 48.5 kg / 107 lb (S Version) 51.7 / 114 lb (S2 Version)	45.8 kg / 99.0 lb 48.5 kg / 107 lb (S Version) 51.7 / 114 lb (S2 Version)
Mounting System	Bracket support	Bracket support	Bracket support
Warranty	10 std up to 15/20 years opt.	10 std up to 15/20 years opt.	10 std up to 15/20 years opt.
<b>Safety</b>			
Isolation Level	HF transformer	HF transformer	HF transformer
Marking	cSAsus	cSAsus	cSAsus
Safety and EMC Standard	UL 1741, CSA - C22.2 N. 107.1-01 IEEE 1547	UL 1741, CSA - C22.2 N. 107.1-01 IEEE 1547	UL 1741, CSA - C22.2 N. 107.1-01 IEEE 1547
<b>Available Products Variants</b>			
Standard - Positive Ground	PVI-10.0-I-OUTD-US-208-PG	PVI-10.0-I-OUTD-US-480-PG	PVI-10.0-I-OUTD-CAN-600-PG
Standard - Negative Ground	PVI-10.0-I-OUTD-US-208-NG	PVI-10.0-I-OUTD-US-480-NG	PVI-10.0-I-OUTD-CAN-600-NG
With DC Switch - Positive Ground	PVI-10.0-I-OUTD-S-US-208-PG	PVI-10.0-I-OUTD-S-US-480-PG	PVI-10.0-I-OUTD-S-CAN-600-PG
With DC Switch - Negative Ground	PVI-10.0-I-OUTD-S-US-208-NG	PVI-10.0-I-OUTD-S-US-480-NG	PVI-10.0-I-OUTD-S-CAN-600-NG
With AC and DC Switches - Positive Ground	PVI-10.0-I-OUTD-S2-US-208-PG	PVI-10.0-I-OUTD-S2-US-480-PG	PVI-10.0-I-OUTD-S2-CAN-600-PG
With AC and DC Switches - Negative Ground	PVI-10.0-I-OUTD-S2-US-208-NG	PVI-10.0-I-OUTD-S2-US-480-NG	PVI-10.0-I-OUTD-S2-CAN-600-NG

Fuente: TRIO, Aurora. *Manual PVI-10.0-I-OUTD-S2-US-208-NG*. <https://tandem-solar-systems.com/buy-solarproducts/aurora-pvi-10-0-i-outd/>. Consulta: 25 de mayo de 2017.

Anexo 3. **Niveles de insolación en la República de Guatemala**

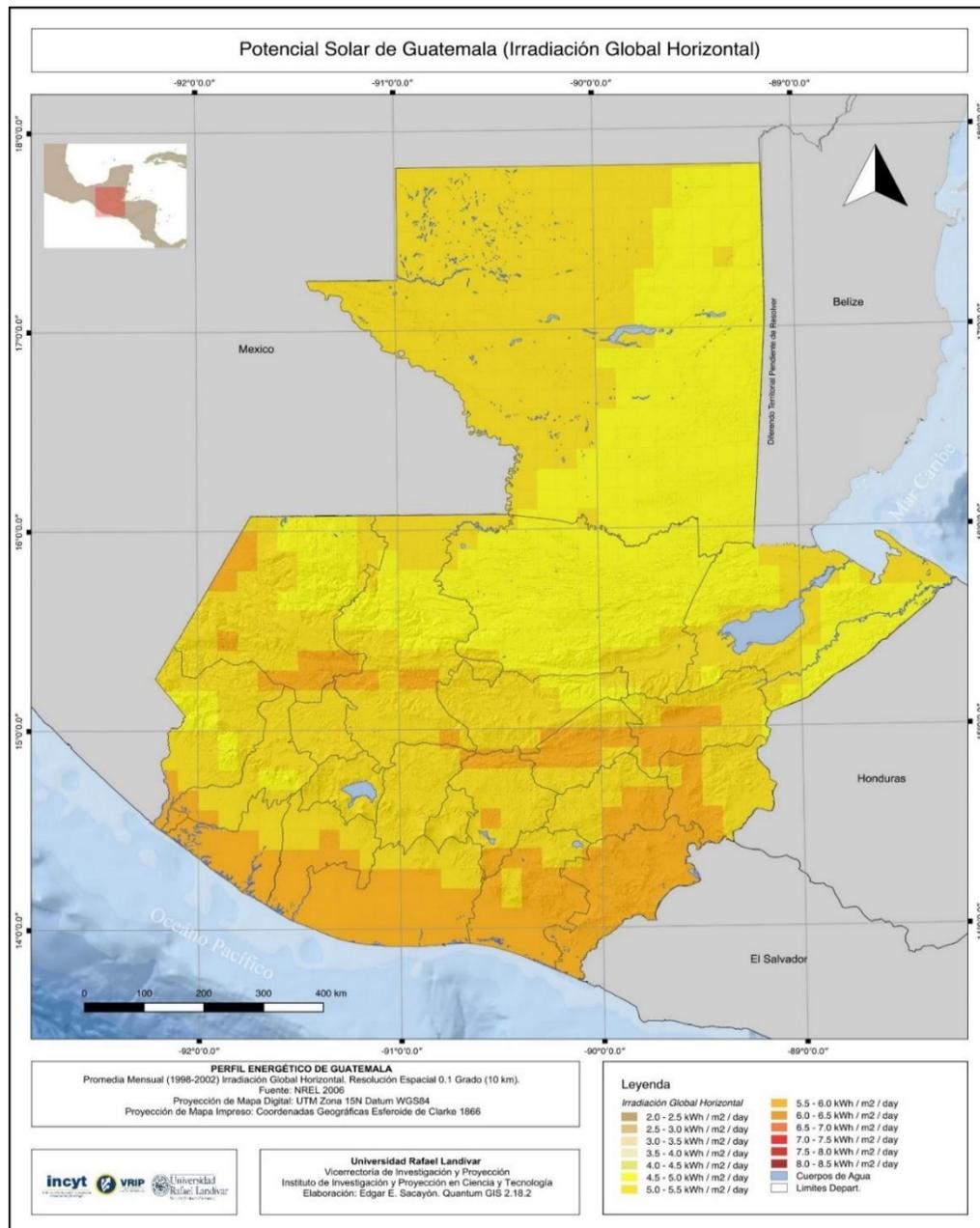


Fuente: INSIVUMEH. *Niveles de Insolación.*

[http://www.insivumeh.gob.gt/hidrologia/ATLAS\\_HIDROMETEOROLOGICO/Atlas\\_Clima.html](http://www.insivumeh.gob.gt/hidrologia/ATLAS_HIDROMETEOROLOGICO/Atlas_Clima.html).

Consultado: septiembre de 2016.

## Anexo 4. Irradiación solar en la República de Guatemala



Fuente: Instituto De Investigación Y Protección Sobre Ciencia Y Tecnología INCYT. *Potencial solar de Guatemala*. [http://incyt.org/indicadores/centro\\_de\\_visualizacion\\_de\\_datos\\_de\\_energia-2-4/#1493742049985-4d0fad6d-2eff](http://incyt.org/indicadores/centro_de_visualizacion_de_datos_de_energia-2-4/#1493742049985-4d0fad6d-2eff). Consultado: septiembre de 2018.

## Anexo 5. Ejemplo de factura mensual de EEGSA



Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.  
6a. Avenida 8-14, Zona 1 NIT: 32644-5  
Teléfono 2277-7000

### Datos del Cliente

Nombre: EDIF. DE RECURSOS EDUCATIVOS  
Dirección de Cobro: CIUDAD UNIVERSITARIA, AVENIDA PETAPA T-9 Zona 13  
Municipio: Guatemala  
Departamento: GUATEMALA  
Ruta: 807-30430-050 721  
NIT: 268117-9

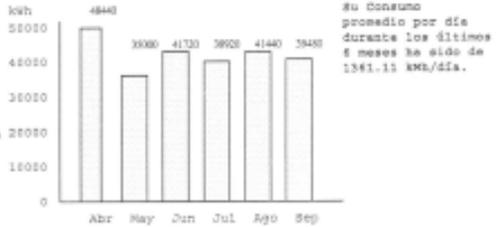
### Datos de Factura y Tarifas

Factura Electrónica CPACE-1-9E-001-140048139494  
Referencia bancos: BS-048139494  
Fecha de emisión: 11/09/14  
Contador: T-00411  
Correlativo: 658526  
Tarifa: Demanda media fuera punta  
Tarifa vigente: Agosto - Octubre 2014

Sujeto a pagos trimestrales (No retener ISR)  
Agente de retención Dto. 20-2006 (No retener IVA)

### Historial de Consumo

Dirección del Servicio: AVENIDA PETAPA T-9 CIUDAD UNIVERSITARIA Zona 12  
Municipio: Guatemala  
Departamento: Guatemala



### Datos de Lecturas

Fecha de Lectura	Lectura kWh	Lectura kVArh	Potencia Máxima del Mes kW
Actual 10/09/14	1544480	299880	137.2
Anterior 11/08/14	1406000	292040	

Factor de Potencia 0.9028  
Le hemos servido durante 30 días

Detalle de Cargos Q.			
	Precio	Consumo	Importe Q.
Cargo Fijo por Cliente (Sin IVA)	225.268476 Q/usuario-mes		225.27
Cargo por Energía (Sin IVA)	1.298380 Q/kWh	39480 kWh	81131.73
Cargo por Potencia Máxima (Sin IVA)	33.792648 Q/kW	137.2 kW	3264.36
Cargo por Potencia Contratada (Sin IVA)	29.178627 Q/kW	199.8 kW	5800.71
Total Cargo (Sin IVA)			60426.40
Total Cargo Q. (Con IVA)			67677.57
Cargos por Incumplimiento a NTSD (Con IVA)			0.00
Tasa Municipal (cobro por cuenta de terceros) (Sin IVA)	Municipalidad de Guatemala		0.00
<b>TOTAL CARGOS DEL MES Q.</b>			<b>67677.57</b>
Cargos: 0.54263.31 GENERACIÓN Y TRANSPORTE; 0.7251.17 IMPUESTOS Y TASAS; 0.6163.69 DISTRIBUCIÓN			
Saldo Anterior de El mes(es)			64718.36
(+) Mora por Saldo Anterior (Con IVA)	1.08% Mensual		0.00
Total Saldo Anterior			64718.36
(-) Indemnización por Incumplimiento a NTSD (Con IVA)			0.00
<b>TOTAL A PAGAR</b>			<b>132395.33</b>
Si cancela esta factura después del 11/10/14 tendrá un recargo por mora de Q. 2429.88 .			
#FAC#: Mipaper, S.A. NIT 8367023-1 #MDE: 481e7X8e071e712718787824M8 - 8j43R2B26CvC7Vpwp0541xv-C0grv0008p4W6Qp404Ag408E 3h00CX030M718h - 2v11J897784m2j0jy7K7808v4VhNq0d4mq ==			

Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.

----- CODIGO PARA BANCO -----

Referencia bancos  
BS-048139494  
Fecha de emisión  
11/09/14  
Correlativo  
658526

Detalle	Saldo Anterior	Cargos del Mes	Total a Pagar
Su Cuenta Sin IVA	67784.28	60426.40	118210.68
IVA (12%)	6934.11	7251.17	14185.28
Tasa Municipal	0.00	0.00	0.00
Mora	0.00	0.00	0.00
<b>Totales</b>	<b>64718.36</b>	<b>67677.57</b>	<b>132395.93</b>

048139494

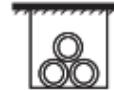
Fuente: EEGSA. Factura mensual de agosto a septiembre de 2014.

<https://eegsa.com/factura-por-correo/>. Consulta: diciembre de 2016.

Anexo 6. **Ampacidad de conductores de cobre y aluminio en canalizaciones, diversos aislamientos**

**Tabla 310-15(b)(16).**

Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30 °C\*



Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [véase la tabla 310-104(a)]					
		60 °C		75 °C		90 °C	
mm²	AWG o kcmil	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THHW-LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW-LS, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS UF	TIPOS RHW, XHHW, USE	TIPOS SA, SIS, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
			COBRE				ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE
0.824	18**	—	—	14	—	—	—
1.31	16**	—	—	18	—	—	—
2.08	14**	15	20	25	—	—	—
3.31	12**	20	25	30	—	—	—
5.26	10**	30	35	40	—	—	—
8.37	8	40	50	55	—	—	—
13.3	6	55	65	75	40	50	55
21.2	4	70	85	95	55	65	75
26.7	3	85	100	115	65	75	85
33.6	2	95	115	130	75	90	100
42.4	1	110	130	145	85	100	115
53.49	1/0	125	150	170	100	120	135
67.43	2/0	145	175	195	115	135	150
85.01	3/0	165	200	225	130	155	175
107.2	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	195	230	260
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	350	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	315	375	425
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	445
456	900	435	520	585	355	425	480
507	1000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
760	1500	525	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1013	2000	555	665	750	470	560	630

Fuente: Asociación Nacional De Protección Contra Incendios. *Código Eléctrico Nacional NEC.*

Anexo 7. **Ampacidad de conductores de cobre y aluminio al aire libre, diversos aislamientos**

**Tabla 310-15(b)(17).**

Ampacidades permisibles de conductores individuales aislados para tensiones hasta e incluyendo 2000 volts al aire libre, basadas en una temperatura ambiente de 30 °C\*.

Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [Véase la Tabla 310-104(a)]					
		60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THHW-LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW- LS, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS UF	TIPOS RHW, XHHW, USE	TIPOS SA, SIS, RHH, RHW- 2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
		COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE		
0.824	18	—	—	14	—	—	—
1.31	16	—	—	18	—	—	—
2.08	14**	25	30	35	—	—	—
3.31	12**	30	35	40	—	—	—
5.26	10**	40	50	55	—	—	—
8.37	8	60	70	80	—	—	—
13.3	6	80	95	105	60	75	85
21.2	4	105	125	140	80	100	115
26.7	3	120	145	165	95	115	130
33.6	2	140	170	190	110	135	150
42.4	1	165	195	220	130	155	175
53.5	1/0	195	230	260	150	180	205
67.4	2/0	225	265	300	175	210	235
85	3/0	260	310	350	200	240	270
107	4/0	300	360	405	235	280	315
127	250	340	405	455	265	315	355
152	300	375	445	500	290	350	395
177	350	420	505	570	330	395	445
203	400	455	545	615	355	425	480
253	500	515	620	700	405	485	545
304	600	575	690	780	455	545	615
355	700	630	755	850	500	595	670
380	750	655	785	885	515	620	700
405	800	680	815	920	535	645	725
456	900	730	870	980	580	700	790
507	1000	780	935	1055	625	750	845
633	1250	890	1065	1200	710	855	965
760	1500	980	1175	1325	795	950	1070
887	1750	1070	1280	1445	875	1050	1185
1013	2000	1155	1385	1560	960	1150	1295

Fuente: Asociación Nacional De Protección Contra Incendios. *Código Eléctrico Nacional NEC.*

Anexo 8. **Protecciones necesarias de acuerdo a capacidad y tipo de conexión**

Tipo de conexión	Capacidad			
	Monofásico (5)	Trifásico		
Características	Menor o igual a 50 KW	Menor o igual a 500 KW	Mayor de 500 hasta 2000 KW	Mayor de 2000 hasta 5000 KW
Dispositivos de interrupción (capacidad de interrumpir la máxima corriente de falla)	X	X	X	X-(4)
Dispositivo de desconexión de la interconexión (manual, con bloqueo, visible, accesible)	X	X	X	X
Dispositivo de desconexión del generador	X	X	X	X
Disparo por sobretensión	X	X	X	X
Disparo por baja tensión	X	X	X	X
Disparo por sobre/baja frecuencia	X	X	X	X
Chequeo de sincronismo (A: Automático, M:Manual)	X-A/M (1)	X-A/M (1)	X-A/M (1)	X-A/M (1)
Disparo por corriente a tierra		X-(2)	X-(2)	X-(2)
Disparo de potencia inversa		X-(3)	X-(3)	X-(3)
Si exporta, la función de la dirección de potencia puede ser usada para bloquear o retrasar el disparo por baja frecuencia			X	X
Disparo por telemetría/transferido				X
Regulador automático de tensión				X-(1)
Disparo por falta de tensión en la red (Relé anti-isla)	X	X	X	X
Notas:				
(X) - Característica requerida (sin marca = no requerida).				
(1) - Requerida para instalaciones con capacidad de autosuficiencia u operación aislada.				
(2) - Puede ser requerida por el distribuidor; selección basada en el sistema de aterramiento.				
(3) - Requerida para verificar la no exportación al sistema de distribución, a menos que la capacidad del generador sea menor que la carga mínima que pueda tener como usuario.				
(4) - El GDR con exportación al sistema de distribución tendrá ya sea dispositivos redundantes o los listados.				
(5) - La potencia máxima permitida para generadores monofásicos es de 50 KW.				

Fuente: Comisión Nacional De Energía Eléctrica CNEE. *Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía.* p 13 y 14.