



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

**DISEÑO PRELIMINAR DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN  
FOTOVOLTAICA Y SU PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS  
S3, S6 Y S8 DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS**

**Elver Giovanni De León Hernández**

Asesorado por el Ing. Francisco Javier González López

Guatemala, marzo de 2017



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO PRELIMINAR DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN  
FOTOVOLTAICA Y SU PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS  
S3, S6 Y S8 DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**ELVER GIOVANNI DE LEÓN HERNÁNDEZ**  
ASESORADO POR EL ING. FRANCISCO JAVIER GONZÁLEZ LÓPEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, MARZO DE 2017



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Jurgen Andoni Ramírez Ramírez
VOCAL V	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López



## **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 PRELIMINAR DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y SU PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS S3, S6 Y S8 DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 28 de mayo de 2014.

**Elver Giovanni De León Hernández**



## **ACTO QUE DEDICO A:**

<b>Dios</b>	Por darme la sabiduría para conseguir mis metas.
<b>Mis padres</b>	Teodoro De León Santos y Graciela Etelvina Hernández Agustín (q. e. p. d.), por su amor, apoyo, esfuerzo y penas para culminar esta etapa de mi vida.
<b>Mi esposa</b>	Victoria Lucema Gálvez García, por el amor, paciencia, apoyo e influencia en mi vida y en mi carrera.
<b>Mi hijo</b>	Dewel Giovanni Yerinev De León Gálvez, por ser la inspiración y motivación para finalizar esta etapa de nuestra vida.
<b>Mis hermanos</b>	Edgar Gamaliel, Yuri Anabella, Xiomara Mariela, por su paciencia, comprensión y apoyo durante los años de estudio de esta etapa.
<b>Mis sobrinas</b>	Heidy Mishelle, Yajaira Mariela, por ser parte de mi vida.

**Mis amigos de estudio**

Alex Vicente Castillo, Edy Flores Salazar y Edy García, por los buenos y malos momentos compartidos, su amistad y apoyo incondicional.

**Mi asesor**

Ing. Francisco Javier Gonzáles López, por la oportunidad, confianza y apoyo brindado para la culminación de este trabajo, sinceramente gracias.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

**Universidad de San Carlos de Guatemala** Facultad de Ingeniería y docentes, por la enseñanza.

**Colaboradores** Ing. Guillermo Puente (EIME), Ing. Gustavo Orozco (EIME), Ing. Silvio Rodríguez (EPS), Arq. Danilo José Soto (DSG), Ing. José Milton De León (DSG), Arq. Vinicio Méndez (DSG), Ing. Harry Ochaeta (DSG), Ing. Daniel Navarro, Ing. Iván Mendoza (CNEE), Ing. Giovanni Bautista (CNEE), Inga. Pamela Vega Morales (CII), Ing. Francisco Solano Girón (CII), Ing. Jaison Carranza (Greenergyze).

**Mis amigos y compañeros de proyecto** Felipe Saulo, Hugo Leonel, Luís Fernando, Víctor Hugo, Carlos Díaz, Jaime Soria, Mario Melgar, Carlos Cabrera, Roberto Fuentes, Luís Velásquez, Miguel Tzunun, Luís Gálvez, Roberto Patzán, Iván Contreras.



## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XV
GLOSARIO.....	XVII
RESUMEN.....	XXI
OBJETIVOS .....	XXIII
INTRODUCCIÓN.....	XXV
1. FASE DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.1. Antecedentes de la institución.....	1
1.1.1. Universidad de San Carlos de Guatemala.....	1
1.1.2. Facultad de Ciencias Económicas.....	1
1.1.3. Misión y visión.....	2
1.2. Fuentes de energía renovable.....	2
1.2.1. Energía hidráulica.....	3
1.2.2. Energía de biomasa.....	3
1.2.3. Energía eólica.....	3
1.2.4. Energía geotérmica.....	4
1.2.5. Energía solar.....	4
1.3. Energía solar fotovoltaica.....	4
1.3.1. Orientación y ángulo de inclinación.....	9
1.3.2. Distancia mínima entre filas de paneles FV.....	11
1.3.3. Eficiencia y pérdidas en el sistema FV.....	12
1.3.4. Energía consumida y generada.....	14
1.4. Componentes de un sistema de generación fotovoltaica.....	16
1.4.1. Panel fotovoltaico.....	17

1.4.1.1.	Celda solar fotovoltaica.....	18
1.4.1.2.	Construcción de la celda solar .....	19
1.4.1.3.	Tipos de celdas solares .....	20
1.4.1.4.	Características de los paneles FV .....	21
1.4.1.5.	Efecto de la temperatura.....	21
1.4.1.6.	Potencia máxima (Pmax).....	22
1.4.1.7.	Curva I-V .....	22
1.4.1.8.	Parámetros eléctricos de los paneles FV .....	25
1.4.2.	Inversor .....	25
1.4.2.1.	Control principal.....	25
1.4.2.2.	Control de red.....	26
1.4.2.3.	Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT).....	27
1.4.2.4.	Protecciones del inversor.....	30
1.4.2.5.	Monitoreo de datos y rendimiento.....	31
1.4.2.6.	Corrección de la tensión y corriente por efecto de temperatura.....	32
1.4.2.7.	Parámetros eléctricos del inversor.....	37
1.4.2.8.	Configuraciones para conectar paneles FV al inversor .....	38
1.4.3.	Medidor o contador.....	39
1.4.4.	Estructura .....	39
1.4.4.1.	Estructura móvil.....	40
1.4.4.2.	Estructura fija.....	41
1.4.4.3.	Condiciones de construcción de la estructura.....	43
1.4.5.	Conductores y canalización en DC y AC .....	44
1.4.5.1.	Aislantes .....	44

1.4.5.2.	Conductores.....	45
1.4.5.3.	Cálculo de sección de conductores en DC.....	49
1.4.5.4.	Efecto de la temperatura en el conductor .....	52
1.4.5.5.	Requisitos y recomendaciones para conductores DC .....	53
1.4.5.6.	Cálculo de sección de conductores en AC.....	55
1.4.5.7.	Requisitos y recomendaciones para conductores AC.....	60
1.4.5.8.	Selección del conductor de puesta a tierra.....	61
1.4.5.9.	Conector MC4 .....	61
1.4.5.10.	Canalización .....	63
1.4.5.11.	Dimensionado de la canalización .....	64
1.4.5.12.	Cálculo de tubería .....	65
1.4.6.	Sistema de protección.....	69
1.4.6.1.	Diodo de bloqueo y <i>bypass</i> .....	70
1.4.6.2.	Fusible .....	71
1.4.6.3.	Interruptor de sobrecorriente en DC .....	73
1.4.6.4.	Interruptor seccionador .....	73
1.4.6.5.	Descargadores de sobretensiones o varistores .....	74
1.4.6.6.	Interruptor termomagnético AC .....	76
1.4.6.7.	Tablero de distribución .....	77
1.4.6.8.	Interruptor principal .....	77
1.4.6.9.	Interruptor automático diferencial .....	78
1.4.6.10.	Puesta a tierra en DC/AC .....	79

1.5.	Protecciones eléctricas .....	83
1.5.1.	Protección contra cortocircuitos y sobrecargas.....	83
1.5.2.	Protección contra descargas electro atmosféricas a nivel cerámico.....	84
1.5.3.	Protección contra armónicas .....	85
1.5.4.	Protección contra transitorios .....	86
1.5.5.	Protección contra descargas electroatmosféricas...	88
1.5.5.1.	Sistema de dispositivos captadores .....	90
1.5.5.2.	Sistema de bajantes .....	93
1.5.5.3.	Sistema de puesta a tierra para pararrayos .....	94
1.6.	Normas y reglamento para sistemas de generación renovables y protecciones.....	94
1.6.1.	Ley general de electricidad.....	94
1.6.2.	Norma GDR.....	95
1.6.3.	Norma para sistemas de protección .....	97
2.	FASE TÉCNICO PROFESIONAL .....	99
2.1.	Informe ejecutivo del proyecto.....	99
2.1.1.	Descripción general de la instalación.....	99
2.1.2.	Ubicación geográfica .....	100
2.2.	Potencia demandada y contratada .....	103
2.3.	Especificaciones técnicas y planos .....	105
2.3.1.	Plano del área a utilizar .....	105
2.3.2.	Cálculo y número de paneles para autoconsumo .	109
2.3.3.	Configuración de conexión de panel fotovoltaico..	110
2.3.3.1.	Orientación y ángulo de inclinación de los paneles FV .....	111
2.3.3.2.	Inclinación de paneles FV.....	112

2.3.3.3.	Distancia mínima entre filas de paneles FV.....	112
2.3.3.4.	Longitud mínima de separación por sombras.....	115
2.3.3.5.	Número máximo de paneles en azoteas.....	116
2.3.3.6.	Número de inversores y configuración de paneles.....	125
2.3.4.	Inversor.....	129
2.3.4.1.	Corrección de la tensión y corriente debido a la temperatura.....	130
2.3.5.	Estructura de soporte.....	134
2.3.5.1.	Bases de concreto.....	134
2.3.5.2.	Perfiles.....	136
2.3.5.3.	Accesorios de soporte.....	137
2.3.5.4.	Peso generado por el sistema FV en azotea.....	139
2.3.6.	Dimensionamiento de conductores eléctricos y ductos.....	141
2.3.6.1.	Selección de conductores AC y DC....	141
2.3.6.2.	Cálculo de conductor panel – inversor.....	142
2.3.6.3.	Cálculo de conductor inversor - tablero de inversores.....	147
2.3.6.4.	Cálculo de conductor tablero de inversores - <i>breaker</i> principal.....	150
2.3.6.5.	Selección de ductos interior y exterior.....	154
2.4.	Protección del sistema fotovoltaico.....	158

2.5.	Sobrecargas electroatmosféricas .....	158
2.5.1.	Evaluación de riesgo de impacto de rayo y selección de nivel de protección .....	158
2.5.1.1.	Método de protección .....	160
2.5.1.2.	Sistema de puesta a tierra para pararrayos .....	163
2.6.	Conexión a red.....	163
2.7.	Puesta a tierra del sistema FV .....	164
2.7.1.	Medición del área .....	164
2.7.2.	Memoria de cálculo .....	167
2.7.3.	Conductor de puesta a tierra .....	170
2.7.4.	Plano del sistema de puesta a tierra.....	171
2.7.5.	Costo y listado de materiales de puesta a tierra ...	172
2.8.	Planos del sistema fotovoltaico .....	174
2.9.	Lista de materiales y equipos del sistema fotovoltaico .....	178
2.10.	Análisis económico .....	178
2.10.1.	Costo de la energía consumida anual.....	178
2.10.2.	Estimación de la producción mensual y anual .....	180
2.10.3.	Cálculo de la energía inyectada a la red.....	183
2.10.4.	Presupuesto del sistema fotovoltaico.....	187
2.10.5.	TIR y VPN .....	191
2.10.6.	Costo de kilovatio instalado .....	198
2.11.	Beneficio ambiental.....	199
2.11.1.	Emisiones de dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ) .....	200
3.	FASE DE ENSEÑANZA Y APRENDIZAJE .....	205
3.1.	Curso de capacitación.....	205
3.1.1.	Marco teórico.....	205
3.1.2.	Diseño y cálculo .....	206

3.1.3.	Normativas, inversión y plan de mantenimiento ....	206
3.2.	Plan de contingencia .....	208
3.2.1.	Riesgo por fenómenos atmosféricos .....	208
3.2.2.	Riesgo por incendio .....	208
3.2.3.	Riesgos causados por personal humano .....	209
3.2.4.	Mantenimiento preventivo .....	210
3.2.5.	Mantenimiento de paneles FV.....	211
3.2.6.	Mantenimiento de la estructura de soporte .....	212
3.2.7.	Mantenimiento de los inversores.....	213
3.2.8.	Mantenimiento de las líneas eléctricas AC, red de tierra y pararrayos .....	213
CONCLUSIONES .....		215
RECOMENDACIONES.....		217
BIBLIOGRAFÍA.....		219
APÉNDICES.....		225
ANEXOS .....		243



## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Radiación total .....	6
2.	Irradiancia y horas sol pico durante el día .....	7
3.	Posición del sol durante el año.....	9
4.	Trayectoria, azimut y elevación solar durante el día .....	11
5.	Distancia mínima entre filas .....	12
6.	Elementos y esquema de sistema FV conectado a red .....	17
7.	Estructura de un panel fotovoltaico .....	18
8.	Funcionamiento de celda solar.....	19
9.	Efecto de la temperatura en el panel FV .....	22
10.	Curva I-V a diferentes intensidades de radiación .....	23
11.	Curva V-I del panel .....	24
12.	Conversión de la onda de salida del inversor .....	26
13.	Sincronización de señal inversor - red eléctrica.....	27
14.	Diagrama y funcionamiento de algoritmos MPPT .....	28
15.	Formas de colocar estructuras fijas.....	41
16.	Conductor fotovoltaico.....	45
17.	Segmentos de conexiones del sistema FV .....	46
18.	Conector MC4.....	62
19.	Tipos de canalización y accesorios .....	63
20.	Diodo de <i>bypass</i> .....	71
21.	Fusibles y portafusibles.....	72
22.	Caja combinadora con interruptor seccionador .....	74

23.	Dispositivo de sobretensión o varistor.....	75
24.	Interruptor termomagnético.....	77
25.	Interruptor diferencial.....	78
26.	Método de Werner.....	80
27.	Tablero de protección eléctrica.....	84
28.	Onda senoidal afectada por armónicas.....	85
29.	Supresor de sobrevoltajes transitorios (TVSS).....	88
30.	Método de pararrayos por cono de protección.....	91
31.	Método de pararrayos esfera rodante de protección.....	92
32.	Método de pararrayos por malla.....	93
33.	Universidad de San Carlos de Guatemala.....	101
34.	Edificios S3, S6 y S8.....	102
35.	Planos de azoteas de edificios S3, S6 y S8.....	106
36.	Distribución de áreas en azotea.....	108
37.	Orientación de los edificios S3, S6 y S8.....	111
38.	Ángulo de inclinación de los paneles FV.....	112
39.	Distancia mínima de separación entre filas.....	113
40.	Tipo de obstáculos en azoteas.....	115
41.	Número máximo de paneles de áreas 1 y 2.....	117
42.	Número máximo de paneles de áreas 3 y 4.....	118
43.	Distribución máxima y óptima de paneles en edificio S3.....	122
44.	Distribución máxima y óptima de paneles en edificio S6.....	123
45.	Distribución máxima y óptima de paneles en edificio S8.....	124
46.	Distancias entre bases de concreto para estructura.....	135
47.	Vista lateral y de planta de la estructura FV.....	136
48.	Accesorios de soporte para la estructura.....	138
49.	Conexión de conductores caja combinadora.....	144
50.	Conexión de conductores inversor - tablero de inversores.....	149
51.	Conexión de conductores, tablero de inversores - red eléctrica.....	153

52.	Área de protección de pararrayos .....	161
53.	Pararrayos en azotea .....	162
54.	Medición de resistencia del suelo.....	165
55.	Barra principal de conexión a tierra .....	171
56.	Sistema de puesta a tierra .....	171
57.	Distribución de paneles FV edificio S3 .....	175
58.	Diagrama unifilar edificio S3 .....	176
59.	Sistema de puesta a tierra edificio S3 .....	177
60.	Tiempo de recuperación de la inversión .....	196
61.	Matriz energética.....	199
62.	Seminario I y II de sistemas de generación fotovoltaica .....	207

## TABLAS

I.	Radiación solar y temperatura mensual en Guatemala .....	8
II.	Factores de corrección por número de conductores vivos.....	49
III.	Conductividad a distintas temperaturas.....	53
IV.	Sección transversal y equivalencias mm <sup>2</sup> – AWG .....	56
V.	Capacidad de conductores en canalización tabla 310-16 NEC .....	57
VI.	Capacidad de conductores al aire libre tabla 310-17 NEC .....	58
VII.	Tamaño mínimo de conductores para aterrizado 250-95 y 94.....	59
VIII.	Conversión de diámetros AWG a métrico .....	67
IX.	Sección transversal de conductores con aislamientos .....	68
X.	Fallas comunes en los sistemas FV .....	69
XI.	Niveles de protección de pararrayos IEC 62305 .....	92
XII.	Equipo eléctrico de protección para la conexión GDR.....	98
XIII.	Potencia demandada durante un año.....	103
XIV.	Potencia contratada edificios S3, S6 y S8 .....	105
XV.	Dimensiones de los edificios .....	106

XVI.	Dimensiones de las áreas de los edificios .....	108
XVII.	Energía consumida, generada y número de paneles .....	110
XVIII.	Variación de la distancia dp durante el día y año .....	114
XIX.	Longitud mínima de sombras de obstáculos en azoteas.....	116
XX.	Número máximo de paneles en azoteas.....	119
XXI.	Número y distribución optima de paneles en azoteas .....	120
XXII.	Datos y especificaciones del inversor de 10 kW .....	126
XXIII.	Datos y especificaciones del panel FV de 255 W .....	127
XXIV.	Variación de Isc y Voc durante el año.....	133
XXV.	Peso mínimo de los elementos FV en azoteas .....	140
XXVI.	Calibres y secciones en DC para el edificio S3.....	145
XXVII.	Calibres y secciones en DC para el edificio S6.....	146
XXVIII.	Calibres y secciones en DC para el edificio S8.....	147
XXIX.	Calibres y secciones en AC inversor - tablero de inversores .....	150
XXX.	Calibres y secciones en AC tablero de inversores – red eléctrica .....	153
XXXI.	Diámetro de tubería inversor - tablero de inversores .....	156
XXXII.	Diámetro de tubería tablero de inversores - red eléctrica.....	157
XXXIII.	Nivel de protección contra rayos con base en eficiencia.....	160
XXXIV.	Costo y lista de materiales de puesta a tierra .....	173
XXXV.	Costo de energía eléctrica consumida anual, edificio S3 .....	179
XXXVI.	Costo de energía eléctrica consumida anual, edificio S6 .....	179
XXXVII.	Costo de energía eléctrica consumida anual, edificio S8 .....	180
XXXVIII.	Energía consumida y generada del edificio S3 .....	181
XXXIX.	Energía consumida y generada del edificio S6 .....	182
XL.	Energía consumida y generada del edificio S8 .....	182
XLI.	Costo de la energía generada y consumida, edificio S3 .....	185
XLII.	Costo de la energía generada y consumida, edificio S6 .....	185
XLIII.	Costo de la energía generada y consumida, edificio S8 .....	186
XLIV.	Costo de materiales .....	187

XLV.	Costos de instalación y montaje .....	188
XLVI.	Costo de mantenimiento anual .....	189
XLVII.	Costo de sistema de puesta a tierra .....	189
XLVIII.	Estimación de costo de un seguidor solar de un eje.....	190
XLIX.	TIR y VPN durante 25 años para el edificio S3 .....	193
L.	Flujos de efectivo anual para cálculo de TIR y VPN .....	194
LI.	TIR y VPN con factor de pérdidas de 24,6 % y 15,0 % .....	198
LII.	Costo de kilovatio instalado.....	198
LIII.	Factores de emisiones de CO <sub>2</sub> .....	201
LIV.	Emisiones de dióxido de carbono por edificio.....	202
LV.	Estimación de ahorro de combustible BEP.....	203



## LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
$\gamma_s$	Ángulo de elevación solar
$\rho$	Conductividad
I	Corriente
AC	Corriente alterna
Isc	Corriente de cortocircuito
DC	Corriente directa
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
$\eta$	Eficiencia
Eg	Energía generada
FP	Factor de potencia
FV	Fotovoltaico
°C	Grado centígrado
GMT	<i>Greenwich mean time</i>
Hz	Hertz
HSP	Hora sol pico
G	Irradiación
kW	Kilovatio
kVA	Kilovoltio amperio
$\Phi$	Latitud
m	Metro
m <sup>2</sup>	Metro cuadrado

<b>msnm</b>	Metros sobre el nivel del mar
<b>mm</b>	Milímetro
<b>mm<sup>2</sup></b>	Milímetro cuadrado
<b>NP</b>	Número de paneles
<b>NPP</b>	Número de paneles en paralelo
<b>NPS</b>	Número de paneles en serie
<b>Ω</b>	Ohmio
<b>PR</b>	<i>Performance ratio</i>
<b>π</b>	Pi (3,141592654)
<b>%</b>	Por ciento
<b>Pmax</b>	Potencia máxima
<b>Pmin</b>	Potencia mínima
<b>P<sub>PICO</sub></b>	Potencia pico
<b>γ</b>	Resistividad
<b>TIR</b>	Tasa interna de retorno
<b>UL</b>	<i>Underwrites Laboratorios Inc.</i>
<b>UTC</b>	<i>Universal time coordinated</i>
<b>VAD</b>	Valor agregado de distribución
<b>VPN</b>	Valor presente neto
<b>W</b>	Vatio
<b>Wh</b>	Vatio hora
<b>Wp</b>	Vatios pico
<b>Voc</b>	Voltaje a circuito abierto
<b>V</b>	Voltio
<b>VA</b>	Voltio amperio

## GLOSARIO

<b>Albedo</b>	Relación expresada en porcentaje, de la radiación que cualquier superficie refleja sobre la radiación que incide sobre la misma.
<b>AMM</b>	Administrador del Mercado Mayorista.
<b>ANSI</b>	<i>American National Standard Institute</i> (Instituto Nacional de Normas Americanas).
<b>AWG</b>	<i>American wire gauge</i> (calibre de alambre estadounidense).
<b>Azimut</b>	Ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del panel FV y el meridiano del lugar. El ángulo es $0^{\circ}$ cuando está orientado hacia el sur, $-90^{\circ}$ cuando están orientado hacia el este y $+90^{\circ}$ al oeste.
<b>BEP</b>	Barril equivalente de petróleo.
<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
<b>Corriente alterna</b>	Circulación de electrones a través de un circuito, donde la magnitud y dirección varían cíclicamente.

<b>Diodo de bloqueo</b>	Diodo usado para impedir el flujo inversor de la corriente hacia el circuito de la fuente fotovoltaica.
<b>Diodo de paso</b>	Dispositivo electrónico que se instala en los paneles, que impide la formación de puntos calientes que se forman en las celdas solares por el efecto de sombras.
<b>EEGSA</b>	Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.
<b>IDAE</b>	Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético.
<b>IEC</b>	<i>Internacional Electrotechnical Comisión</i> (Comisión Electrotécnica Internacional).
<b>IEEE</b>	<i>Electrical Institute of Electrical and Electronics</i> (Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica).
<b>Irradiación</b>	Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo, se mide en kWh/m <sup>2</sup> .
<b>Irradiancia (G)</b>	Densidad de potencia incidente en una superficie por unidad de tiempo, se mide en kW/m <sup>2</sup> .
<b>LGE</b>	Ley General de Electricidad.
<b>MGB</b>	<i>Master ground bar</i> (barra principal de tierra).

<b>MPPT</b>	<i>Maximum power point tracker</i> (seguidor de punto de máxima potencia).
<b>NASA</b>	<i>National Aeronautics and Space Administration</i> (Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio).
<b>NEC</b>	<i>National Electrical Code</i> (código eléctrico nacional).
<b>NEMA</b>	<i>National Electrical Manufacturers Association</i> (Asociación Nacional de Fabricantes de Productos).
<b>NFPA</b>	<i>National Fire Protection Association</i> (Asociación Nacional de Protección contra el Fuego).
<b>NOCT</b>	<i>Normal operating cell temperature</i> (temperatura de operación normal de la célula TONC).
<b>NTSD</b>	Normas técnicas del servicio de distribución.
<b>Potencia pico</b>	Potencia eléctrica máxima que se puede generar bajo condiciones estándares de medida (irradiación 1 000 W/m <sup>2</sup> , temperatura 25° C, AM o masa de aire 1,5).
<b>Punto de conexión</b>	Línea de conexión eléctrica mediante la cual se conecta la instalación fotovoltaica con la red de distribución eléctrica.

<b>Radiación solar</b>	Energía procedente del sol en forma de onda electromagnética.
<b>STC</b>	Condiciones estándar de prueba de irradiancia y temperatura de una celda solar utilizada universalmente para caracterizar paneles con valores de 1 000 W/m <sup>2</sup> , temperatura de 25° C, AM o masa de aire 1,5 G.
<b>String</b>	Grupo de paneles conectados en serie llamados también como filas.
<b>SWERA</b>	<i>Solar and wind energy resource assessment</i> (evaluación de los recursos de energía solar y eólica).
<b>UAEE</b>	Usuario autoprodutor con excedentes de energía.

## RESUMEN

En el presente proyecto se desarrolla el procedimiento para el diseño técnico profesional de una instalación de generación fotovoltaica y sus protecciones eléctricas conectada a red, a través del aprovechamiento de los espacios disponibles en las azoteas de los edificios que comprende la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

En el desarrollo del proyecto se estudia la base teórica, técnica y profesional para realizar un adecuado dimensionamiento del sistema, de igual forma se realiza una evaluación de factibilidad y un plan de mantenimiento de la instalación.

En el diseño del proyecto se obtuvieron los valores máximos de generación eléctrica que se puede generar en cada azotea de los edificios de este proyecto, con los siguientes valores de generación 132,6 kilovatios pico para los edificios S3 y S6 y de 123,4 kilovatios pico para el edificio S8.

Paralelamente también se obtuvieron los valores de consumo de energía eléctrica necesarios para cubrir la demanda de los tres edificios siendo de 57,1 kilovatio pico para el edificio S3, 65,0 kilovatios pico para el edificio S6 y 10,7 kilovatios pico para edificio S8.

En este proyecto se realizó un estudio de viabilidad económica y ahorro de contaminación de dióxido de carbono por medio de este sistema de generación eléctrica; con resultados positivos y alentadores para su construcción.

El valor de inversión total necesario para este proyecto es de Q 2 651 865,94 y donde el tiempo de recuperación de la inversión con una eficiencia del 75,4 % es entre 8 a 16 años, mientras que si la eficiencia aumentara al 85 % el tiempo de recuperación estaría entre 7 a 12 años. Ahora bien, el valor de la eficiencia depende de varios factores siendo los relevantes: la radiación que se reciba a diario durante la vida útil, calidad de los equipos y accesorios y del plan de mantenimiento de la instalación.

Por último es importante mencionar que este proyecto está diseñado para una estructura y conjunto de paneles fotovoltaicos estáticos o fijos, lo que significa que no existe un sistema móvil o seguidor solar. Ahora bien durante el diseño se realizó la comparación de costo y beneficio de implementar un sistema móvil con seguidor solar de un eje; lo cual proporcionó resultados alentadores, donde el valor estimado de la inversión es de Q 2 566 277,78 con un tiempo de recuperación de la inversión de entre 8 a 10 años con un valor de eficiencia del 75,4 %.

# OBJETIVOS

## General

El objetivo de este proyecto es evaluar la factibilidad técnica y económica de un proyecto de generación fotovoltaica y sus protecciones eléctricas conectado a red, para los edificios de la Facultad de Ciencias Económicas.

## Específicos

1. Proveer base teórica, técnica y profesional para el diseño y cálculo de un sistema de generación fotovoltaica.
2. Obtener el valor máximo de generación de energía eléctrica que se puede obtener en cada azotea de los tres edificios.
3. Obtener el valor de la energía consumida y el número de paneles necesarios para cubrir la demanda de consumo de cada edificio.
4. Realizar un estudio económico de factibilidad sobre el proyecto.
5. Determinar el precio del kilovatio instalado.
6. Determinar el valor de ahorro por reducción de contaminación de dióxido de carbono al utilizar este sistema de generación.



## INTRODUCCIÓN

El presente proyecto constituye una herramienta y fuente de información técnicoprofesional para público en general, entidades públicas y privadas, estudiantes y profesionales que requieran diseñar e implementar este sistema de generación eléctrica.

El contenido de este proyecto está formado por tres partes: la primera parte consta de antecedentes y fundamentos teóricos de los componentes del sistema de generación fotovoltaico, celda solar, panel fotovoltaico, inversor, estructura de soporte, conductores, canalización, protección en corriente directa y alterna, normas y reglamentos para el sistema de generación fotovoltaica.

La segunda parte comprende el diseño y cálculo del sistema; inicia por la disponibilidad y dimensiones del área en las azoteas, ubicación geográfica, historial de consumo eléctrico, número de paneles e inversores, estructura de soporte, dimensionamiento de conductores, ductos, protección en DC y AC, estimación de la energía generada, sistema de puesta a tierra, planos eléctricos, evaluación de factibilidad técnica y económica del proyecto y, finalmente, el valor estimado por ahorro de dióxido de carbono por la construcción de este proyecto.

La tercera parte y final es un plan de contingencia que comprende los riesgos por fenómenos naturales, por incendio, por elemento humano y un plan para su mantenimiento.



# **1. FASE DE INVESTIGACIÓN**

## **1.1. Antecedentes de la institución**

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

La Universidad de San Carlos de Guatemala es la universidad más grande y antigua de Guatemala, además, la única estatal y autónoma; fue la única universidad en el Reino de Guatemala durante la colonia y luego la más prestigiosa de Centro América; a partir del año de 1954 la universidad inició un proceso de desgaste, el que incluyó no solamente la creación de universidades privadas en 1956, sino también el constante incumplimiento del pago del porcentaje presupuestario que le corresponde a la universidad, estipulado en la Constitución de la República.

### **1.1.2. Facultad de Ciencias Económicas**

La Facultad de Ciencias Económicas fue creada durante el gobierno de Jorge Ubico por el Decreto 1972 del 25 de mayo de 1937, se inauguró el 30 de junio e inició actividades el 6 de agosto del mismo año.

La Facultad de Ciencias Económicas a lo largo de la historia ha procurado el desarrollo de la academia, la investigación científica y la extensión universitaria. Sus egresados y alumnos combinan la teoría con la práctica en el estudio y resolución de los problemas nacionales en función del desarrollo económico y social.

### **1.1.3. Misión y visión**

La misión de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de San Carlos de Guatemala es preparar profesionales con alto nivel académico y formación integral, científica, técnica y social humanística, en las áreas de conocimientos de Economía, Contaduría Pública y Auditoría y Administración de Empresas y otras carreras afines, que le permite participar con eficiencia, eficacia y ética profesional en la actividad productiva, en el desarrollo social y económico sostenible del país, para coadyuvar a la unión e integración de Centroamérica, para luego insertarse en el contexto internacional.

La visión de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de San Carlos de Guatemala es liderar la formación de profesionales altamente calificados y propositivos en ciencias económicas a nivel nacional y centro americano, que permita a sus egresados enfrentar los retos del futuro, en materia económica, social, ambiental y política, a través de la excelencia académica, la formación y actualización permanente de sus profesores, la investigación científica, la proyección social y una gestión moderna y efectiva.

## **1.2. Fuentes de energía renovable**

Es aquella fuente de energía que tienen como característica común que no se termina, esto significa que se renuevan por naturaleza o producen menos contaminación. Dentro de las fuentes que destacan normalmente se encuentran: la energía hidráulica, biomasa, eólica, geotérmica y solar.

### **1.2.1. Energía hidráulica**

Es la energía generada mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a un nivel más alto que la central. El agua se lleva por medio de tubería de descarga a la sala de máquinas de la central y mediante turbinas hidráulicas y generadores se produce la electricidad.

### **1.2.2. Energía de biomasa**

Es el conjunto de materia orgánica biodegradable de origen vegetal o animal que puede usarse como combustible o convertida en otras fuentes de energía como combustión directa o transformándola en otros combustibles como alcohol, metanol, biogás, para luego obtener energía térmica o energía eléctrica según de la necesidad.

### **1.2.3. Energía eólica**

Es la energía producida por el viento, es decir, por medio de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire o de las vibraciones que el viento produce, por medio de aerogeneradores para generar electricidad, especialmente en áreas expuestas a vientos frecuentes, como zonas costeras, áreas montañosas o islas.

Este tipo de energía, al igual que la solar o la hidroeléctrica, está fuertemente condicionada por las condiciones climatológicas, siendo aleatoria su disponibilidad; además, no contribuye a contaminar el medio ambiente.

#### **1.2.4. Energía geotérmica**

Es la energía producida por medio de calor natural de la tierra que puede extraerse por medio del vapor, agua, gases o a través de fluidos inyectados artificialmente para generar energía eléctrica por medio de generadores.

#### **1.2.5. Energía solar**

Es la energía producida por la radiación solar; es una fuente de energía renovable inagotable, limpia y sustentable en el tiempo. En Guatemala se cuenta con una radiación solar anual que oscila entre 5,31 y 5,67 kWh/m<sup>2</sup> día<sup>1</sup> (ver anexos 1-3), de acuerdo a datos obtenidos de la Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA) y de la *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA).

### **1.3. Energía solar fotovoltaica**

- Radiación directa: es la radiación solar que llega directamente hasta algún objeto o superficie terrestre, sin reflexiones o refracciones; en su recorrido se caracteriza por producir sombra bien definida de los objetos que se interponen en su trayecto.
- Radiación difusa: llamada también de dispersión, es el efecto en el cual la radiación solar es desviada debido a partículas de polvo, vapor de agua, oxígeno, ozono o gases de la atmósfera que hacen que se disperse fácilmente; además, se caracteriza por no proyectar sombra de los objetos que se interponen en su recorrido.

---

<sup>1</sup> <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>,  
[https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=qoNlp8%255Bv%255D%3Dt&bL=swOII\\_&cE=0&IR=0&mC=14.58667242581979%2C-90.54862976074219&zL=17](https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=qoNlp8%255Bv%255D%3Dt&bL=swOII_&cE=0&IR=0&mC=14.58667242581979%2C-90.54862976074219&zL=17). Consulta 1 de julio de 2014.

- Factor masa de aire (AM): el factor de masa no es más que el espesor de la atmósfera terrestre; esto significa que los efectos de la dispersión de la radiación solar, dependen de la masa de aire que la radiación tiene que atravesar cuando el sol está perpendicular a la superficie de algún objeto o de la superficie terrestre. El factor de masa (AM) para un lugar determinado se obtiene por medio de la siguiente expresión.

$$AM = \frac{1}{\cos \phi}$$

Ec. 1<sup>2</sup>

Donde:

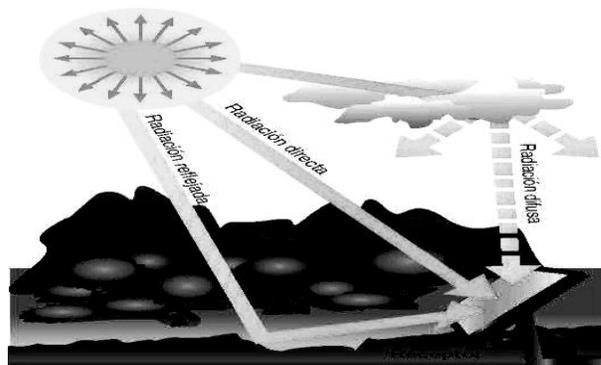
- $\phi$ : latitud del lugar donde se instalan los paneles fotovoltaicos.
- Radiación de albedo o reflejada: es la radiación solar reflejada por la superficie terrestre, edificios, asfalto, montañas y de otros objetos que se encuentren en su trayecto.
- Radiación total: llamada también radiación global, es la suma de las tres radiaciones: directa, difusa y de albedo.
- Irradiación (G): es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente proveniente del sol por unidad de superficie. La unidad mas común es el kilovatio por metro cuadrado (kW/m<sup>2</sup>). Para este proyecto la superficie captadora es el arreglo fotovoltaico que recibe irradiancia cuando se orienta directamente hacia el sol. La irradiancia directa normal fuera de la

---

<sup>2</sup> MORO VALLINA, Miguel. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. p. 21.

atmósfera, recibe el nombre de constante solar y tiene un valor promedio de  $1\,370\text{ W/m}^2$ .

Figura 1. **Radiación total**



Fuente: <http://jmirez.wordpress.com/2013/06/05/j585-componentes-de-la-ardiacion-solar/>.

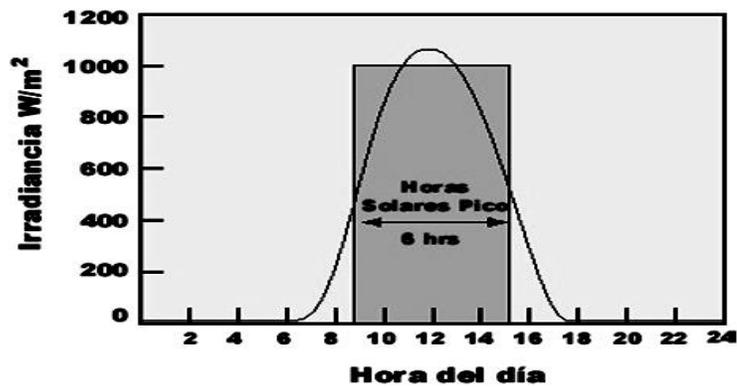
Consulta: 1 de julio de 2014.

- **Insolación:** la Insolación corresponde a la cantidad de energía en forma de radiación o energía solar que llega a un lugar de la tierra en un día concreto durante un intervalo de tiempo, su unidad es el kilovatio hora por metro cuadrado ( $\text{kWh/m}^2$ ). Para dimensionar el sistema fotovoltaico es necesario conocer la insolación promedio diaria o mensual durante un año, el valor de la insolación se expresa por lo general en horas sol pico.
- **Hora sol pico (HSP):** es una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiación solar constante de  $1\,000\text{ W/m}^2$ , a una temperatura de  $25^\circ\text{ C}$ , una hora sol pico equivale a  $1\text{ kWh/m}^2$ .

La hora solar pico es un parámetro importante para dimensionar los sistemas de energía solar fotovoltaicos, debido a que corresponden a la

cantidad de horas en las cuales cada metro cuadrado de superficie, obtiene de modo constante 1 000 W/h de energía, generando una potencia máxima en cada panel FV llamada potencia pico ( $P_{PICO}$ ).

Figura 2. Irradiancia y horas sol pico durante el día



Fuente: <http://www.soltec-energia.com/plantasolar.html>. Consulta: 2 de agosto de 2014.

- Azimut solar  $\psi_s$ : es el ángulo formado por el meridiano del sol y el meridiano del lugar. En el hemisferio norte se toma la dirección sur como referencia de  $0^\circ$  y viceversa; además, el azimut solar posee valores positivos de  $0^\circ$  a  $180^\circ$  hacia el oeste y valores negativos de  $0^\circ$  a  $-180^\circ$  hacia el este.

En Guatemala, las horas sol pico oscilan entre 5,31 y 5,67 HSP<sup>3</sup>, en la siguiente tabla se muestra la radiación solar horizontal, las horas sol pico y los valores de temperatura durante el año 2014 para Guatemala (ver anexos 1-3).

<sup>3</sup> <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>,  
[https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=qoNlp8%255Bv%255D%3Dt&bL=swOII\\_&cE=0&IR=0&mC=14.58667242581979%2C-90.54862976074219&zL=17](https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=qoNlp8%255Bv%255D%3Dt&bL=swOII_&cE=0&IR=0&mC=14.58667242581979%2C-90.54862976074219&zL=17). Consulta: 1 de julio de 2014.

Tabla I. **Radiación solar y temperatura mensual en Guatemala**

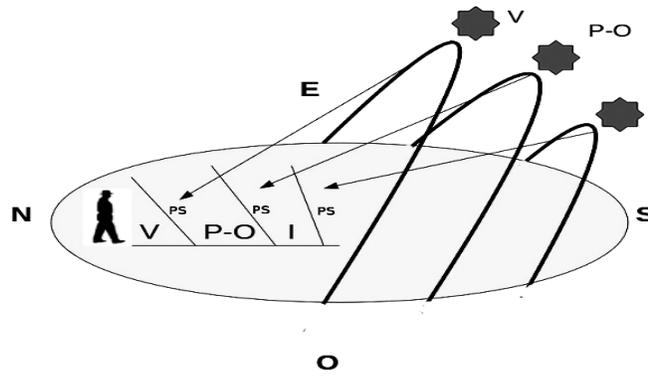
<b>Año 2014</b>	<b>Radiación solar NASA kWh/m<sup>2</sup> día</b>	<b>Radiación solar SWERA kWh/m<sup>2</sup> día</b>	<b>Hora sol pico SWERA</b>	<b>Temperatura ambiente promedio (INSIVUMEH) ° C</b>
Enero	5,18	6,03	6,03	19,6
Febrero	5,73	6,52	6,52	20,3
Marzo	6,02	6,82	6,82	20,0
Abril	6,05	6,42	6,42	22,2
Mayo	5,48	5,50	5,50	21,6
Junio	5,16	4,92	4,92	21,3
Julio	5,45	5,00	5,00	21,1
Agosto	5,34	5,20	5,20	20,4
Septiembre	4,73	5,06	5,06	20,0
Octubre	4,76	5,30	5,30	20,8
Noviembre	4,90	5,57	5,57	20,0
Diciembre	4,95	5,67	5,67	19,1
<b>Promedio anual</b>	<b>5,31</b>	<b>5,67</b>	<b>5,67</b>	<b>20,5</b>

Fuente: *National Aeronautics and Space Administration (NASA)*, Insivumeh Guatemala y <https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=kKV2XW%255Bv%255D%3Dt&bL=groad&cE=0&IR=0&mC=14.583074679361685%2C-90.55407464504242&zL=18>. Consulta: 1 de julio de 2014.

Para este proyecto y diseño la orientación de los paneles será hacia el sur con un azimut solar ( $\psi_s$ ) de  $0^\circ$ , debido a que los lados de los edificios están orientados hacia los 4 puntos cardinales.

En la siguiente gráfica se muestra como el movimiento y el ángulo de elevación solar varía durante el día y año, afectando así la cantidad de energía que se pueda obtener del sol.

Figura 3. Posición del sol durante el año



Fuente: <https://sites.google.com/site/solarcultura/posicionamiento-de-dispositivos-solares>.

Consulta: 2 de julio de 2014.

### 1.3.1. Orientación y ángulo de inclinación

La orientación de los paneles para nuestro país es hacia el sur geográfico y no hacia el sur magnético, debido a que nuestro país se encuentra en el hemisferio norte. Para calcular la inclinación óptima de los paneles deben tomarse en cuenta 3 opciones: la primera consiste en aprovechar la mayor radiación durante el año que suele ser la época de verano, lo que significa restarle  $10^{\circ}$  grados al valor de la latitud; o elegir la época de fin de año que suele ser el peor mes para obtener la mayor radiación captada por los paneles lo que significa sumarle  $10^{\circ}$  grados al valor de la latitud; y la tercera opción es elegir una inclinación donde se pueda captar una radiación aceptable a lo largo de todo año y donde las pérdidas posibles sean menores. Para este diseño se ha elegido la siguiente ecuación para obtener un ángulo de inclinación óptimo a lo largo del año para asegurar como mínimo 4 horas de sol en torno al medio día solar.

$$\beta = 3,7 + 0,69 * \text{latitud } (\Phi) = 3,7 + 0,69 * 14,5865 = 13,76 \approx 15^\circ$$

Ec. 2<sup>4</sup>

- Elevación solar  $\gamma_s$ : es el ángulo que forman los rayos del sol con respecto a la horizontal; su valor va desde los  $0^\circ$  para paneles colocados horizontalmente hasta  $90^\circ$  para paneles colocados verticalmente; la consideración de este ángulo es imprescindible para aprovechar al máximo la energía radiante del sol. El valor del ángulo de elevación solar para los 3 edificios se obtiene por medio de la siguiente expresión.

$$\gamma_s = 61^\circ - \Phi = 61^\circ - 14,5865^\circ = 46,41^\circ$$

Ec. 3<sup>5</sup>

Donde:

- $\gamma_s$ : ángulo de elevación solar
- $\Phi$ : latitud donde se instalaran los paneles

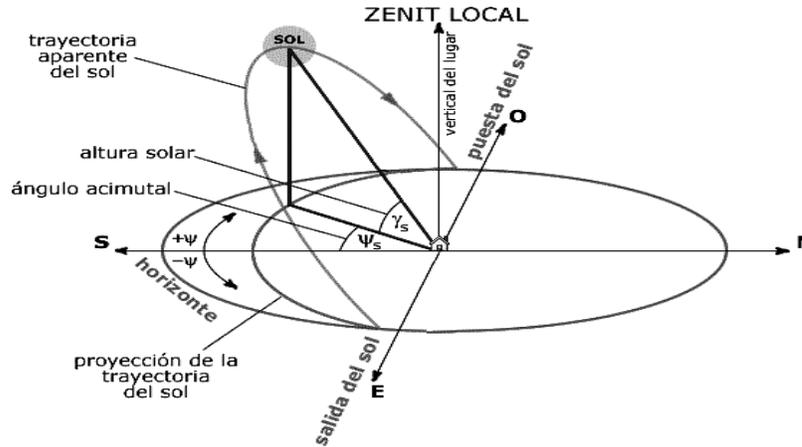
En la siguiente gráfica se muestra el ángulo de la elevación solar y el azimut solar.

---

<sup>4</sup> <http://calculationsolar.com/blog/>. Consulta: 5 de julio de 2014.

<sup>5</sup> MORO VALLINA, Miguel. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. p. 98.

Figura 4. Trayectoria, azimut y elevación solar durante el día



Fuente:

[http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home\\_main\\_frame/02\\_radiacion/01\\_basico/2\\_radiacion\\_07.htm](http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/02_radiacion/01_basico/2_radiacion_07.htm). Consulta: 4 de julio de 2014.

### 1.3.2. Distancia mínima entre filas de paneles FV

El pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red elaborado por el IDAE, especifica que la distancia mínima que debe existir entre filas de paneles, debe asegurar un mínimo de 4 horas de sol en torno al medio día solar cuya altura sea mínima en el solsticio de invierno, es decir para el 21 de diciembre.

La distancia mínima de separación entre filas y de sombras se obtiene mediante el uso del teorema de Pitágoras dando como resultado las siguientes expresiones.

$$X = L * \cos \beta$$

Ec. 4

$$h = L * \sin \beta$$

Ec. 5

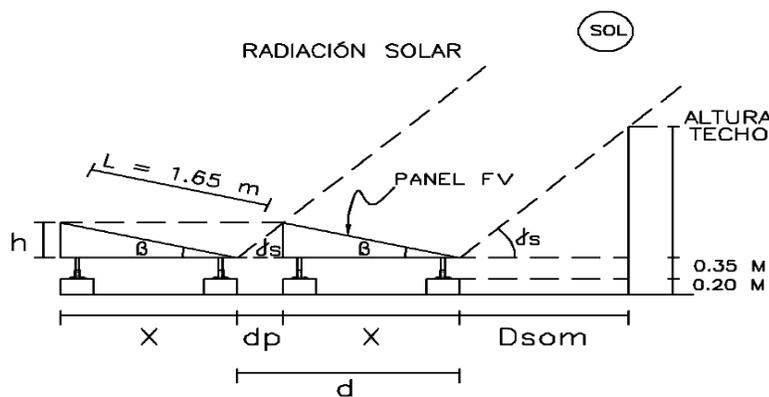
$$dp = \frac{h}{\tan(61^\circ - \phi)} = \frac{h}{\tan \gamma_s}$$

Ec. 6<sup>6</sup>

$$d = X + dp$$

Ec. 7

Figura 5. **Distancia mínima entre filas**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

### 1.3.3. Eficiencia y pérdidas en el sistema FV

La eficiencia de este proyecto en condiciones reales de trabajo durante el diseño se han tomado en cuenta diversos factores que afectan la eficiencia energética del generador fotovoltaico. El valor de la eficiencia del generador está relacionada con el llamado *performance ratio* (PR); este valor se obtiene lo más aproximado posible a las condiciones reales de trabajo por medio de la siguiente expresión.

<sup>6</sup> MORO VALLINA, Miguel. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. p. 98

$$PR(\%) = 100 - P_{TS}$$

Ec. 8

Las pérdidas que comúnmente se presentan en el sistema son: por caídas de tensión en DC y AC, degradación del panel, sombras proyectadas de objetos, por dispersión, por incremento de temperatura, etc. La suma de estas pérdidas da como resultado una pérdida total del sistema ( $P_{TS}$ ) que se obtiene por medio de la siguiente expresión.

$$P_{TS} = P_{as} + P_{som} + P_{deg} + P_{DC} + P_{ref} + P_{AC} + P_{INV} + P_{temp}$$

Ec. 9<sup>7</sup>

Donde:

- $P_{TS}$ : pérdida total del sistema (%).
- $P_{as}$ : pérdidas por acumulación de suciedad en los paneles, 2,5 %.
- $P_{som}$ : pérdidas por sombras parciales, 2 %.
- $P_{deg}$ : pérdidas por degradación natural de las celdas solares, 1 %.
- $P_{DC}$ : pérdidas eléctricas por caída de tensión en DC según el IDAE, no podrá superar el 1,5 %.
- $P_{ref}$ : pérdidas por reflectancia estimadas por la Universidad de Ginebra, 2,9 %.
- $P_{AC}$ : pérdidas eléctricas por caída de tensión en AC, no podrá superar el 2 %.
- $P_{INV}$ : pérdidas provocadas por el inversor 3,5 % (dato del fabricante).
- $P_{temp}$ : pérdidas por incremento de temperatura de las celdas 9 %.

---

<sup>7</sup> SANCHEZ FERNÁNDEZ, Rafael. *Instalación fotovoltaica conectada a red sobre suelo en candeleda (Ávila) de 1MW*. p 28. MORO VALLINA, Miguel. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. p. 86.

### 1.3.4. Energía consumida y generada

Es la cantidad de energía que se consume o se produce en un intervalo de tiempo, la unidad de medida es el vatio hora (Wh) con sus respectivos múltiplos que son el kilovatio hora por día, kilovatio hora por mes o kilovatio hora por año.

- Energía consumida: los valores de energía consumida o necesaria para este diseño se obtuvieron a partir del historial de facturas de varios meses de consumo eléctrico durante un año. A partir de estos valores facturados mensualmente el consumo se traslada a un consumo diario promedio (kWh/día), al cual se le aplica un factor de rendimiento (*performance ratio*) que permite obtener un valor más cercano a la realidad de la energía consumida y a la vez obtener un número de paneles FV equivalentes necesarios para cubrir las necesidades de consumo de cada edificio.

Para calcular el promedio de energía consumida diaria y el número de paneles necesarios, los valores se obtienen por medio de las siguientes expresiones.

$$E \text{ total anual} = \sum (\text{Energía consumida mensual durante un año})$$

Ec. 10

$$E(cm) = \frac{E \text{ total anual}}{12 \frac{\text{meses}}{\text{año}}}$$

Ec. 11

$$E(cd) = \frac{E(cm)}{30 \frac{\text{días}}{\text{mes}}}$$

Ec. 12

$$NP = \frac{E(cd)}{P \text{ pico panel} * HSP * PR}$$

Ec. 13<sup>8</sup>

Donde:

- E total anual: energía consumida durante un año (kWh).
- E(cm): energía consumida por mes (kWh/mes).
- E(cd): energía consumida por día (kWh/día).
- P pico panel: potencia pico del panel fotovoltaico.
- HSP: horas sol pico, para este diseño el valor a utilizar es de 5,67.
- PR: *performance ratio* o rendimiento energético, el valor promedio anual para este diseño es de 75,4 %.
- Energía generada: para estimar la producción de energía eléctrica mensual y anual se debe tomar en cuenta el factor de pérdidas que afecta la producción de energía de la instalación fotovoltaica, esto significa el nivel de rendimiento global de la instalación. La energía eléctrica obtenida a través de los paneles FV se calcula por medio de la siguiente expresión.

$$Eg = Ppg * HSP * PR * Ndias$$

Ec. 14<sup>9</sup>

Donde:

- Eg: energía generada o producida.
- Ppg: potencia pico del generador (sistema de paneles FV).

<sup>8</sup> <http://www.clickrenovables.com/blog/como-calcular-una-instalacion-solar-fotovoltaica-en-5-pasos/>. Consulta: 5 de agosto de 2014.

<sup>9</sup> Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red*. p. 20.

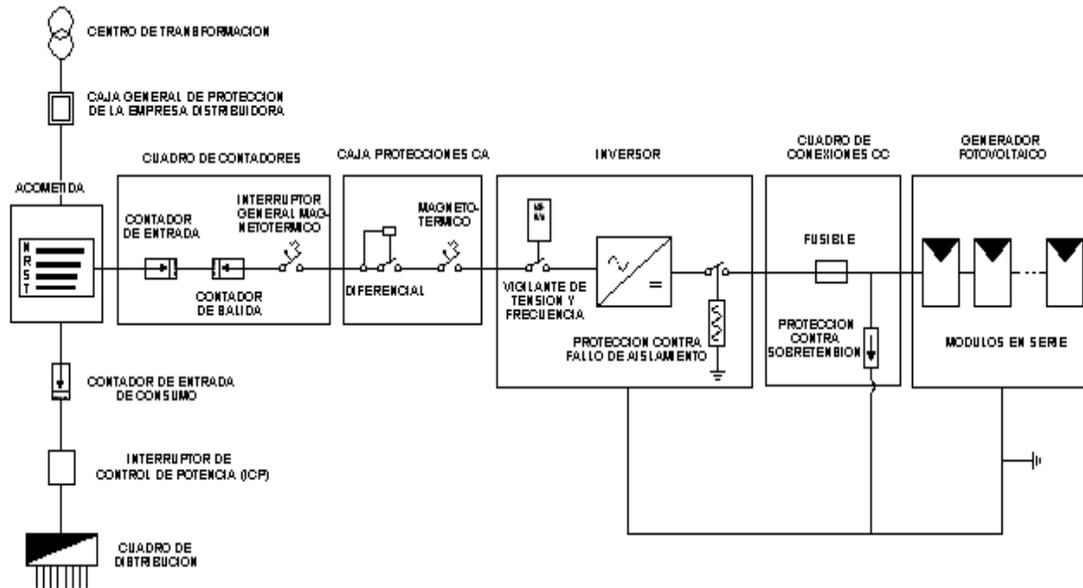
- HSP: horas sol pico, para este diseño el valor a utilizar es de 5,67.
- PR: *performance ratio* o rendimiento global de la instalación teniendo en cuenta los factores de pérdidas.
- N día: número de días para los que se efectúa el cálculo.

#### **1.4. Componentes de un sistema de generación fotovoltaica**

Los sistemas de generación fotovoltaica suministran energía eléctrica por medio de dos métodos, el primero se realiza por medio de una conexión directa a la red de distribución eléctrica y el segundo por medio de un banco de baterías denominado sistema autónomo; todo esto se logra por medio de varios componentes o elementos que ayudan a generar energía eléctrica.

- Sistema FV conectado a la red: este sistema está compuesto por un generador fotovoltaico que se encuentra conectado en paralelo a la red eléctrica convencional a través de un inversor que realiza la función de intercambiar la energía eléctrica generada durante el día y la energía consumida de la red eléctrica durante la noche o en periodos nublados; la variante principal de este sistema es que no existe un banco de baterías para almacenar la energía eléctrica comparado con el sistema autónomo.
- Sistema FV autónomo: los sistemas fotovoltaicos autónomos se caracterizan por ser independientes de la red eléctrica, debido a que los paneles no almacenan energía y usualmente se conectan a un banco de baterías para almacenar la energía generada durante el día para luego ser usada en periodos nublados o durante la noche.

Figura 6. Elementos y esquema de sistema FV conectado a red

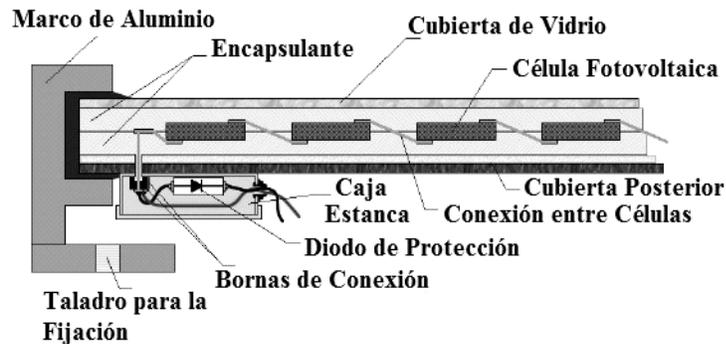


Fuente: [http://perso.orange.es/marisolroj/x\\_fotov\\_%20conect\\_a\\_red.htm](http://perso.orange.es/marisolroj/x_fotov_%20conect_a_red.htm). Consulta: 10 de noviembre de 2015.

### 1.4.1. Panel fotovoltaico

Los paneles solares están formados por la interconexión de celdas solares encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos del clima o elementos contaminantes; además, son los encargados de captar la energía procedente del sol en forma de radiación solar y transformarla en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico.

Figura 7. Estructura de un panel fotovoltaico



Fuente: <http://www.adrformacion.com/cursos/solarfoto/leccion1/tutorial3.html>. Consulta: 20 de julio de 2014.

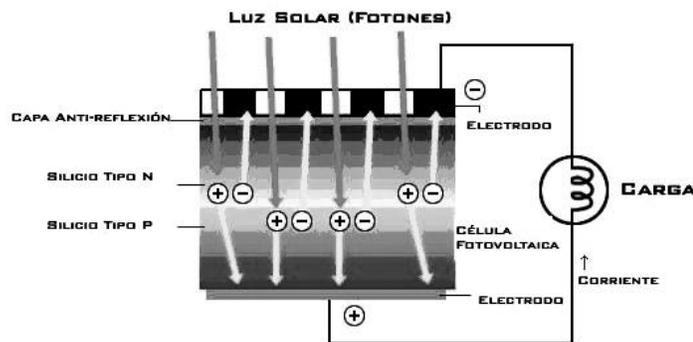
#### 1.4.1.1. Celda solar fotovoltaica

Es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (electrones). La luz está compuesta de fotones con diferentes valores de energía, cuando un fotón con energía suficiente choca con un átomo de algún material, por ejemplo el silicio, el átomo absorbe la energía del fotón y un electrón del material queda en un estado excitado por la energía absorbida, lo que permite en algunos casos que se mueva libremente. Si en lugar de uno son varios los electrones que circulan libremente, puede producirse una corriente eléctrica bajo ciertas condiciones y, por lo tanto, generar electricidad a partir de la energía solar.

Cada celda solar tiene tres capas y dos electrodos, la capa que está expuesta al sol debe aprovechar al máximo la radiación solar por unidad de área; y por esta razón, el electrodo negativo está formado por pequeñas tiritas de un material semiconductor.

Para conseguir la extracción de corriente de la celda es necesario fabricar una unión p-n que consiste en fabricar un semiconductor en que una zona sea tipo p y otra zona de tipo n: la región p actúa como contacto selectivo para los huecos impidiendo el paso de los electrones; de forma similar la región n actúa como contacto selectivo para los electrones; esto hace posible el mantenimiento de una corriente eléctrica por el circuito exterior y en definitiva el funcionamiento de la celda como generador fotovoltaico; finalmente la acumulación de cargas en las superficies del dispositivo da como resultado un voltaje eléctrico que se puede medir externamente.

Figura 8. **Funcionamiento de celda solar**



Fuente: <http://cienciamoda.weebly.com/5/category/all/1.htm>. Consulta: 13 de julio de 2014.

#### 1.4.1.2. **Construcción de la celda solar**

Físicamente la celda fotovoltaica es un diodo con una superficie amplia, comúnmente se fabrican de silicio, con un grosor que varía entre 0,25 y 0,35 milímetros, su fabricación por lo regular es cuadrada.

En el mercado existen varios tipos y formas de paneles fotovoltaicos según el tipo de celda solar; están fabricados y compuestos de silicio monocristalino, policristalino y amorfo.

#### **1.4.1.3. Tipos de celdas solares**

- Celda solar monocristalina: las celdas solares de silicio monocristalino se fabrican a partir de un único cristal de silicio extraído de un baño de silicio fundido. Este tipo de celdas son las más utilizadas en la tecnología solar y la más comercializada.

Las ventajas de utilizar este tipo de celda son: posee un rendimiento entre 14 % y 20 %; su rendimiento mejora en clima frío y su relación Wp/m<sup>2</sup> es aproximadamente 150 Wp/m<sup>2</sup>; dentro de los inconvenientes está su elevado costo de fabricación.

- Celda solar policristalina: las celdas solares de silicio policristalino son un conjunto de estructuras macrocristalinas de silicio; durante el enfriamiento del silicio en un molde se forman varios cristales de aspecto azulado.

Ventajas de esta celda: posee buena eficiencia de conversión 100 Wp/m<sup>2</sup>, un poco menor que el monocristalino; su rendimiento mejora en clima cálido y su costo de fabricación es más económico que el monocristalino; posee el inconveniente que su rendimiento baja en condiciones de iluminación baja.

- Celda solar de silicio amorfo: el silicio durante su transformación produce un gas que se proyecta sobre una lámina de vidrio, la celda es de color gris muy oscuro. Estas celdas fueron las primeras en ser manufacturadas

ya que se podían emplear los mismos métodos de fabricación de los diodos.

Dentro de las ventajas están: funciona con una luz difusa baja, incluso en días nublados, el costo de fabricación es bajo y facilita su integración sobre soporte flexible o rígido; dentro de los inconvenientes están su bajo rendimiento que es entre el 5 % y 10 % a pleno sol y su rendimiento decrece con el tiempo.

#### **1.4.1.4. Características de los paneles FV**

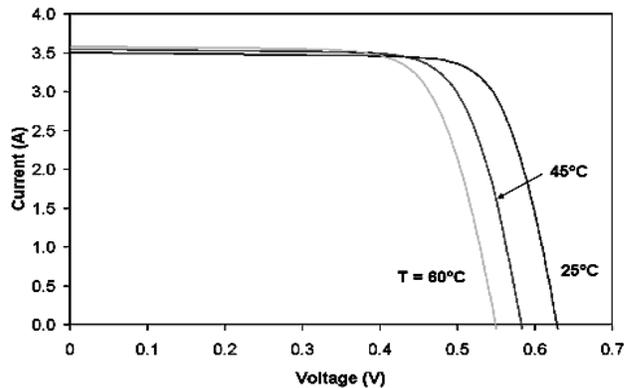
Los paneles fotovoltaicos cuentan con varias características importantes que permiten conocer las condiciones de operación y además de conocer los valores de corriente y voltaje importantes para dimensionar el sistema en condiciones estándar.

#### **1.4.1.5. Efecto de la temperatura**

El aumento de la temperatura en las celdas solares supone un incremento de la corriente, pero al mismo tiempo una disminución mucho mayor en proporción a la tensión; esto significa que tanto la corriente de cortocircuito como el voltaje a circuito abierto se ven afectados por la temperatura de trabajo, disminuyendo la potencia global del panel.

Una radiación de  $1\ 000\ \text{W/m}^2$  es capaz de calentar un panel unos  $25^\circ\ \text{C}$  por encima de la temperatura del aire circundante, reduciendo la tensión y por lo tanto la potencia en un factor superior al 12 %; debido a ello es importante colocar los paneles en lugares ventilados.

Figura 9. **Efecto de la temperatura en el panel FV**



Fuente: <http://eliseosebastian.com/efecto-negativo-de-la-temperatura-en-los-fotovoltaicos/>.

Consulta: 15 de julio de 2014.

#### **1.4.1.6. Potencia máxima (Pmax)**

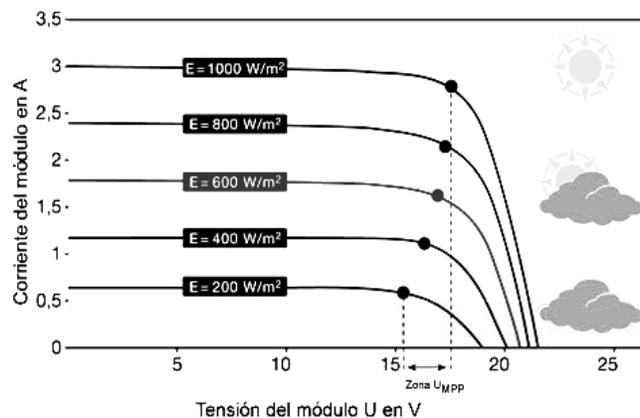
La potencia máxima de salida del panel es la característica más importante. Para cada condición de trabajo se puede calcular la potencia de salida multiplicando los valores correspondientes de voltaje y corriente para ese punto de la curva I-V; en particular la potencia de salida es nula para dos puntos de trabajo: la primera es a circuito abierto y la segunda a cortocircuito.

#### **1.4.1.7. Curva I-V**

- Intensidad: la intensidad de corriente que genera el panel aumenta a medida que la incidencia de radiación aumenta para valores de voltaje que permanecen aproximadamente constantes. En la siguiente gráfica se muestra para condiciones constantes de temperatura; como las curvas I-V varían en función de la incidencia de radiación y donde se puede apreciar como la incidencia de radiación afecta mucho más a la

intensidad. Debido a esto es importante la inclinación y orientación de los paneles debido a que los valores de radiación varían a lo largo del día en función de la inclinación.

Figura 10. **Curva I-V a diferentes intensidades de radiación**

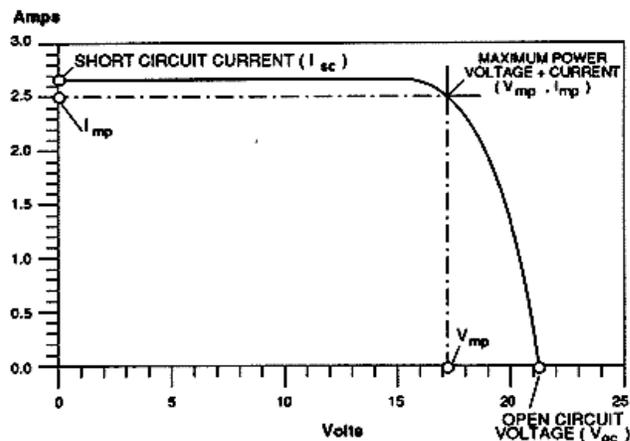


Fuente: [http://www.kalzip.com/solar/es/technical/photovoltaic\\_systems.html](http://www.kalzip.com/solar/es/technical/photovoltaic_systems.html). Consulta: 20 de julio de 2014.

- Corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ ): es el punto donde el panel produce la corriente máxima debido a que no existe una resistencia entre sus terminales representando en la curva un valor de voltaje cero. En el punto de cortocircuito la potencia de salida es igual a cero debido a que la tensión es cero.
- Voltaje a circuito abierto ( $V_{oc}$ ): la tensión máxima se produce cuando existe una ruptura en el circuito; es decir, cuando en sus terminales no existe carga conectada. En el punto de tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) la potencia de salida es cero debido a que la corriente es cero.

- Punto de máxima potencia (MPP): es el punto donde se encuentra la tensión máxima ( $V_{mpp}$ ) con la corriente máxima ( $I_{mpp}$ ) lo que al multiplicarse se traduce en la potencia máxima,  $P_{max} = V_{mpp} \cdot I_{mpp}$ .
- Corriente de máxima potencia ( $I_{mpp}$ ): es la corriente presente en la curva donde se intersecta con la tensión de máxima potencia ( $V_{mpp}$ ); además, es un punto en la curva donde se encuentra la potencia máxima de salida, este punto es cuando se obtiene un valor determinado de tensión y de corriente máxima, en la siguiente gráfica se muestra la curva característica del panel.

Figura 11. Curva V-I del panel



Fuente: <http://eliseosebastian.com/curva-tension-intensidad-en-un-panel-fotovoltaico/>. Consulta: 22 de julio de 2014.

- Voltaje de máxima potencia ( $V_{mpp}$ ): es la tensión normal de funcionamiento del panel; además, es la tensión presente en el punto de máxima potencia y donde se intersecta con la corriente de máxima potencia ( $I_{mpp}$ ).

#### **1.4.1.8. Parámetros eléctricos de los paneles FV**

En el diseño del sistema de generación FV es necesario contar con los parámetros y características de los paneles a utilizar para dimensionar adecuadamente la instalación; la mayoría de los fabricantes proporcionan la siguiente información: potencia máxima y mínima, voltaje y corriente de máxima potencia, voltaje de circuito abierto, corriente de cortocircuito, temperatura normal de operación, coeficientes de temperatura, tipo de celda, dimensiones del panel, peso, eficiencia del panel, identificación de fabricante, polaridad de terminales, etc.

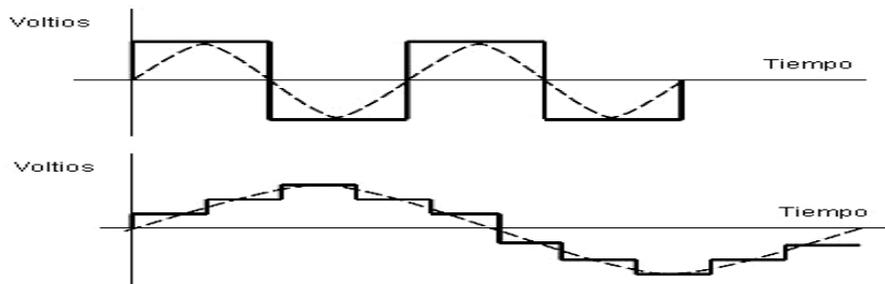
#### **1.4.2. Inversor**

El inversor es el componente electrónico más importante de la planta generadora fotovoltaica ya que convierte la corriente continua generada por las celdas fotovoltaicas en corriente alterna. El inversor está formado por los siguientes elementos fundamentales.

##### **1.4.2.1. Control principal**

Está formado por todos los elementos de control general. Uno de los métodos más usados en la generación de onda para el inversor es la técnica por modulación por ancho de pulsos (PWM) que consiste en lograr que la componente principal senoidal sea mucho más grande que las armónicas superiores; sin embargo, el hecho de ser aproximada a una onda de tipo senoidal hace que se presente el fenómeno conocido como distorsión armónica, dicho fenómeno es dañino para los aparatos electrónicos.

Figura 12. **Conversión de la onda de salida del inversor**



Fuente: [http://www.solar-instruments.es/index\\_archivos/Page16963.htm](http://www.solar-instruments.es/index_archivos/Page16963.htm). Consulta: 5 de agosto de 2014.

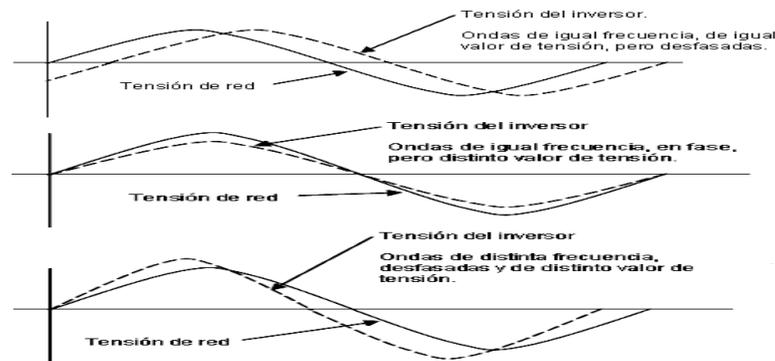
#### **1.4.2.2. Control de red**

Es la interfase entre la red y el control principal, debe contar con varias cualidades: monitorear la corriente, voltaje, rendimiento, protecciones, sincronización de señal, etc.

Para poder operar adecuadamente y conectarse a la red eléctrica, debe ser capaz de sincronizar su señal, con la de la red eléctrica; de lo contrario, se producirá un efecto de cortocircuito por el desfase entre las señales. Para que la señal de la red eléctrica y la señal del sistema fotovoltaico estén en fase, es necesario el uso de un sincronizador, motivo por el cual muchos inversores deben contar con esta cualidad.

Otro punto importante es el factor de potencia y la distorsión armónica; normalmente los inversores conmutados operan con un factor de potencia ligeramente menor a uno, debido a este valor el inversor demanda a la red eléctrica potencia reactiva lo que afectan la tensión del sistema y degradan la calidad del servicio eléctrico.

Figura 13. **Sincronización de señal inversor - red eléctrica**



Fuente: [http://www.solar-instruments.es/index\\_archivos/Page17966.htm](http://www.solar-instruments.es/index_archivos/Page17966.htm). Consulta: 5 de noviembre de 2014.

#### **1.4.2.3. Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)**

Es uno de los factores más importantes del inversor, su función es la de acoplar la entrada del inversor a los valores de potencia variables que producen los paneles. En el caso de la generación fotovoltaica la fluctuación de irradiancia durante el día provoca que la transferencia sea dinámica, por lo que la presencia del MPPT se hace imprescindible, brindando así una retroalimentación al sistema de conversión, permitiendo que la energía generada sea máxima en las diferentes condiciones de trabajo.

Estas condiciones dependen generalmente de la irradiación solar y de la temperatura, por ello es importante que el seguidor MPP realice un seguimiento continuo para encontrar el punto correcto; estos seguimientos se logran por medio del uso de algoritmos que monitorean los valores de entrada de corriente, voltaje, potencia, frecuencia, etc. Existen varios tipos de algoritmos que realizan estas tareas de monitoreo, en el caso de sistemas conectados a

red los que comúnmente se utilizan son: algoritmo de conductancia y algoritmo de perturbación y observación.

Figura 14. Diagrama y funcionamiento de algoritmos MPPT

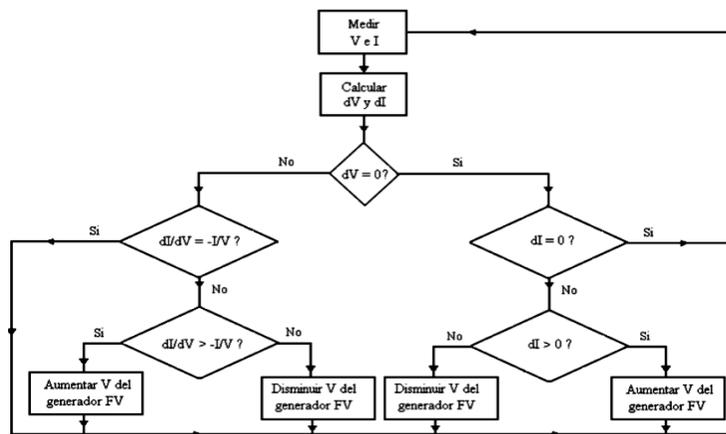


Diagrama de flujo del algoritmo de Conductancia Incremental

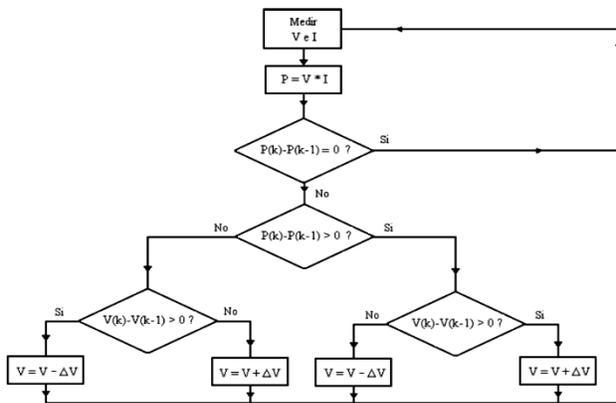
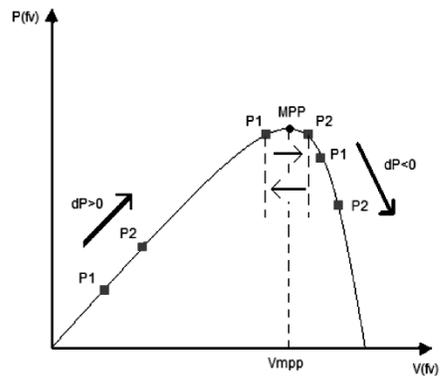


Diagrama de flujo del algoritmo P&O



Funcionamiento del algoritmo de Perturbación y Observación

Fuente: ORMAECHEA BALLESTEROS, Clara. *Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 kW*. p 50-52.

- Algoritmo de conductancia incremental: el MPPT se puede rastrear mediante la comparación de la conductancia instantánea ( $I/V$ ) a la conductancia incremental ( $\Delta I/\Delta V$ ); es decir, el algoritmo emplea

incrementos o decrementos de tensión e intensidades para realizar el nuevo MPP, empleando la variación de la potencia de salida con respecto a la tensión. La ventaja de este algoritmo respecto al de P&O es que puede calcular en cada momento la dirección en que debe modificarse el punto de trabajo del generador fotovoltaico para aproximarlos al MPP, esto asegura que bajo cambios atmosféricos rápidos no tome una dirección errónea.

- Algoritmo de perturbación y observación P&O: el método se basa en modificar la tensión continua de entrada del inversor y observar la variación de la potencia de salida; es decir, comparar el valor de potencia actual, con el valor de potencia medido anteriormente con el fin de determinar el aumento o la disminución del voltaje o de corriente de referencia, por un factor constante, hasta lograr el MPP óptimo. La muestra del voltaje del panel fotovoltaico permite colocar un punto denominado punto de operación, una vez alcanzado el MPP, el algoritmo hará que el punto de operación oscile en torno a él.
- Voltaje total en el punto de máxima potencia: es el valor total del arreglo de paneles conectados en serie. El valor de la tensión viene dado por la multiplicación de la tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{mpp}$ ) de cada panel por el número de paneles conectados en serie de cada fila a la entrada del inversor.

$$V_{mpp} (total) = V_{mpp} * NPS$$

Ec. 15 <sup>10</sup>

---

<sup>10</sup> BLANCO SARDINERO, Israel. *Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial*. p. 31.

- Corriente total en el punto de máxima potencia: es el valor total del arreglo de paneles conectados en paralelo. El valor de la corriente viene dado por la multiplicación de la corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{mpp}$ ) de cada panel o fila por el número de filas o paneles conectados en paralelo a la entrada del inversor.

$$I_{mpp} (total) = I_{mpp} * NPP$$

Ec. 16 <sup>11</sup>

#### 1.4.2.4. Protecciones del inversor

La función básica de los elementos de protección es la de reaccionar de forma adecuada ante la presencia de un defecto o fallo de la instalación, dentro de los defectos más comunes se pueden mencionar los diferentes niveles de tensión a los que puede encontrarse la instalación; y dentro de las fallas más comunes están: los cortocircuitos, frecuencia de red fuera de márgenes, temperatura de trabajo elevada, fallo de la red eléctrica, etc.

Dentro de las protecciones más relevantes que debe poseer el inversor están las siguientes:

- Interruptor automático sobre el cual actuarán los relés de mínima y máxima tensión para controlar las fases de la red de distribución.
- Protección contra funcionamiento en modo isla, esto significa evitar la posibilidad de funcionamiento cuando ha fallado el suministro eléctrico o su tensión ha descendido.

---

<sup>11</sup> BLANCO SARDINERO, Israel. *Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial*. p. 31.

- Limitador de frecuencia máxima y mínima para que esté debidamente sincronizada con la red eléctrica y evitar así un desfase.
- Protección contra sobrecarga y cortocircuito
- Protección por potencia inversa; es decir, que debe desconectarse si el caudal de la potencia de la red cae a cero o se invierte de dirección.
- Protección contra transitorios.
- Protección contra falla a tierra.
- Protección por baja tensión DC.

#### **1.4.2.5. Monitoreo de datos y rendimiento**

Los inversores deben proporcionar una variedad de datos al usuario tanto de los parámetros habituales (tensión, corriente, frecuencia, etc.) como de parámetros externos (radiación, temperatura ambiente, etc.), como también parámetros internos del inversor (temperatura de trabajo).

Ahora bien el rendimiento de los inversores oscila entre el 90 % y 97 %, dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, temperatura de funcionamiento, tipo de panel, nivel de contaminación, etc., por lo que el inversor debe trabajar a potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la potencia de entrada del inversor procedente de los paneles varía, el rendimiento del inversor actuará de igual forma.

En los inversores se busca que trabajen en el punto de máxima potencia MPPT, por sus siglas en inglés (*maximum power point tracker*), el cual es un dispositivo de electrónica de potencia que permite ajustar el voltaje de salida del panel FV de manera de que la corriente que circule por el circuito multiplicada por la tensión, sea máxima.

#### 1.4.2.6. Corrección de la tensión y corriente por efecto de temperatura

En las áreas disponibles en las azoteas de los edificios donde se instalarán los paneles, se consideran dos temperaturas promedio durante el año: la primera es una temperatura mínima de 5° C y la segunda una temperatura máxima de 35° C. La temperatura de funcionamiento del panel en condiciones estándar (STC) es de 25° C; el valor de esta temperatura cambiará debido a la temperatura ambiente del lugar donde se instalaran los paneles; por esa razón, el fabricante proporciona información sobre las características del panel FV, donde suele especificar la temperatura de operación nominal de la celda solar (TONC o NOTC). El valor de la temperatura en condiciones de trabajo que alcanzará la celda o el panel se puede aproximar mediante la siguiente expresión.

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20^{\circ}C) \left( \frac{G}{800 W/m^2} \right)$$

Ec. 17 <sup>12</sup>

Donde:

- T<sub>c</sub>: temperatura de operación de la celda o panel FV (° C).
- T<sub>amb</sub>: temperatura ambiente del lugar donde se instalarán los paneles (°C).
- TONC: temperatura nominal de la celda solar, a una irradiancia de 800W/m<sup>2</sup>, AM 1,5 G, 20° C y velocidad de viento de 1 m/s, valor proporcionado por el fabricante (° C).

---

<sup>12</sup> MORO VALLINA, Miguel. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. p. 43.

- G: irradiancia media que depende del periodo en el que se encuentre, para verano 1 000 W/m<sup>2</sup> y para invierno 100 W/m<sup>2</sup> .

Para medir la tensión de circuito abierto, (Voc) en la salida de cada panel, cuando estén trabajando bajo condiciones de temperatura diferente a 25° C, se aplicará el coeficiente de temperatura proporcionado por el fabricante al voltaje de circuito abierto, para obtener los nuevos valores de Voc y Voc (total), se obtienen por medio de las siguientes ecuaciones.

$$Voc(x\text{ }^{\circ}C) = Voc + (\Delta Voc * Voc) * (Tc - 25\text{ }^{\circ}C)$$

Ec. 18<sup>13</sup>

$$Voc(x\text{ }^{\circ}C) \text{ total} = Voc(x\text{ }^{\circ}C) * NPS$$

Ec. 19<sup>14</sup>

Donde:

- Voc(x °C): tensión a circuito abierto del panel a una temperatura “x” de trabajo, mínima o máxima del lugar donde se instalarán los paneles (V).
- Voc: tensión a circuito abierto del panel en condiciones STC (V).
- ΔVoc: coeficiente de temperatura de la tensión a circuito abierto del panel, valor proporcionado por el fabricante (%/ °C).
- Tc: temperatura que alcanzará la celda o panel solar a una temperatura ambiente determinada (° C).
- 25° C: temperatura en condiciones estándar STC.

---

<sup>13</sup> BLANCO SARDINERO, Israel. *Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial*. p. 32.

<sup>14</sup> *Ibíd.*

- Voc(x °C) total: tensión total a circuito abierto de los paneles conectados en serie (V).
- NPS: número de paneles en serie.

Para medir la corriente de cortocircuito, (Isc), en la salida de cada panel cuando estén trabajando bajo condiciones de temperatura diferente a 25° C, se aplicará el coeficiente de temperatura proporcionado por el fabricante a la corriente de cortocircuito; para obtener los nuevos valores de Isc y Isc (total), se obtienen por medio de las siguientes ecuaciones.

$$Isc(x\text{ }^{\circ}\text{C}) = Isc + (\Delta Isc * Isc) * (Tc - 25\text{ }^{\circ}\text{C})$$

Ec. 20 <sup>15</sup>

$$Isc(x\text{ }^{\circ}\text{C})\text{ total} = Isc(x\text{ }^{\circ}\text{C}) * NPP$$

Ec. 21 <sup>16</sup>

Donde:

- Isc(x °C): corriente de cortocircuito del panel a una temperatura “x” de trabajo mínima o máxima del lugar donde se instalarán (A).
- Isc: corriente de cortocircuito del panel en condiciones STC (A).
- ΔIsc: coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel, valor proporcionado por el fabricante (%/ °C).
- Tc: temperatura que alcanzará la celda o panel solar a una temperatura ambiente determinada (° C).
- 25° C: temperatura en condiciones estándar STC.

---

<sup>15</sup> BLANCO SARDINERO, Israel. *Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial*. p. 32.

<sup>16</sup> *Ibíd.*

- $I_{sc}(x\text{ }^{\circ}\text{C})$  total: corriente total de cortocircuito de todas las filas en paralelo (A).
- NPP: número de paneles en paralelo.

Cuando el fabricante de los paneles FV no proporciona el valor de coeficiente de variación de temperatura para la tensión de máxima potencia, ( $V_{mpp}$ ), el valor de esta variación se puede obtener mediante la siguiente ecuación.

$$\Delta V_{mpp} = 0,76 * \Delta V_{oc}$$

Ec. 22 <sup>17</sup>

Donde:

- $\Delta V_{mpp}$ : coeficiente de temperatura de la tensión de máxima potencia (%/  $^{\circ}\text{C}$ ).
- $\Delta V_{oc}$ : coeficiente de temperatura de la tensión a circuito abierto del panel, valor proporcionado por el fabricante (%/  $^{\circ}\text{C}$ ).

Para encontrar el valor de la tensión de máxima potencia, ( $V_{mpp}$ ) y corriente de máxima potencia, ( $I_{mpp}$ ), para valores de temperatura diferentes a  $25^{\circ}\text{C}$  se pueden obtener por medio de las siguientes ecuaciones.

$$V_{mpp}(x\text{ }^{\circ}\text{C}) = V_{mpp} + (\Delta V_{mpp} * V_{mpp}) * (T_c - 25\text{ }^{\circ}\text{C})$$

Ec. 23 <sup>18</sup>

$$I_{mpp}(x\text{ }^{\circ}\text{C}) = I_{mpp} + (\Delta I_{mpp} * I_{mpp}) * (T_c - 25\text{ }^{\circ}\text{C})$$

Ec. 24 <sup>19</sup>

---

<sup>17</sup> BLANCO SARDINERO, Israel. *Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial*. p. 33.

<sup>18</sup> *Ibíd.* p. 34.

<sup>19</sup> *Ibíd.*

Donde:

- $V_{mpp}(x \text{ } ^\circ\text{C})$ : tensión de máxima potencia del panel a una temperatura “x” de trabajo mínima o máxima del lugar donde se instalarán los paneles (V).
- $V_{mpp}$ : tensión de máxima potencia del panel en condiciones STC (V).
- $\Delta V_{mpp}$ : coeficiente de temperatura de la tensión de máxima potencia del panel, valor proporcionado por el fabricante (%/  $^\circ\text{C}$ ).
- $T_c$ : temperatura que alcanzará la celda o panel solar a una temperatura ambiente determinada ( $^\circ\text{C}$ ).
- $25^\circ\text{C}$ : temperatura en condiciones estándar STC.
- $I_{mpp}(x \text{ } ^\circ\text{C})$ : corriente de máxima potencia del panel a una temperatura “x” de trabajo mínima o máxima del lugar donde se instalaran los paneles (A).
- $I_{mpp}$ : corriente de máxima potencia del panel en condiciones STC (A).
- $\Delta I_{mpp}$ : coeficiente de temperatura de la corriente de máxima potencia del panel, valor proporcionado por el fabricante (%/  $^\circ\text{C}$ ).

Finalmente, para obtener los valores de tensión y corriente en el punto de máxima potencia totales a temperatura diferente a  $25^\circ\text{C}$ , se obtienen por medio de las siguientes ecuaciones.

$$V_{mpp}(x \text{ } ^\circ\text{C}) \text{ total} = V_{mpp}(x \text{ } ^\circ\text{C}) * NPS$$

Ec. 25

$$I_{mpp}(x \text{ } ^\circ\text{C}) \text{ total} = I_{mpp}(x \text{ } ^\circ\text{C}) * NPP$$

Ec. 26

### 1.4.2.7. Parámetros eléctricos del inversor

Para seleccionar el inversor adecuado los fabricantes proporcionan las especificaciones técnicas de los equipos, siendo las más relevantes.

- Entradas en corriente directa (DC)
  - Voltaje máximo en DC
  - Potencia máxima en DC
  - Rango de tensión del seguidor de punto de máxima potencia (MPP)
  - Voltaje nominal en DC
  - Voltaje mínimo de activación del inversor en DC (voltaje inicial)
  - Corriente máxima de entrada por fila (*string*)
  - Cantidad de seguidores de punto de máxima potencia
  
- Salidas en corriente alterna (AC)
  - Potencia nominal en AC
  - Potencia aparente máxima
  - Voltaje nominal en AC
  - Frecuencia de red
  - Corriente máxima de salida AC
  - Factor de potencia
  - Número de fases
  - Protecciones del inversor

#### **1.4.2.8. Configuraciones para conectar paneles FV al inversor**

En el sistema FV para obtener una tensión o corriente deseada para que el inversor funcione adecuadamente, es necesario conectar varios paneles fotovoltaicos ya sea en serie o en paralelo según sea el caso; por ejemplo, para aumentar la tensión, los paneles deben conectarse en serie mientras la corriente permanece constante y si el valor de la corriente se quiere aumentar los paneles deben conectarse en paralelo mientras la tensión permanece constante o igual.

En los sistemas de generación fotovoltaica se utilizan las siguientes configuraciones o arreglos de inversores: centralizado, modulares e integrados al panel.

- Arreglo de inversores centralizado: este arreglo utiliza un único inversor para realizar las conexiones entre paneles, su ventaja se basa en la simplicidad y el menor número de conexiones; la desventaja de este arreglo es el aumento de paneles conectados en serie, existiendo la posibilidad de que algunos paneles trabajen a potencia diferente debido a sombras y afectando la eficiencia del sistema, por el cual este arreglo es utilizado a campo abierto.
- Arreglo de inversores modulares: Este tipo de arreglo tiene la ventaja de trabajar en el punto de máxima potencia por cada arreglo de paneles y la versatilidad para expandir el sistema; la desventaja es el aumento de equipos, conexiones y distribución física de los dispositivos.

- Arreglo de inversores integrados al panel: este arreglo de paneles es de reciente creación, consiste en que cada panel tiene su propio inversor (micro inversor) que convierte la corriente DC a corriente AC por cada panel; este sistema es recomendado para pequeñas potencias que no superan los 5 kW.

#### **1.4.3. Medidor o contador**

Es el encargado de medir el consumo eléctrico de forma bidireccional; esto significa que suma el consumo eléctrico que se tiene en el recinto a la vez que resta la energía que el sistema FV conectado a la red produce, esto significa que proporciona el balance entre lo que se consume y lo que se genera o inyecta a la red eléctrica. El sistema FV que inyecta energía eléctrica a la red no utiliza baterías, ni modifica las conexiones eléctricas del recinto ya que el generador fotovoltaico se conecta directo a la red eléctrica; lo único que debe de realizarse es el cambio de un medidor unidireccional a uno bidireccional.

El equipo de medición bidireccional debe tener la capacidad de medir las siguientes señales eléctricas:

- Señal instantánea de voltaje y corriente en las tres fases
- Potencia activa (MW) y reactiva (MVAR)
- Frecuencia (Hz)
- Factor de potencia (FP)

#### **1.4.4. Estructura**

Los paneles fotovoltaicos deben contar con una adecuada estructura de soporte; la función de esta estructura es la de fijar sólidamente el panel para

soportar su peso, fuerza del viento que según la zona o lugar debe ser capaz de soportar vientos mínimos de 150 Km/h, también de proporcionar una ventilación adecuada.

En terrazas o suelos, la estructura debe tener una altura mínima de 30 cm para evitar la acumulación de agua originada generalmente por lluvias y por la acumulación de hojas secas provenientes de árboles que estén en los alrededores.

Existen diversos tipos de estructuras de soporte para los paneles, generalmente se dividen en dos clases: estructuras móviles y estructuras fijas.

#### **1.4.4.1. Estructura móvil**

Los sistemas móviles para paneles fotovoltaicos tienen un costo mayor que oscila entre un 15 % y 20 % adicional comparado con el sistema de estructura fija, pero permiten un rendimiento entre un 25 % y 35 % extra de generación. El sistema consiste de una estructura dinámica que se va orientando hacia el sol en forma automática por medio de un seguidor solar, este seguidor a su vez se puede construir a uno y dos ejes.

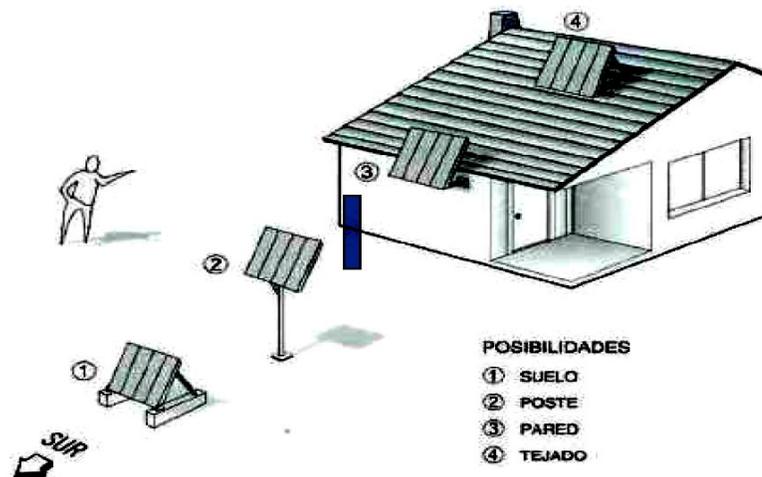
- Seguidor solar de un eje: este tipo de seguidor consiste en que una parte de la estructura o los paneles fotovoltaicos sigue la trayectoria del Sol, desde que sale hasta que se pone en el horizonte; una limitante de este seguidor es que no corrige las diferencias de inclinación del sol durante las distintas épocas del año. Con este sistema la producción aumenta en un 25 % respecto a un sistema fijo pero con un 15 % de costo adicional.

- Seguidor solar de dos ejes: este sistema permite un mejor seguimiento del sol, lo que se traduce en un mejor rendimiento debido a que los paneles fotovoltaicos giran sobre un eje horizontal y un eje vertical siguiendo la trayectoria del sol durante todo el año. Con este sistema la producción aumenta en un 35 % respecto a un sistema fijo pero con un 20 % de costo adicional. En ambos sistemas de seguimiento solar la temperatura de trabajo de los paneles se incrementa, aumentando así el factor de pérdidas por temperatura.

#### 1.4.4.2. Estructura fija

La estructura fija permanece siempre en la misma posición a una inclinación definida, en la siguiente gráfica se muestran cuatro formas típicas de colocar un grupo de paneles fijos.

Figura 15. Formas de colocar estructuras fijas



Fuente: SANZ MOYA, Roberto. *Diseño de una central fotovoltaica de 100 kWp de potencia nominal*. p. 34.

- Estructura para montar sobre el suelo: la forma clásica de fijar estas; estructuras al suelo son las zapatas de hormigón que se hacen a lo largo de una fila de paneles FV y se van anclando los pórticos a éstas; sin embargo, existe otra manera: la fijación mediante tornillos de cimentación o por medio de tornillos expansivos que ayudan a su anclaje.

Cada tipo de anclaje tiene sus ventajas y sus inconvenientes, en el caso del hormigón ahorra material de estructura pero el gasto en obra civil aumenta; algo a tener en cuenta a la hora de poner los tornillos de cimentación es que hay que aislar uno de otro mediante cinta adhesiva de neopreno para evitar el temido par galvánico.

- Estructura sobre mástil: las estructuras sobre mástiles son casos muy especiales que no suelen darse en instalaciones de conexión a red, son más comunes en instalaciones aisladas para bombas de riego, dispositivos de telefonía móvil, dispositivos meteorológicos, etc.
- Estructura sobre terrazas: Un factor importante a tomar en cuenta en este tipo de estructura es la acumulación de agua de lluvia, debido a que no corre con la misma facilidad que en los inclinados; esta se puede estancar momentáneamente y puede filtrarse por las pequeñas fisuras que tenga el punto de anclaje. Otro factor a prestar especial atención es el estudio de las cargas de viento y lluvia que va a soportar la estructura, así como el conocimiento de la sobrecarga o peso adicional sobre la terraza o techo.

### **1.4.4.3. Condiciones de construcción de la estructura**

El montaje de una instalación fotovoltaica debe ser realizado por personal calificado, muchos de los elementos que conforman la instalación fotovoltaica son frágiles y delicados; por ejemplo, el panel puede romperse o rayarse quedando inservible.

Condiciones y recomendaciones para la estructura metálica:

- La estructura debe respetar separación mínima entre filas para este proyecto es de 0,41 m para no provocar sombra.
- La altura de la estructura respecto al suelo será de  $h = 0,20$  m.
- La separación entre paneles en serie es de 4 cm con el fin de hacer circular el aire y reducir la fuerza del viento.
- La forma de la estructura no debe presentar zonas en las que se acumule agua de lluvia para evitar corrosión de la misma.
- La tortillería debe ser de acero inoxidable o tornillos galvanizados exceptuando los accesorios de sujeción de los paneles.
- Debe tener la flexibilidad de poderse ampliar con facilidad.
- Se construirá mediante el uso de perfiles facilitando el montaje y el mantenimiento.
- Debe respetarse el ángulo de inclinación, para este proyecto es de  $15^\circ$  con orientación sur.
- Toda la estructura metálica, incluidos los marcos de los paneles, gabinetes de los inversores y conduits deberán estar aterrizados mediante una tierra física.
- La estructura debe resistir el peso de los paneles.

- La constitución de la estructura y el sistema de fijación permitirá dilataciones térmicas para evitar transmitir cargas que puedan afectar la integración del sistema.
- El número de accesorios para la sujeción para los paneles debe ser suficiente para evitar que se caigan.
- La estructura se debe proteger superficialmente contra la acción de los agentes ambientales utilizando pintura anticorrosiva.

#### **1.4.5. Conductores y canalización en DC y AC**

Los conductores se encargarán de transportar la energía eléctrica desde la fuente o distribuidora hacia el consumidor. Los dos materiales que normalmente se utilizan para su construcción son el cobre y el aluminio, debido a su alta conductividad ( $\gamma$ ) para el cobre el valor es de  $56 \text{ mm}^2/\Omega\text{m}$  y para el aluminio es de  $35 \text{ mm}^2/\Omega\text{m}$ , para una temperatura a  $20^\circ \text{C}$ .

##### **1.4.5.1. Aislantes**

El conductor de cobre y aluminio se protegen comúnmente por medio de varios tipos de aislamientos con el fin de protegerlos de factores tales como: temperatura, intemperie, agua, agentes químicos, radiación solar, polvo, etc. Dentro de los aislamientos que normalmente se encuentra en el mercado están los termoplásticos con recubrimientos de PVC (policloruro de polivinilo) y los fabricados con aislamiento térmico XLPE (polietileno de cadena entrecruzada).

Los aislantes u otros recubrimientos empleados en la fabricación de cables son variados y resulta difícil hacer una revisión detallada de estos materiales sin olvidar algunos, sin dar una visión precisa de las propiedades y aplicaciones de cada uno.

Para la marcación de los conductores eléctricos se encuentran varias siglas que hacen referencia al tipo de aislamiento utilizados en los cables y sus especificaciones; por ejemplo, el material termoplástico se identifica con la sigla T, su designación de acuerdo a norma UL se indican de la siguiente manera: TW, THW, THHN, etc. También se encuentran los polímeros que se identifican con la sigla R que indican que contienen una cubierta de hule (*rubber*) dentro de los que están los siguientes: R, RW, RHW, RH, RHH. La sigla W hace referencia para ambientes húmedos (*water*).

Figura 16. **Conductor fotovoltaico**



Fuente: <http://sunenpv.com/content/?174.html>. Consulta: 20 de enero de 2015.

#### 1.4.5.2. **Conductores**

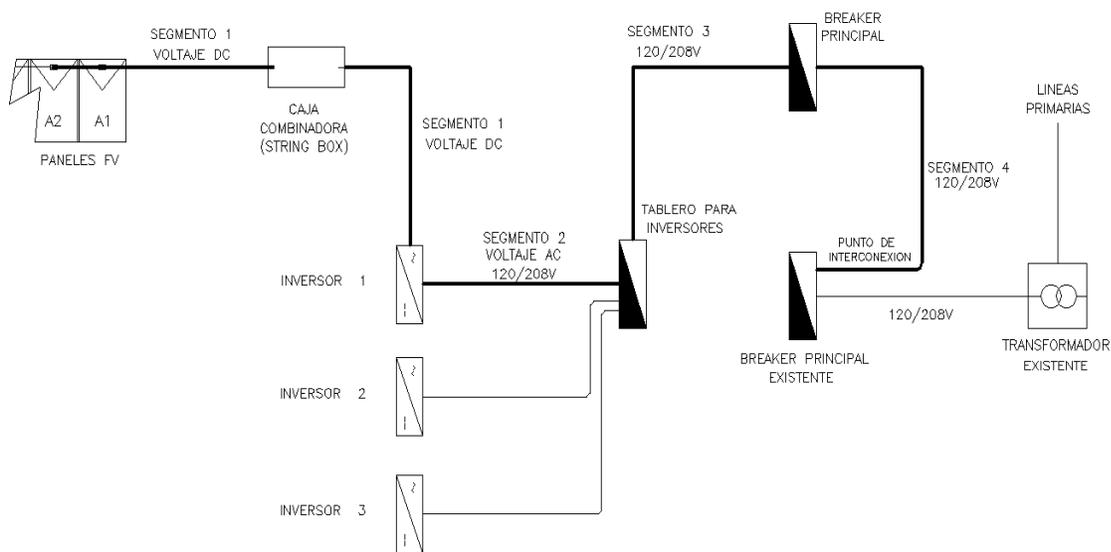
Los conductores se identifican por el número de calibre, por lo general siguen el sistema de designación americano AWG; en caso de tener un área mayor se emplea una unidad denominada circular mil (sección de un círculo que tiene un diámetro de una milésima de pulgada).

Dentro de las diferentes conexiones entre equipos existirán segmentos o tramos con diferentes calibres de conductores, que dependerán del nivel de

corriente que circule por el conductor y de la distancia de cada segmento. Para este diseño se tienen 4 segmentos: siendo los siguientes.

- Panel FV – inversor
- Inversor - tablero de inversores
- Tablero de inversores - *breaker* principal
- *Breaker* principal - red eléctrica

Figura 17. Segmentos de conexiones del sistema FV



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

- Corriente nominal: la corriente nominal se refiere a la corriente que circulará por el conductor, bajo condiciones de carga normal, el valor de la corriente nominal viene indicada por el fabricante de los equipos a conectar y se calcula por medio de las siguientes expresiones.

$$\text{Circuitos DC } I_{nom} = \frac{\text{Potencia carga}}{V_{DC}}$$

Ec. 27<sup>20</sup>

$$\text{Circuitos AC monofásicos } I_{nom} = \frac{\text{Potencia carga}}{FP * V_{AC}}$$

Ec. 28<sup>21</sup>

$$\text{Circuitos AC trifásicos } I_{nom} = \frac{\text{Potencia carga}}{FP * \sqrt{3} * V_{AC}}$$

Ec. 29<sup>22</sup>

Donde:

- $I_{nom}$ : corriente nominal
- $V_{DC}$ : voltaje en corriente directa
- $V_{AC}$ : voltaje en corriente alterna
- FP: factor de potencia
  
- Corriente de diseño: la corriente de diseño se refiere a la corriente que circulará por el conductor bajo condiciones de operación y ubicación geográfica. Cuando el conductor está bajo condiciones de operación se deben aplicar ciertos factores de corrección que deben tomarse en cuenta, siendo los siguientes: factor por temperatura, tipo de tubería o canalización, por servicio continuo, número de conductores en la misma tubería o canalización y factor por norma NEC. El valor de la corriente de diseño se calcula de la siguiente manera.

---

<sup>20</sup> HARPER, Gilberto Enríquez. *El ABC de las instalaciones eléctricas en sistemas eólicos y fotovoltaicos*. p. 51.

<sup>21</sup> MENDÉZ CELIS, Luis Alfonso. *Guía para el diseño de instalaciones eléctricas*. p. 65.

<sup>22</sup> *Ibíd.* p. 27.

$$I_{\text{diseño}} = \frac{I_{\text{nom}}}{FT * Ft * Fsc * Fc * NEC}$$

Ec. 30<sup>23</sup>

Donde:

- FT: factor por temperatura, ver tablas 310-16 y 310-17 NEC
- Ft: factor por tipo de tubería
- Fsc: factor por horas de servicio continuo
- Fc: factor por número de conductores vivos en la misma tubería
- NEC: factor por norma NEC

Factor de corrección por temperatura (FT): factor que afecta el valor de la corriente admisible del conductor, provocado por el cambio de temperatura del lugar geográfico donde se instalaran los conductores. El valor de la temperatura del conductor en condiciones normales es de 30° C, estos factores están indicados en la parte final de las tablas 310-16 y 310-17 del Código Eléctrico Nacional.

Factor de corrección por tipo de tubería (Ft): factor que se aplica a la corriente que circula por el conductor debido al tipo de canalización o tubería que se utilice para proteger el conductor, se utilizará factor 1 para tubería metálica y factor 0,80 para tubería tipo plástica.

Factor de corrección por servicio continuo (Fsc): Factor que viene dado por el número de horas continuas que estará conectado el circuito, se utilizará factor 1 cuando sea menos de 5 horas de servicio continuo y factor 0,80 para más de 5 horas de servicio continuo.

---

<sup>23</sup> MENDÉZ CELIS, Luis Alfonso. *Guía para el diseño de instalaciones eléctricas*. p. 18-25.

Factor de corrección por número de conductores vivos ( $F_c$ ): factor que reduce la capacidad de transporte de corriente de los conductores, cuando la cantidad de conductores vivos o activos en la misma tubería sea mayor a 3 conductores, para aplicar este factor no se deben tomar en cuenta los conductores que sirven como neutral o tierra, ya que se asume que por ellos no circula corriente alguna.

Tabla II. **Factores de corrección por número de conductores vivos**

<b>No. de conductores</b>	<b>Factor de reducción de capacidad de conductores</b>
4 a 6	0,80
7 a 9	0,70
10 a 20	0,50
21 a 30	0,45
31 a 40	0,40
> de 41	0,35

Fuente: <http://cursosdeelectricidad.blogspot.com/2008/06/tema-12-factor-de-correccion-por.html>.

Consulta: 21 de enero de 2015.

Factor por norma NEC: el Código Eléctrico Nacional recomienda no cargar a un conductor sobre el 80 % de su capacidad nominal, debido a que toda instalación eléctrica es un sistema dinámico y pueden existir sobrecargas o desbalance en los circuitos eléctricos.

#### **1.4.5.3. Cálculo de sección de conductores en DC**

Los conductores que se utilizarán para interconectar los paneles FV serán unipolares y deben ser capaces de conducir la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ). Normalmente los conductores que se utilizarán para interconectar los paneles

van colocados en la parte trasera o posterior de cada panel, seguidamente se colocarán dentro de una canalización. La corriente de cortocircuito está en función de la irradiancia y la temperatura ambiente del lugar donde se instalarán los paneles, de igual forma el voltaje estará en función de la temperatura ambiente, por lo que se debe calcular la variación de la temperatura de la celda ( $T_c$ ), que es la temperatura que alcanzará en un momento dado.

Para calcular el calibre de los conductores en DC, los laboratorios UL indican que la corriente de cortocircuito debe multiplicarse por 125 % antes de los cálculos del NEC (artículo 690 NEC 1999) y el NEC indica que la corriente de cortocircuito debe multiplicarse 125 % después de los cálculos UL. Esto significa que para encontrar el calibre del conductor y protección en DC se debe realizar la siguiente operación.

$$125 \% * UL = 125 \% * (125 \% * I_{sc}) = 156 \% * I_{sc}$$

Ec. 31 <sup>24</sup>

Es importante considerar la temperatura que se puede alcanzar debajo de los paneles o de todo el sistema en operación, por lo que se recomienda utilizar un conductor con aislamiento de 75° C o 90° C para asegurarse que no se produzca algún deterioro a corto plazo en los conductores. Debido a esto se recomienda utilizar conductores especialmente fabricados para su uso en sistemas solares.

Para calcular la sección mínima de los conductores en DC se utilizarán 2 métodos: el primero es por regulación de corriente y el segundo por caída de tensión por medio de las siguientes expresiones.

---

<sup>24</sup> SÁNCHEZ JUÁREZ, Aarón. *Sistemas fotovoltaicos interconectados a la red*. p. 81.

$$S = \frac{2 * L * I}{\gamma * \% * V}$$

Ec. 32 <sup>25</sup>

$$L = \frac{Stabla * \gamma * \% * V}{2 * Itabla}$$

Ec. 33 <sup>26</sup>

Donde:

- S: sección transversal del conductor (mm<sup>2</sup>).
- L: longitud del conductor, esta longitud es el doble de la distancia a recorrer porque se tiene un cable para el polo positivo y otro para el negativo (m).
- I: corriente máxima que va a circular por los conductores, esta corriente es la de cortocircuito de los paneles, 156 % \* I<sub>sc</sub> (A).
- $\gamma$ : conductividad del conductor, para el cobre=56 y aluminio=35 [mm<sup>2</sup>/  $\Omega$ m] a una temperatura de 20° C.
- %: caída de tensión máxima permitida en DC 1,5 %.
- V: voltaje máximo del sistema o del tramo a evaluar en DC (V).
- Itabla: valor de corriente obtenido de tablas 310-16 o 310-17 NEC, según calibre obtenido por el método de regulación de corriente (A).
- Stabla: sección transversal del conductor inmediato superior del valor obtenido por el método de caída de tensión por medio del uso de las tablas 310-16 o 310-17 NEC.

---

<sup>25</sup> CAMPOS FERNÁNDEZ, Manuel. *Planta solar fotovoltaica de 500kW sobre la cubierta de una nave industrial en la ciudad de Sevilla*. p. 39.

<sup>26</sup> *Ibíd.*

#### 1.4.5.4. Efecto de la temperatura en el conductor

En la práctica habitual se suele considerar la conductividad del cobre  $56 \text{ mm}^2/\Omega\text{m}$  y para el aluminio  $35 \text{ mm}^2/\Omega\text{m}$  a una temperatura de  $20^\circ \text{ C}$ , valores que suelen variar debido a la temperatura a la que estarán expuestos los cables o cuando en el cable pase la corriente máxima admisible provocando que la temperatura se eleve y se acerque a la temperatura admisible del aislante por ejemplo a  $75^\circ \text{ C}$  para los cables con aislamiento con PVC o  $90^\circ \text{ C}$  para cables con aislante XLPE.

Para calcular la temperatura en la que estarán expuestos los conductores se utiliza la siguiente expresión.

$$T = T_o + (T_{max \text{ cable}} - T_o) \left( \frac{I_{sc}}{I_{max \text{ cable}}} \right)^2$$

Ec. 34<sup>27</sup>

Donde:

- T: temperatura real o de operación estimada en el conductor ( $^\circ \text{ C}$ ).
- $T_o$ : temperatura ambiente,  $40^\circ \text{ C}$  para cables al aire y  $25^\circ \text{ C}$  para cables enterrados ( $^\circ \text{ C}$ ).
- $T_{max \text{ cable}}$ : temperatura máxima admisible para el conductor según tipo de aislamiento elegido ( $^\circ \text{ C}$ ).
- $I_{sc}$ : corriente prevista para el conductor (A).
- $I_{max \text{ cable}}$ : corriente máxima admisible del conductor elegido de acuerdo a tablas 310-16 o 310-17 NEC (A).

---

<sup>27</sup> CAMPOS FERNÁNDEZ, Manuel. *Planta solar fotovoltaica de 500kW sobre la cubierta de una nave industrial en la ciudad de Sevilla*. p. 39.

El conductor se ve afectado por el cambio de la temperatura, esto significa que cuando la temperatura aumenta, el valor de la conductividad disminuye provocando que la caída de tensión aumente, afectando la capacidad de conducción del conductor; en la siguiente tabla se muestran los diferentes valores de la conductividad a diferentes temperaturas de operación.

Tabla III. **Conductividad a distintas temperaturas**

Material	20° C	30° C	40° C	50° C	60° C	70° C	80° C	90° C
Cobre $\frac{\text{mm}^2}{\Omega\text{m}}$	56	54	52	50	48	47	45	44
Aluminio $\frac{\text{mm}^2}{\Omega\text{m}}$	35	34	32	31	30	29	28	27

Fuente: <http://www.tecnicaindustrial.es/tifrontal/a-1671-Nuevo-metodo-Cálculo-secciones-cables-baja-tension.aspx>. Consulta: 25 de enero de 2015.

#### 1.4.5.5. **Requisitos y recomendaciones para conductores DC**

- El cable para DC debe ser unipolar, un conductor para el polo positivo y otro para el negativo.
- Los colores de los conductores en DC se identificarán de la siguiente manera:
  - Conductor positivo color rojo, negro o marrón
  - Conductor negativo color blanco
  - Conductor de tierra color verde, verde/amarillo o desnudo

- Las conexiones eléctricas en DC deben efectuarse con dispositivos y terminales diseñados para instalaciones fotovoltaicas y con protección igual o superior a IP65.
- Los cables de control y fuerza deben poseer aislamiento termoplástico tipo XLPE a 75° C como mínimo o se recomienda 90° C para valores de voltaje de 1 000 – 2 000 V.
- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamiento de los mismos, el valor mínimo permitido por caída de tensión es de 1,5 %.
- La ampacidad de los conductores se reducirá debido a la temperatura de operación, de acuerdo a norma NEC.
- Debe tener la longitud necesaria para un tránsito normal de personas y evitar que el conductor sufra esfuerzos mecánicos.
- De acuerdo a normas NEC, no se permite usar cables sin ductos excepto en el arreglo de paneles FV y los cables deben contar con aislamiento mínimo de 75° C.
- Los empalmes se realizarán utilizándose cajas de derivación cada vez que sea necesarios y diseñadas para instalaciones fotovoltaicas con protección igual o superior a IP65.

#### 1.4.5.6. Cálculo de sección de conductores en AC

El calibre de los conductores debe ser capaz de conducir la corriente a plena carga, sin exceder la temperatura especificada por el fabricante. El calibre mínimo para circuitos de fuerza debe ser No. 12 AWG y para control No. 14 AWG, estos conductores deben estar marcados o identificados en sus extremos de manera legible y permanente.

Es importante considerar la temperatura de operación y de ambiente, se recomienda utilizar conductores con aislamiento de 75° C o 90° C para asegurarse que no se produzca algún deterioro en los conductores.

Para calcular la sección mínima de los conductores AC, se utilizarán 2 métodos: el primero es por regulación de corriente y el segundo es por caída de tensión por medio de las siguientes expresiones.

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I}{\gamma * \% * V}$$

Ec. 35<sup>28</sup>

$$L = \frac{Stabla * \gamma * \% * V}{\sqrt{3} * Itabla}$$

Ec. 36<sup>29</sup>

Donde:

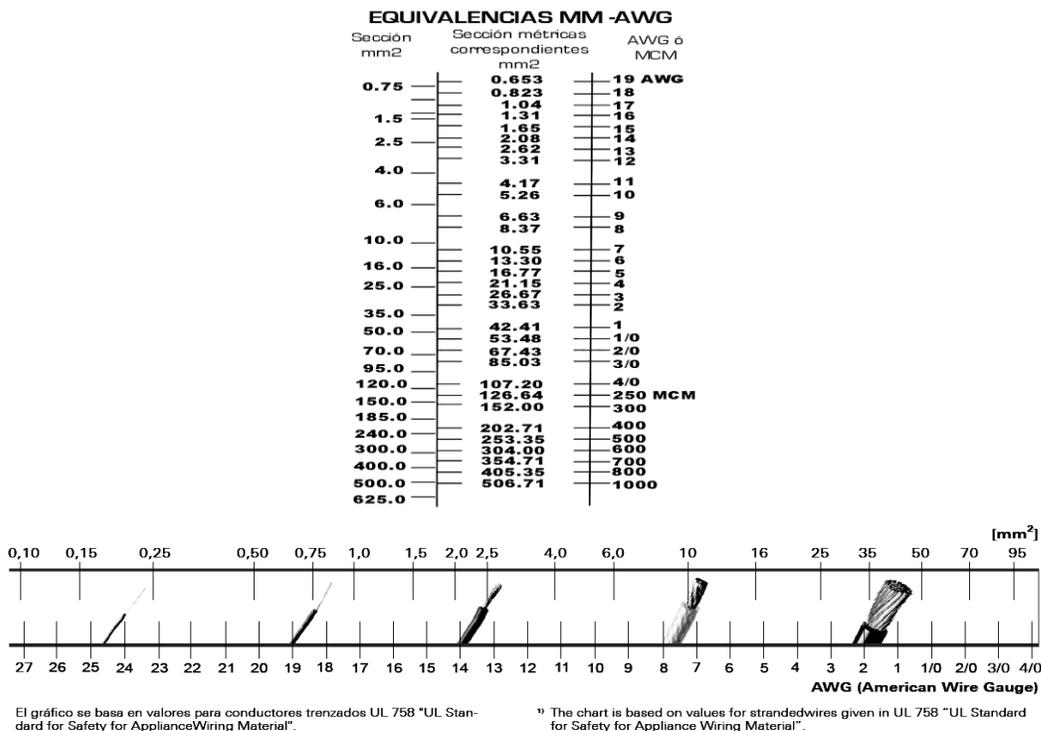
- S: sección transversal del conductor (mm<sup>2</sup>).
- L: longitud del conductor (m).
- I: corriente de carga (A).

<sup>28</sup> BLANCO SARDINERO, Israel. *Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial*. p. 44.

<sup>29</sup> *Ibíd.*

- $\gamma$ : conductividad del conductor, para el cobre=56 y aluminio=35 [ $\text{mm}^2/\Omega\text{m}$ ] a una temperatura de 20° C.
- %: caída de tensión máxima permitida en AC, 2 % para alimentadores y 3 % para circuitos derivados.
- V: voltaje nominal =  $\sqrt{3} * V_{\text{FASE-NEUTRO}}$  o del segmento en AC (V).
- I<sub>tabla</sub>: valor de corriente obtenido de tablas 310-16 o 310-17 NEC, según calibre obtenido por el método de regulación de corriente (A).
- S<sub>tabla</sub>: sección transversal del conductor inmediato superior del valor obtenido por el método de caída de tensión por medio del uso de las tablas 310-16 o 310-17 NEC.

Tabla IV. Sección transversal y equivalencias  $\text{mm}^2$  – AWG



Fuente: <https://es.scribd.com/doc/8932588/Codigo-de-Colores-Cableado>. Consulta: 15 de enero de 2015.

Tabla V. Capacidad de conductores en canalización tabla 310-16 NEC

**Table 310.16 Allowable Ampacities of Insulated Conductors Rated 0 Through 2000 Volts, 60°C Through 90°C (140°F Through 194°F), Not More Than Three Current-Carrying Conductors in Raceway, Cable, or Earth (Directly Buried), Based on Ambient Temperature of 30°C (86°F)**

Size AWG or kcmil	Temperature Rating of Conductor (See Table 310.13.)						Size AWG or kcmil
	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	
	Types TW, UF	Types RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	Types TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Types TW, UF	Types RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	Types TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
	COPPER			ALUMINUM OR COPPER-CLAD ALUM			
18	—	—	14	—	—	—	—
16	—	—	18	—	—	—	—
14*	20	20	25	—	—	—	—
12*	25	25	30	20	20	25	12*
10*	30	35	40	25	30	35	10*
8	40	50	55	30	40	45	8
6	55	65	75	40	50	60	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	110	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	150	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	190	230	255	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500
600	355	420	475	285	340	385	600
700	385	460	520	310	375	420	700
750	400	475	535	320	385	435	750
800	410	490	555	330	395	450	800
900	435	520	585	355	425	480	900
1000	455	545	615	375	445	500	1000
1250	495	590	665	405	485	545	1250
1500	520	625	705	435	520	585	1500
1750	545	650	735	455	545	615	1750
2000	560	665	750	470	560	630	2000
<b>CORRECTION FACTORS</b>							
Ambient Temp. (°C)	For ambient temperatures other than 30°C (86°F), multiply the allowable ampacities shown above by the appropriate factor shown below.						Ambient Temp. (°F)
21–25	1.08	1.05	1.04	1.08	1.05	1.04	70–77
26–30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	78–86
31–35	0.91	0.94	0.96	0.91	0.94	0.96	87–95
36–40	0.82	0.88	0.91	0.82	0.88	0.91	96–104
41–45	0.71	0.82	0.87	0.71	0.82	0.87	105–113
46–50	0.58	0.75	0.82	0.58	0.75	0.82	114–122
51–55	0.41	0.67	0.76	0.41	0.67	0.76	123–131
56–60	—	0.58	0.71	—	0.58	0.71	132–140
61–70	—	0.33	0.58	—	0.33	0.58	141–158
71–80	—	—	0.41	—	—	0.41	159–176

\* See 240.4(D).

Fuente: <http://www.tpub.com/celec/32.htm>. Consulta: 25 de enero de 2015.

Tabla VI. Capacidad de conductores al aire libre tabla 310-17 NEC

Tabla 310-17

Capacidades de corriente permisibles para los conductores aislados para tensión nominal de 0 a 2000 voltios, 60° a 90°. Cables monopolares al aire libre, tomando como base una temperatura ambiente de 30°C.

Calibre	Régimen de temperatura del conductor. Véase la tabla 310 -13								Calibre
	60° C (140 ° F)	75° C (167 ° F)	85° C (185 ° F)	90° C (194 ° F)	60° C (140 ° F)	75° C (167 ° F)	85° C (185 ° F)	90° C (194 ° F)	
	TIPOS				TIPOS				
AWG	+TW	+FEPW, +RH, +RHW, +THW, +THWN, +XHHW, +ZW	V	TA, TBS, SA, AVB, SIS, +FEP, +FEPB, +RHH, +THHN, +XHHW*, MI	+TW	+RH, +RHW, +THW, +THWN, +XHHW	V	TA, TBS, SA, AVB, SIS, +RHH, +THHN, +XHHW*, MI	AWG
	COBRE				ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO CON COBRE				
18	--	--	--	18	--	---	--	--	
16	--	--	23	24	--	---	--	--	
14	25+	30+	30	35+	--	---	--	--	
12	30+	35+	40	40+	25+	30+	30	35+	12
10	40+	50+	55	55+	35+	40+	40	40+	10
8	60	70	75	80	45	55	60	60	8
6	80	95	100	105	60	75	80	80	6
4	105	125	135	140	80	100	105	110	4
3	120	145	160	165	95	115	125	130	3
2	140	170	185	190	110	135	145	150	2
1	165	195	215	220	130	155	165	175	1
1/0	195	230	250	260	150	180	195	205	1/0
2/0	225	265	290	300	175	210	225	235	2/0
3/0	260	310	335	350	200	240	265	275	3/0
4/0	300	360	390	405	235	280	305	315	4/0
250	340	405	440	455	265	315	345	355	250
300	375	445	485	505	290	350	380	395	300
350	420	505	550	570	330	395	430	445	350
400	455	545	595	615	355	425	465	480	400
500	515	620	675	700	405	485	525	545	500
600	575	690	750	780	455	540	595	615	600
700	630	755	825	855	500	595	650	675	700
750	655	785	855	885	515	620	675	700	750
800	680	815	885	920	535	645	700	725	800
900	730	870	950	985	580	700	760	785	900
1000	780	935	1020	1055	625	750	815	845	1000
1250	890	1065	1160	1200	710	855	930	960	1250
1500	980	1175	1275	1325	795	950	1035	1075	1500
1750	1070	1280	1395	1445	875	1050	1145	1185	1750
2000	1155	1385	1505	1560	960	1150	1250	1335	2000
FACTORES DE CORRECCIÓN									
Temp . Amb. °	Para temperatura ambiente sobre 30°C multiplique la corriente indicada en la tabla por el factor de corrección adecuado para determinar la máxima corriente permitida								
21-25	1.08	1.05	1.04	1.04	1.08	1.05	1.04	1.04	
26-30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	
31-35	0.91	0.94	0.95	0.96	0.91	0.94	0.95	0.96	
36-40	0.82	0.88	0.90	0.91	0.82	0.88	0.90	0.91	
41-45	0.71	0.82	0.85	0.87	0.71	0.82	0.85	0.87	
46-50	0.58	0.75	0.80	0.82	0.58	0.75	0.80	0.82	
51-55	0.41	0.67	0.74	0.76	0.41	0.67	0.74	0.76	
56-60	---	0.58	0.67	0.71	---	0.58	0.67	0.71	
61-70	---	0.33	0.52	0.58	---	0.33	0.52	0.58	
71-80	---	---	0.30	0.41	---	---	0.30	0.41	

+ El régimen nominal de corriente y la protección contra sobrecorriente para estos conductores no debe exceder de 15A para el calibre #14, 20 A para el calibre #12 y 30 Amperios para el #10 (cobre) o 15A para el #12 y 25A para el #10 de aluminio o aluminio con recubrimiento de cobre.

Fuente: <http://www.slideshare.net/andrscastiblanco/cable-centelsa>. Consulta: 26 de enero 2015.

Tabla VII. **Tamaño mínimo de conductores para aterrizado 250-95 y 94**

Tabla 8 \* From NEC Table 250-95  
**TAMAÑO MÍNIMO DE CONDUCTORES PARA ATERRIZADO DE GABINETES Y EQUIPOS**

(Minimum Size Equipment Grounding Conductors for Grounding Raceway & Equipment), NEC

Capacidad del dispositivo automático de disparo por sobrecorriente, en el circuito antes de los equipos, conductores (Amperios)	Calibre (Size)	
	Cable de cobre No. AWG / MCM	Cable de aluminio cubierto de cobre ** No. AWG / MCM
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1 / O
600	1	2 / O
800	1 / O	3 / O
1000	2 / O	4 / O
1200	3 / O	250 MCM
1600	4 / O	350 MCM
2000	250 MCM	400 MCM
2500	350 MCM	600 MCM
3000	400 MCM	600 MCM
4000	500 MCM	800 MCM
5000	700 MCM	1200 MCM
6000	800 MCM	1200 MCM

\*\* véase limitaciones a la instalación en la sección 250-92 (a)

Nota: Para cumplir con lo establecido en la sección 250-51, los conductores de tierra de los equipos podrían ser de mayor sección que lo especificado en este cuadro

Tabla 7 \* From NEC Table 250-94  
**GROUNDING ELECTRODE CONDUCTORS FOR "AC" SYSTEMS**

Tamaño del conductor de entrada conductores vivos o fases Cobre (Cooper)	Tamaño del conductor para electrodo de tierra Cobre (Cooper)
< 2	8
1 - 1 / O	6
2 / O - 3 / O	4
3 / O - 350	2
350 - 600	1 / O
600 - 1100	2 / O
> 1100	3 / O

Tamaño del conductor de entrada Conductores Vivos o Fases Aluminum Cooper Clad Aluminum	Tamaño del Conductor para electrodo de tierra Aluminum Cooper Clad Aluminum
< 1 / O	6
2 / O - 3 / O	4
4 / O - 250	2
250 - 500	1 / O
500 - 900	3 / O
900 - 1750	4 / O
> 1750	250

\* Additional information & exceptions are stated in Article 250 - Grounding, National Electric Code (NEC)

Fuente: <http://programacasasegura.org/mx/disenio-de-sistemas-de-tierra/>. Consulta: 27 de enero

2015.

#### **1.4.5.7. Requisitos y recomendaciones para conductores AC**

- El cable AC será unifilar para cada fase, neutro y tierra.
- Los colores de los conductores en AC se identificarán de la siguiente manera:
  - Conductores vivos color rojo, azul y negro.
  - Conductor neutro color blanco.
  - Conductor de tierra color verde, verde con amarillo o desnudo para puesta a tierra de los equipos.
- Los conductores serán de cobre o aluminio y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamiento de los mismos, el valor mínimo permitido por caída de tensión hasta el punto de conexión a red es de 2 %.
- Se debe tapar cualquier orificio que no se esté usando en las cajas, gabinetes utilizando tapones apropiados para proteger los conductores.
- Todas las cajas que contengan conexiones eléctricas deben ser accesibles para mantenimiento.
- La ampacidad de los conductores se reducirá debido a la temperatura de operación y debe contar con aislamiento mínimo de 75° C (se recomienda aislamiento a 90° C) de acuerdo al NEC.

- Debe tener la longitud necesaria para un tránsito normal de personas y evitar que el conductor sufra esfuerzos mecánicos.

#### **1.4.5.8. Selección del conductor de puesta a tierra**

El conductor de puesta a tierra se conectará al chasis de los equipos, estructuras, circuitos y/o canalizaciones a la varilla o electrodo de puesta a tierra, para determinar el calibre se empleará la tabla 250-95 y 250-94 del NEC.

El calibre se determina en función de la capacidad nominal del dispositivo automático de sobrecorriente que se va a proteger, ver tabla 250-95 y 250-94 calibre mínimo de conductor del Código Eléctrico Nacional.

#### **1.4.5.9. Conector MC4**

La conexión del cableado es un elemento de mucha importancia, una mala conexión puede conllevar la aparición de arcos eléctricos, calentamiento de equipos y producir riesgos de incendio.

Para las conexiones eléctricas se pueden realizar con diversos dispositivos, accesorios y terminales. Hoy en día para conectar los paneles FV entre sí se abrían sus cajas de conexión y se enlazaban los paneles introduciendo los cables en las respectivas terminales y apretándolos con tornillos. Actualmente se han mejorado los métodos de conexión y entre ellos el uso de conectores tipo MC4, que permiten agilizar las conexiones y operaciones de montaje del sistema FV y proporcionar así ahorro de tiempo y seguridad en las conexiones.

#### Características:

- Rango de sección transversal 14 - 12 - 10 AWG o 1,5 mm<sup>2</sup> – 2.5 mm<sup>2</sup> – mm<sup>2</sup> – 6 mm<sup>2</sup> – 10 mm<sup>2</sup>.
- Voltaje que soporta 600V (UL) – 1 000V DC.
- Rango de corriente nominal 20 - 30 amperios DC.
- Clase de protección II.
- Temperatura que debe soportar -40° C a 90° C.
- Grado de protección IP2X desacoplado e IP67 acoplado.
- Material de contacto cobre plateado.

#### Ventajas:

- Simple, rápido y seguro
- Alta resistencia mecánica y rayos UV
- Alta resistencia a corriente y voltajes 30 amperios y 1 000 voltios
- Sellado resistente al agua, polvo, diseño IP67
- Excelente material plástico y resistente al uso al aire libre
- Conector MC4 macho y hembra

Figura 18. **Conector MC4**



Fuente: [http://gensolar.cl/index.php?route=product/product&product\\_id=70](http://gensolar.cl/index.php?route=product/product&product_id=70). Consulta: 22 de julio de 2014.

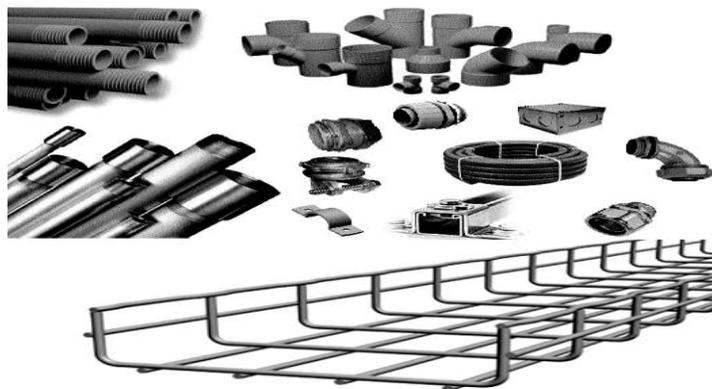
#### 1.4.5.10. Canalización

Los conductores utilizados en el sistema de generación FV deben estar contenidos dentro de canalización adecuada tanto para DC y AC, según corresponda. Las canalizaciones deberán ser independientes de los circuitos alimentadores o derivados existentes de cada uno de los edificios.

La canalización también asegura y protege mecánicamente los conductores. A continuación se presentan varios tipos y formas de canalizar:

- Canalización fijada sobrepuesta en techo o pared
- Canalización cerrada provista de una tapa amovible
- Canalización por encima o dentro de los pisos, techos, etc
- Bandeja de cables con paredes laterales y sin tapa
- Tubería de sección circular plástico o metálica galvanizada
- Canaleta de sección no circular

Figura 19. Tipos de canalización y accesorios



Fuente: <http://tienda.rpmingeneria.cl/?product=tubos-conduit-acero-galvanizado-ansi-c80-1>.

Consulta: 25 de julio de 2014

#### **1.4.5.11. Dimensionado de la canalización**

Para dimensionar los diferentes diámetros o tamaños de las canalizaciones es importante determinar todos los valores de secciones de los conductores eléctricos de la instalación, esto se realiza considerando las siguientes etapas:

- Definir la tensión y corriente nominal del circuito.
- Elegir el tipo de conductor y la forma de la instalación.
- Aplicar factores de corrección por temperatura, por tipo de tubería, número de conductores activos y horas de servicio continuo.
- Determinar la sección de los conductores por el método de regulación de corriente.
- Verificar la sección por el método de caída de tensión.
- Verificar el cumplimiento de las secciones mínimas exigidas.

Bandeja para cables: es un conjunto de unidades o secciones que junto a sus accesorios conforman una estructura rígida para soportar cables; existen bandejas abiertas o cerradas y de tamaños diferentes.

En cuanto al número de conductores, el NEC indica en el artículo 366.6 que no tendrán más de 30 conductores de potencia y que la suma de las secciones transversales de los conductores no supere el 20 % de la sección transversal interior a utilizar de la canaleta o bandeja.

Para seleccionar la canaleta o bandeja es necesario tener en cuenta una serie de elementos:

- Cantidad y sección de los cables a llevar por la bandeja.
- Características del ambiente donde se montará la misma (ambiente corrosivo, húmedo, polvo, etc.).
- Peso de los cables a instalar y de la misma bandeja.
- Tipo de bandeja abierta o cerrada.

#### 1.4.5.12. Cálculo de tubería

Para el cálculo del diámetro de tuberías se debe tomar en cuenta la relación entre la suma total de las secciones transversales de los conductores más su aislamiento y el área transversal del tubo. A esta relación de acuerdo a norma NEC se le llama factor de relleno (FR). Otro factor a tomar en cuenta es el factor de arreglo (FA), el cual es de 0.80 según norma NEC, esto es debido a que el área del cobre del conductor no es igual al área del conductor cerrado.

Para calcular el diámetro de canalizaciones se utilizará las siguientes expresiones:

$$a = \Sigma \text{Área conductores} \quad \text{Ec. 37}^{30}$$

$$A \text{ tubo} = \frac{\pi * \Phi^2}{4} \quad \text{Ec. 38}^{31}$$

$$A \text{ tubo} = \frac{a}{FR * FA} \quad \text{Ec. 39}^{32}$$

---

<sup>30</sup> MENDEZ CELIS, Luis Alfonso. *Guía para el diseño de instalaciones eléctricas*. p. 37.

<sup>31</sup> *Ibíd.*

<sup>32</sup> *Ibíd.*

Igualando las ecuaciones anteriores y despejando la variable diámetro ( $\Phi$ ), se obtiene la siguiente expresión:

$$\Phi = \sqrt{\frac{4 * a}{\pi * FA * FR}}$$

Ec. 40<sup>33</sup>

Donde:

- a: sección transversal del conjunto de conductores, tabla 70-483 NEC, publicación 1971.
- $\pi$ : pi = 3,141592654.
- FA: factor de arreglo por norma NEC 0,80.
- FR: factor de relleno 53 % para un conductor activo, 31 % para dos y 40 % para de más tres conductores activos.
- $A_{TUB}$ : área de tubo ( $\text{pulg}^2$ ).

Algunas prescripciones que se deben de tomar en cuenta en la canalización son:

- No ubicar en la misma canalización cables de media y/o alta tensión con los cables de baja tensión.
- No colocar cables de potencia con cables de control por posibles perturbaciones que se provoquen unos sobre otros.
- Señalizar los diferentes circuitos para una pronta identificación.
- Aterrizar en toda su extensión la canalización y tramos de la misma.

---

<sup>33</sup> MENDEZ CELIS, Luis Alfonso. *Guía para el diseño de instalaciones eléctricas*. p. 37.

Las siguientes dos tablas muestran los diámetros y secciones transversales que poseen los diferentes calibres de conductores con aislamientos de hules o termoplásticos AWG.

Tabla VIII. **Conversión de diámetros AWG a métrico**

<b>AWG Number</b>	<b>Ø [Inch]</b>	<b>Ø [mm]</b>	<b>Ø [mm<sup>2</sup>]</b>
4/0 = 0000	0.460	11.7	107
3/0 = 000	0.410	10.4	85.0
2/0 = 00	0.365	9.26	67.4
1/0 = 0	0.325	8.25	53.5
1	0.289	7.35	42.4
2	0.258	6.54	33.6
3	0.229	5.83	26.7
4	0.204	5.19	21.1
5	0.182	4.62	16.8
6	0.162	4.11	13.3
7	0.144	3.66	10.5
8	0.128	3.26	8.36
9	0.114	2.91	6.63
<b>AWG Number</b>	<b>Ø [Inch]</b>	<b>Ø [mm]</b>	<b>Ø [mm<sup>2</sup>]</b>
10	0.102	2.59	5.26
11	0.0907	2.30	4.17
12	0.0808	2.05	3.31
13	0.0720	1.83	2.62
14	0.0641	1.63	2.08
15	0.0571	1.45	1.65
16	0.0508	1.29	1.31
17	0.0453	1.15	1.04
18	0.0403	1.02	0.823
19	0.0359	0.912	0.653

Fuente: [http://www.triodedick.com/pdf\\_files\\_td/AWG\\_toMetric\\_Conversion\\_Chart.pdf](http://www.triodedick.com/pdf_files_td/AWG_toMetric_Conversion_Chart.pdf). Consulta:

5 de agosto de 2014.

**Tabla IX. Sección transversal de conductores con aislamientos**

BASADO EN NEC - 1971 (70-483)

**DIMENSIONES EN LOS CONDUCTORES CON AISLAMIENTOS DE HULES O TERMOPLASTICOS**

Calibre AWG MCM	Tipo Conductor TFN, THHN, THWN		Tipo Conductor RH-2, RFH-2, RH, RHH***, RHW, ***SF-2		Tipo Conductor TF, T, THW, +TW, RUH**, RUW**		Tipo Conductor FEP, FEPB, PF, PGF		Tipo Conductor XHHW	
	Diametro Aprox. (Pulg)	Area Aprox. (Pulg)	Diametro Aprox. (Pulg)	Area Aprox. (Pulg)	Diametro Aprox. (Pulg)	Area Aprox. (Pulg)	Diametro Aprox. (Pulg)	Area Aprox. (Pulg)	Diametro Aprox. (Pulg)	Area Aprox. (Pulg)
18	0.089	0.0064	0.146	0.0167	0.106	0.0088	0.081	0.0052		
16	0.100	0.0079	0.158	0.0196	0.118	0.0109	0.092	0.0066		
14	0.105	0.0087	2/64" 0.171	0.0230	0.131	0.0135	0.105 0.105	0.0087 0.0087		
14			3/64" 0.204 *	0.0327 *						
14					0.162 +	0.0206 +			0.129	0.0131
12	0.122	0.0117	2/64" 0.188	0.0278	0.148	0.0172	0.121 0.121	0.0115 0.0115		
12			3/64" 0.221 *	0.0384*						
12			3/64" 0.221 *		0.179 +	0.0251 +			0.146	0.0167
10	0.153	0.0184	0.242	0.0460	0.168	0.0224	0.142 0.142	0.0159 0.0159		
10					0.199 +	0.0311 +			0.166	0.0216
8	0.201	0.0317	0.311	0.0760	0.228	0.0408	0.189 0.169	0.0280 0.0225		
8					0.259 +	0.0526 +			0.224	0.0394
6	0.257	0.0519	0.397	0.1238	0.323	0.0819	0.244 0.302	0.0467 0.0716	0.282	0.0625
4	0.328	0.0845	0.452	0.1605	0.372	0.1087	0.292 0.350	0.0669 0.0962	0.328	0.0845
3	0.356	0.0995	0.481	0.1817	0.401	0.1263	0.320 0.378	0.0803 0.1122	0.356	0.0995
2	0.388	0.1182	0.513	0.2067	0.433	0.1473	0.352 0.410	0.0973 0.1316	0.388	0.1182
1	0.450	0.1590	0.588	0.2715	0.508	0.2027	0.420	0.1395	0.450	0.1590
1/O	0.491	0.1893	0.629	0.3107	0.549	0.2367	0.462	0.1676	0.491	0.1893
2/O	0.537	0.2265	0.675	0.3578	0.595	0.2781	0.498	0.1974	0.537	0.2265
3/O	0.588	0.2715	0.727	0.4151	0.647	0.3288	0.560	0.2463	0.588	0.2715
4/O	0.646	0.3278	0.785	0.4840	0.705	0.3904	0.618	0.2999	0.646	0.3278
250	0.716	0.4026	0.868	0.5917	0.788	0.4877			0.716	0.4026
300	0.771	0.4669	0.933	0.6837	0.483	0.5581			0.771	0.4669
350	0.822	0.5307	0.985	0.7620	0.895	0.6291			0.822	0.5307
400	0.869	0.5931	1.032	0.8365	0.942	0.6969			0.869	0.5931
500	0.955	0.7163	1.119	0.9834	1.029	0.8316			0.955	0.7163
600	1.058	0.8792	1.233	1.1940	1.143	1.0261			1.073	0.9043
700	1.129	1.0011	1.304	1.3355	1.214	1.1575			1.145	1.0297
750	1.163	1.0623	1.339	1.4082	1.249	1.2252			1.180	1.0936
800	1.196	1.1234	1.372	1.4784	1.282	1.2908			1.210	1.1499
900	1.258	1.2449	1.435	1.6173	1.345	1.4208			1.270	1.2668
1000	1.319	1.3623	1.494	1.7531	1.404	1.5482			1.330	1.3893
1250			1.676	2.2062	1.577	1.9532			1.500	1.7672
1500			1.801	2.5475	1.702	2.2748			1.620	2.0612
1750			1.916	2.8895	1.817	2.5930			1.740	2.3779
2000			2.021	3.2079	1.922	2.9013			1.840	2.6590

\* Dimensiones para los tipos RHH y RHW

\*\* Del No. 14 al No. 2

+ Dimensiones del tipo THW en tamaños del 14 al 8. El tipo THW del No. 6 en adelante tienen las mismas dimensiones que el tipo T

\*\*\* Las dimensiones del tipo RHH y RHW sin cubierta exterior son las mismas que las del tipo THW del No. 18 al No. 3 solidos y del No. 6 en adelante aislados

Fuente: <http://es.slideshare.net/MISTMOAL/11b912de>. Consulta: 10 de agosto de 2014.

### 1.4.6. Sistema de protección

La protección eléctrica que contiene el proyecto tiene como objetivo detectar y aislar las fallas tan pronto sea posible para proteger los equipos, circuitos o personas; además, debe ser capaz de detectar y alertar sobre condiciones indeseables y anormales de los equipos y de operaciones dentro del sistema eléctrico de la instalación.

Tabla X. **Fallas comunes en los sistemas FV**

TIPO DE FALLA	CAUSAS	CONSECUENCIAS
Falla a tierra	Deterioro de aislamiento (i.e. rayos UV, humedad, calor, sobrevoltajes, envejecimiento, químicos), daño al instalar, mala instalación. Cable suelto en caja de conexiones, abrasión, roedores, etc.	Posibles: descarga eléctrica, arcos, fuego, corriente inversa en módulos, sobrecorrientes y pérdida de potencia.
Cortocircuito		Pérdida de potencia, posibles arcos y fuego, por consiguiente, daño al sistema de CD.
Circuito abierto	Mala instalación, componentes inadecuados, fatiga por ciclos térmicos o vibración.	Pérdida de potencia, posibles arcos eléctricos y fuego.
Sobrevoltaje inducido	Descargas atmosféricas.	Posibles daños a componentes, particularmente a equipos electrónicos
Sobrevoltaje directo	Descargas atmosféricas directas.	Daños al generador y equipos electrónicos.
Sombreado	<i>Cell mismatch</i> , celdas defectuosas, basuras, aves, localización inapropiada.	Generación de puntos calientes y posible destrucción del módulo.

Fuente: [http://www.iie.org.mx/proyectofotovoltaico/pdf/5\\_PROTECCION\\_Y\\_SEGURIDAD.pdf](http://www.iie.org.mx/proyectofotovoltaico/pdf/5_PROTECCION_Y_SEGURIDAD.pdf).

Consulta: 3 de noviembre de 2014.

Las fallas que normalmente suceden en este tipo de instalaciones son las de voltajes de cortocircuito, sobrecargas, altas temperaturas, cambio de fases, desbalance de cargas (sistemas trifásicos), etc. La protección eléctrica en el sistema fotovoltaico debe proteger tres partes esenciales: la primera parte debe proteger los paneles; la segunda el inversor (la primera y segunda parte es en

corriente directa); mientras que la tercera parte es de proteger el lado de corriente alterna. En la mayoría de los casos los equipos a proteger generalmente poseen alguna protección integrada, pero se recomienda complementarlas con otros dispositivos para una mejor protección.

Las principales protecciones que debe poseer el sistema son:

Protecciones en circuitos DC:

- Diodo de bloqueo y bypass
- Fusible (opcional)
- Interruptor de sobrecorriente en DC
- Interruptor seccionador
- Descargadores de sobretensiones o varistores

Protecciones en circuitos AC:

- Interruptor termomagnético
- Tablero de distribución
- Interruptor principal
- Interruptor automático diferencial
- Puesta a tierra en DC/AC

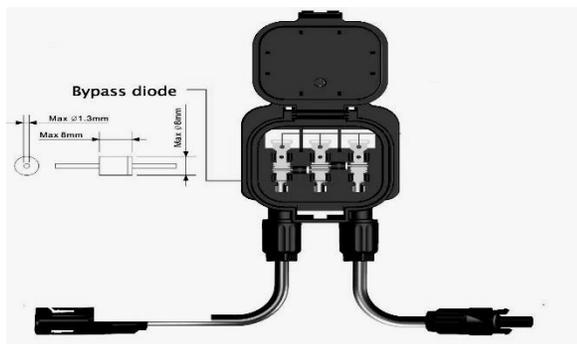
#### **1.4.6.1. Diodo de bloqueo y *bypass***

Los valores de la tensión y corriente se ven afectados por varios factores: uno de ellos es la sombra que afecta el rendimiento del inversor; para evitar estas pérdidas de rendimiento ocasionadas por sombras, es necesario insertar

un diodo de bloqueo en serie a cada panel. En la actualidad los paneles ya vienen con este diodo.

El diodo de bloqueo impide que la batería se descargue a través de los paneles en ausencia de luz solar, también evitan que el flujo de corriente se invierta entre paneles conectados en paralelo cuando en uno o más se hacen sombras parciales, haciendo que cada panel absorba corriente de otro panel.

Figura 20. **Diodo de *bypass***



Fuente: <https://spanish.alibaba.com/product-gs/waterproof-pv-solar-junction-box-3-rail-tuv-pv-junction-box-422876941.html>. Consulta: 11 de noviembre de 2014.

#### 1.4.6.2. **Fusible**

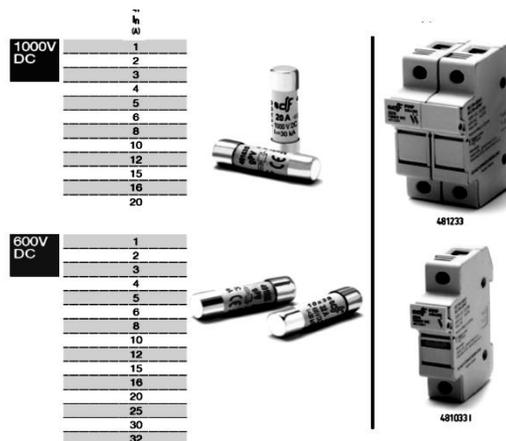
Los fusibles son dispositivos de protección que actúan cuando por ellos circula una corriente que rebasa el límite de conducción del mismo, se utiliza comúnmente como medio de protección contra cortocircuito y no contra sobrecarga.

La función del fusible es la de seccionar y aislar una parte del generador fotovoltaico sin tener que desconectar el resto de paneles o filas, esto es

necesario para la protección de los paneles y conductores o para el mismo mantenimiento de la instalación. Los paneles admiten corrientes inversas moderadas y normalmente inferiores a 15 A, si se superan estos valores el diodo de *bypass* corre el riesgo de dañarse y con ello el panel FV.

Se recomienda que cada fila posea dos fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polo positivo y otro para el polo negativo. Para obtener el valor de los fusibles según requerimientos mínimos de UL y recomendaciones del NEC, se utilizará la ecuación 31.

Figura 21. **Fusibles y portafusibles**



Fuente: [www.df-sa.es/es/fotovoltaicos](http://www.df-sa.es/es/fotovoltaicos), catalogo df Electric, fusibles & bases FV. Consulta: 6 de octubre de 2014.

El valor de corte de los fusibles se obtiene de la misma forma que se obtiene el valor de ampacidad de los conductores, con la variante que el Código Eléctrico Nacional recomienda que el valor de los fusibles sea menor a la capacidad que pueda soportar el conductor a manera de protegerlo, los valores

de corte que se encuentran comúnmente en el mercado y de tensión están indicados en la gráfica anterior.

Para este proyecto no se utilizará este tipo de protección, con el fin de economizar y ahorrar tiempo en el recambio de las piezas debido a que todas las protecciones de corriente DC están instaladas en la azotea y a la vez poco accesibles y el personal de mantenimiento debe invertir un tiempo considerable para realizar dicho mantenimiento.

#### **1.4.6.3. Interruptor de sobrecorriente en DC**

Este tipo de interruptor generalmente es termomagnético; provee un medio de desconexión con la variante que deben ser especificados para uso en circuitos de corriente directa, con capacidad de voltaje apropiada y capacidad interruptiva adecuada.

#### **1.4.6.4. Interruptor seccionador**

Se utilizan para desconectar y limitar la corriente en condiciones nominales e incluso en condiciones de sobrecarga y cortocircuito de las filas, inversores y cajas combinadoras que forman parte del sistema FV. El artículo 690 del NEC exige que todos los conductores portadores de corriente que parten de la fuente de potencia FV deban estar previstos de una desconexión incluyendo el conductor de puesta a tierra que permanece conectado todo el tiempo para cumplir con las exigencias del NEC.

El interruptor debe ser capaz de soportar la tensión máxima que le pueda llegar de los paneles, cuando estos estén bajo condiciones de temperatura normales de operación y cuando estén a circuito abierto.

$$V_{INTERRUPTOR} = NPS * Voc_{(STC)}$$

Ec. 41

$$I_{INTERRUPTOR} = 125 \% * Isc_{(STC)}$$

Ec. 42<sup>34</sup>

Los dispositivos de desconexión y limitadores de corriente y el cableado deben instalarse en armarios o cajas combinadoras, de acuerdo a métodos aprobados por el NEC y debe observarse con claridad la posición de abierto o cerrado para evitar maniobras involuntarias a fin de garantizar la seguridad del operador y de la instalación.

Figura 22. **Caja combinadora con interruptor seccionador**



Fuente: <http://www.directindustry.es/prod/gave-electro/string-box-aplicaciones-fotovoltaicaS66420-1103171.html>. Consulta: 7 de noviembre de 2014.

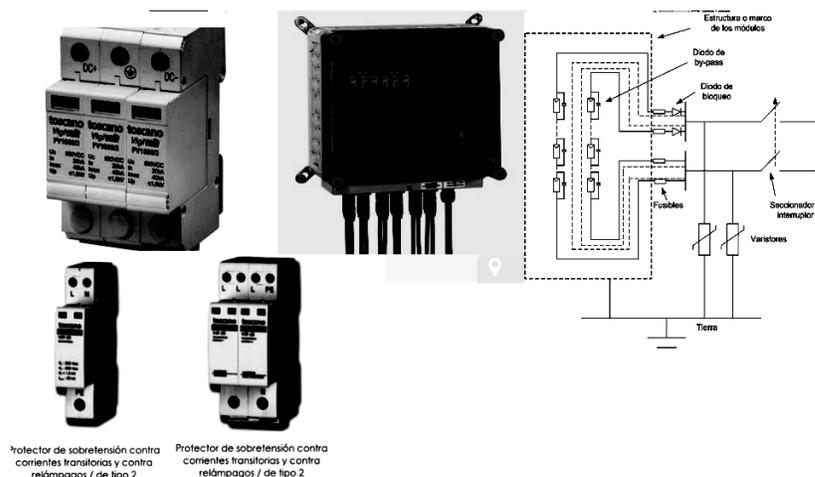
#### **1.4.6.5. Descargadores de sobretensiones o varistores**

Dispositivos que se encargan de disminuir o limitar el efecto de una sobretensión transitoria descargándola o desviándola hacia tierra, evitando el paso hacia los aparatos eléctricos o electrónicos. Las descargas atmosféricas

<sup>34</sup> SÁNCHEZ JUÁREZ, Aarón. *Sistemas fotovoltaicos interconectados a la red*. p. 81.

siempre producen sobretensiones o picos eléctricos (transitorios de voltaje) sobre las líneas de conducción, lo que provoca la reducción del rendimiento y la vida útil de la instalación.

Figura 23. **Dispositivo de sobretensión o varistor**



Fuente: <http://www.directindustry.es/prod/toscano-linea-electronica/protectores-sobretension-tipo-2-aplicaciones-fotovoltaicas-18204-751453.html>. Consulta: 7 de noviembre de 2014.

El número necesario de supresores en un sistema eléctrico viene dado por el número de fases en corriente alterna y en corriente directa por el número de polos negativos y positivos. Esta protección puede instalarse en la misma caja combinadora que contiene el interruptor y fusibles de protección de los paneles, se recomienda instalarlos en el lado de corriente DC y AC antes y después del inversor y en la acometida.

Para elegir el supresor adecuado debe determinarse la tensión nominal de los paneles o filas a proteger, debiendo ser igual o mayor a la tensión eléctrica continua de fase a tierra (voltaje menor a 1 kV) y capaz de soportar la tensión

de circuito abierto (Voc). Dado que se dispondrá de protección externa se elegirá el dispositivo para una corriente nominal DC de descarga de 20 kA.

$$V_{VARISTOR} = 125 \% * NPS * Voc_{(STC)}$$

Ec. 43 <sup>35</sup>

Para este tipo de protección se debe considerar 125 % la tensión máxima a soportar sin carga Voc (STC) para asegurar la máxima disponibilidad y seguridad del sistema. Para el lado de corriente alterna AC el valor de la corriente de descarga será de 50 kA y un valor de voltaje de 230 V.

#### **1.4.6.6. Interruptor termomagnético AC**

La misión de los interruptores termomagnéticos es detectar situaciones anormales de funcionamiento en la instalación, tales como sobrecargas y cortocircuitos, protegiendo a los equipos y a los conductores.

El interruptor protege mediante un relé térmico que abre el circuito cuando la intensidad que circula por este es superior a la nominal, provocando calentamiento en los cables cuando el tiempo en el que circula esta corriente es elevado y otro relé magnético abre el circuito cuando la intensidad que circula por la línea es varias veces superior a la nominal, el tiempo de activación ha de ser menor a un segundo. Al valor de la corriente nominal se le aplica un factor de seguridad de 25 % adicional de acuerdo a norma NEC.

$$I_{nom interruptor} = 125 \% * I_{nominal circuito}$$

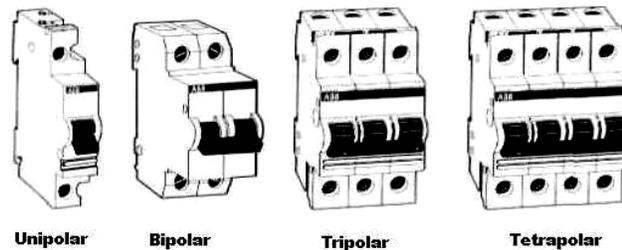
Ec. 44 <sup>36</sup>

---

<sup>35</sup> SÁNCHEZ JUÁREZ, Aarón. *Sistemas fotovoltaicos interconectados a la red*. p. 81.

<sup>36</sup> *Ibíd.*

Figura 24. **Interruptor termomagnético**



Fuente:

[http://contenidosdigitales.ulp.edu.ar/exe/educaciontecnologia/llave\\_termomagnetica\\_trmica.html](http://contenidosdigitales.ulp.edu.ar/exe/educaciontecnologia/llave_termomagnetica_trmica.html).

Consulta: 18 de febrero de 2015.

#### **1.4.6.7. Tablero de distribución**

El tablero de distribución o centro de carga es un gabinete metálico que contiene los elementos necesarios para proteger y distribuir los circuitos eléctricos conectados a este.

El tablero se selecciona tomando en cuenta las siguientes características: tipo de servicio (monofásico o trifásico), capacidad de las barras, número de interruptores y polos, tipo de caja según el tipo de ambiente donde será instalado, etc. Los tableros de acuerdo a su aplicación y capacidad se pueden clasificar como tablero general o principal y tablero de distribución o derivado.

#### **1.4.6.8. Interruptor principal**

Este interruptor funciona igual que el interruptor termomagnético, con la variante que este se encarga de desconectar completamente la fuente de alimentación para poder realizar mantenimiento o reparaciones por un periodo

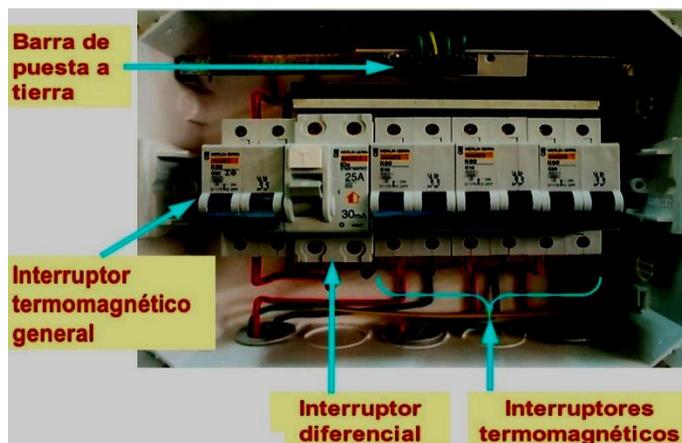
de tiempo más prolongado; además, debe estar situado en un lugar visible y accesible para el personal de mantenimiento.

#### 1.4.6.9. Interruptor automático diferencial

La función del interruptor automático diferencial es interrumpir o aislar el sistema FV en caso que se detecte una corriente de fuga superior a un valor nominal establecido o ante la presencia de un corte de energía eléctrica por parte de la distribuidora, evitando así que el sistema esté inyectando energía eléctrica a la red y pueda provocar daños materiales y humanos.

El dispositivo debe contar con una sensibilidad suficientemente elevada para evitar desconexiones indeseadas provocadas por armónicas y que garantice la seguridad tanto de los equipos como de las personas. El valor de sensibilidad del interruptor debe ser de 30 mA con el fin de proteger a personas y evitar que parte de la corriente de fuga circule por el cuerpo de la persona.

Figura 25. Interruptor diferencial



Fuente: <http://slideplayer.es/slide/1769076/>. Consulta: 2 de diciembre de 2015.

#### **1.4.6.10. Puesta a tierra en DC/AC**

Llamada también tierra física, es un conjunto de elementos formados principalmente por varillas o electrodos de cobre, cables y líneas de tierra física, teniendo como objetivo la seguridad del personal, protección y funcionamiento adecuado de los equipos eléctricos, para limitar sobretensiones, transitorios o contacto directo con líneas con tensión, todo esto se logra por medio de una baja impedancia.

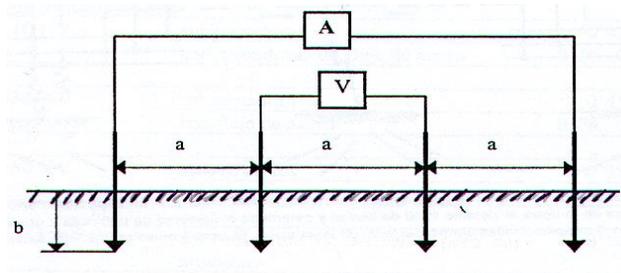
Idealmente la conexión a tierra debe tener una resistencia de cero ohmios; la NFPA y la IEEE recomiendan valores de 5 ohmios, la norma NEC recomienda un valor menor o igual a 10  $\Omega$ ; además, para sistemas de telecomunicaciones o equipos electrónicos sensibles se recomiendan valores iguales o menores a 5  $\Omega$  y para sistemas de pararrayos valores de 25  $\Omega$ .

Resistividad del suelo ( $\rho$ ): la resistividad es un parámetro importante en el diseño del sistema de puesta a tierra. Está definida por la resistencia que presenta el terreno o suelo al paso de una corriente por 2 caras o aristas opuestas de un cubo de 1 x 1 x 1 metros de tamaño, la magnitud se expresa en  $\Omega.m$ .

Los factores que influyen la resistividad del suelo son: tipo de suelo, contenido de humedad, temperatura, compactación y presión del terreno, composición y concentración de sales disueltas en el suelo, variaciones del suelo durante el año. La combinación de varios de estos factores da como resultado suelos con características diferentes lo que da origen a tener valores de resistividad diferentes.

Selección de puesta a tierra: el método elegido para medir la resistividad del suelo es el método de Werner, este método es el más preciso y popular por medio del cual se obtienen los valores de resistividad a diferentes capas de profundidad sin necesidad de enterrar demasiado los electrodos.

Figura 26. **Método de Werner**



Fuente: <http://html.rincondelvago.com/centrales-y-subestaciones.html>: Consulta: 10 de marzo de 2015.

El método consiste en colocar 4 electrodos o picas en línea recta equidistantes entre sí, la distancia entre electrodos debe ser de al menos el triple del valor de profundidad del electrodo, de esta manera si la profundidad del electrodo es de 30 cm la distancia mínima entre electrodos deberá ser de 90 cm; en la gráfica anterior se muestra la disposición esquemática de los electrodos donde una corriente "I" se inyecta a través de 2 electrodos externos y un potencial "V" se mide entre 2 electrodos internos, obteniendo el valor de resistencia.

El valor de la resistividad aparente está dado por la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{4 \pi a R}{\left[1 + \left(\frac{2 a}{\sqrt{a^2 + 4 b^2}}\right) - \left(\frac{2 a}{\sqrt{4 a^2 + 4 b^2}}\right)\right]}$$

Ec. 45 <sup>37</sup>

Donde:

- $\rho$ : resistividad teórica del terreno ( $\Omega \cdot m$ )
- $a$ : distancia entre electrodos (m)
- $b$ : profundidad de enterrado de los electrodos (m)
- $R$ : valor de resistencia del terreno medido por medio de un Megger ( $\Omega$ )

Dado que la distancia “ $a > 20b$ ”, la distancia “ $b$ ” tiende a ser cero, dando como resultado la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{4 \pi a R}{\left[1 + \left(\frac{2 a}{\sqrt{a^2}}\right) - \left(\frac{2 a}{\sqrt{4 a^2}}\right)\right]} = 2 \pi a R$$

Ec. 46 <sup>38</sup>

Resistencia de contacto de la varilla de tierra: la varilla a utilizar en los edificios es *Copperweld* de 5/8” x 8’ de longitud, el valor de la resistividad será el promedio de las mediciones y para encontrar el valor de resistencia de contacto de una varilla se obtiene por medio de la ecuación de Dwight del M.I.T.

$$R(1 \text{ varilla}) = \left(\frac{\rho}{2 \pi L}\right) \left[\ln\left(\frac{4 L}{r}\right) - 1\right]$$

Ec. 47 <sup>39</sup>

<sup>37</sup> EPM. *Normas técnicas de medida de resistividad eléctrica del suelo*. p. 66.

<sup>38</sup> *Ibíd.*

Donde:

- $\rho$ : resistividad del terreno ( $\Omega.m$ )
- L: longitud o largo de la varilla (m)
- r: radio de la varilla (5/8" equivale a 0,0079375 m)

Si el valor de resistencia de contacto de la varilla obtenido por medio de la ecuación anterior no es suficientemente bajo, se puede utilizar una segunda o tercera varilla hasta obtener un valor relativamente bajo de resistencia. La separación mínima entre varillas deberá ser 2 veces la longitud de una varilla, esto con el propósito de poder disipar la corriente que circule por las mismas.

Resistencia de contacto del cable de tierra: las varillas se conectaran por medio de un conductor de cobre desnudo instalado a una profundidad "p", radio "r", longitud de contacto "L" y un valor de resistividad medido "ρ", para obtener el valor de resistencia de contacto, el valor de la resistencia de contacto del cable se obtiene por medio de la siguiente expresión.

$$R(cable) = \left(\frac{\rho}{2\pi L}\right) \left[ \ln\left(\frac{2L}{r}\right) + \ln\left(\frac{L}{p}\right) - 2 \right]$$

Ec. 48<sup>40</sup>

Donde:

- $\rho$ : resistividad del terreno ( $\Omega.m$ )
- L: longitud de contacto con el suelo del conductor (m)

---

<sup>39</sup> SULÁ SUL, Luis Fernando. *Subestación eléctrica y alimentadores (ducto barra) del edificio de apartamentos torre 14 Dielcom S.A.* p. 47.

<sup>40</sup> *Ibíd.* p. 48.

- R: radio del conductor (m)
- P: profundidad de colocación del conductor (m)

Con los valores encontrados de resistencia de varilla y cable se puede calcular la resistencia que tendrá el sistema de puesta a tierra mediante la siguiente expresión:

$$R(\text{sistema}) = \frac{R \# \text{ varillas} * R \text{ cable}}{R \# \text{ varilla} + R \text{ cable}}$$

Ec. 49 <sup>41</sup>

## 1.5. Protecciones eléctricas

### 1.5.1. Protección contra cortocircuitos y sobrecargas

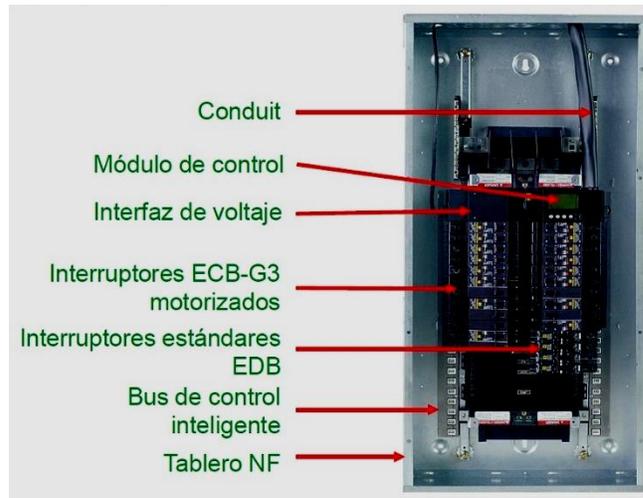
Los interruptores automáticos magnetotérmicos tienen la función de proteger los circuitos ante estas fallas y para ello disponen de dos relés independientes: uno para cortocircuitos y otro para sobrecargas. La acción de cualquiera acciona el mecanismo que abre los contactos, generalmente el cierre suele ser manual y la apertura automática.

En la actualidad existen tableros de distribución eléctrica inteligentes capaces de proporcionar información sobre los circuitos conectados a este, también son capaces de activar o desactivar los interruptores de protección por medio de buses e interfases para un mejor control de la instalación eléctrica, el inconveniente es su costo que es superior al convencional.

---

<sup>41</sup> SULÁ SUL, Luis Fernando. *Subestación eléctrica y alimentadores (ducto barra) del edificio de apartamentos torre 14 Dielcom S.A.* p. 48.

Figura 27. **Tablero de protección eléctrica**



Fuente: [http://www.schneider-electric.com.co/documents/local/xperience-efficiency/Tableros\\_de\\_Alumbrado\\_Inteligente\\_Powerlink\\_G3.pdf](http://www.schneider-electric.com.co/documents/local/xperience-efficiency/Tableros_de_Alumbrado_Inteligente_Powerlink_G3.pdf). Consulta: 15 de diciembre de 2015.

### **1.5.2. Protección contra descargas electro atmosféricas a nivel ceraúnico**

El nivel ceraúnico es el número de días promedio por año que al menos se oye un trueno o que exista actividad de tormentas eléctricas en una región determinada; este término es utilizado por los meteorólogos para referirse a la actividad eléctrica en la atmósfera siendo ellos los rayos y los truenos (**ver. apéndice 2**).

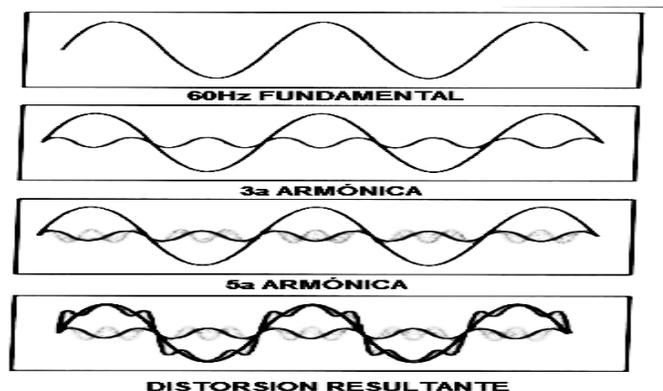
Los rayos son señales de alta frecuencia, provocando también pulsos de sobrevoltaje de gran potencia. Por esa razón son causa de interferencia y destrucción en sistemas eléctricos y electrónicos. Los efectos significativos producidos por el impacto directo o indirecto de un rayo son: carga

electrostática, pulsos electromagnéticos, pulsos electrostáticos, corrientes de tierra, sobrevoltajes transitorio.

### 1.5.3. Protección contra armónicas

Los armónicos son distorsiones de las ondas senoidales de tensión y/o corriente de los sistemas eléctricos, debido al uso de cargas no lineales, lámparas de encendido electrónico, materiales ferromagnéticos, etc. Creando problemas tales como: aumento de corriente en el neutro, aumento de pérdidas de potencia activa, errores de mediciones, daño en aislamientos, etc. Las armónicas derivadas de estas distorsiones son múltiplos de la frecuencia fundamental es de 60 Hz; es decir, que la tercera armónica corresponde a 180 Hz, la quinta armónica corresponde a 300 Hz, etc. estas armónicas se suman a la frecuencia fundamental dando origen a otro tipo de onda no senoidal.

Figura 28. Onda senoidal afectada por armónicas



Fuente: <http://www.metrix-elsalvador.com/distorcion%20armonica.php>. Consulta: 25 de enero de 2015.

Generalmente la 3ª armónica es producida por el desbalance entre las fases; es decir, que si una de las 3 fases alimenta más carga que las otras, esto desequilibrará el sistema produciendo la 3ª armónica.

La distorsión armónica ocasiona los siguientes inconvenientes en la red eléctrica:

- Reducción del factor de potencia total de la instalación.
- Disparo intempestivo de interruptores y otros equipos de protección.
- Aumento de las pérdidas y mal aprovechamiento de la instalación.
- Sobrecalentamiento de motores y transformadores.
- Mal funcionamiento de computadoras y otros equipos electrónicos de control.
- Interferencia con circuitos de iluminación, telefónicos y telecomunicaciones.
- Fallas en los aislamientos.
- Sobrecalentamiento de equipos y conductores.

#### **1.5.4. Protección contra transitorios**

Según NEMA los picos de tensión o transitorios son breves picos de sobretensión o perturbaciones en una onda de energía que pueden dañar, degradar y hasta destruir los equipos eléctricos y electrónicos dentro de cualquier instalación eléctrica.

Los transitorios pueden alcanzar amplitudes de decenas de miles de voltios y pueden tener una duración de microsegundos, tiempo suficiente para dañar la infraestructura electrónica muy sensible, por lo cual un interruptor temomagnético (*breaker*) difícilmente actuará cuando exista una sobretensión.

Los laboratorios UL determinan que la naturaleza impredecible de las fluctuaciones hace que sea difícil suprimirlos, nunca se sabe cuándo, cuánto tiempo o cuán poderoso serán estos.

Los efectos de las sobretensiones en la instalación eléctrica son: envejecimiento prematuro, salida de servicio de los equipos, pérdida de productividad, tiempo de inactividad, interrupción en el tráfico de información, deterioro del aislamiento prematuramente y cambios periódicos de partes sin detección del problema.

Dentro de los dispositivos disponibles normalmente en el mercado que ayudan a proteger contra transitorios están los siguientes:

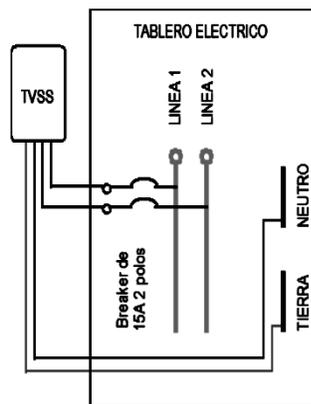
Dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS): este dispositivo se conecta a través de un interruptor y protege toda la carga alimentada del tablero eléctrico, la mayoría de los DPS se componen de varistores y de filtros capacitivos de ruido EMI/RFI.

Supresores de sobrevoltajes transitorios (TVSS): llamados como dispositivos de protección de sobretensiones (SPD), estos dispositivos están basados en semiconductores (varistores de óxido metálico MOV), están diseñados para descargar a tierra suavemente cualquier voltaje que sobrepase por un poco o mucho el nivel de voltaje normal, siendo ideales para proteger equipos electrónicos como computadoras, faxes, hornos de microondas, aires acondicionados, etc.

No se debe confundir esta protección con un sistema de pararrayos que protege a la instalación y a las personas contra descargas electroatmosféricas, una condición indispensable para proteger efectivamente contra sobrevoltajes

transitorios es que la construcción posea una buena puesta a tierra, por medio del uso de varillas con baño de cobre. En la siguiente gráfica se muestra un TVSS monofásico colocado en un tablero de distribución.

Figura 29. **Supresor de sobrevoltajes transitorios (TVSS)**



Fuente: [http://circuitocinco.com/files/Proteccion\\_electrica\\_word.pdf](http://circuitocinco.com/files/Proteccion_electrica_word.pdf). Consulta: 26 de enero de 2015.

### 1.5.5. **Protección contra descargas electroatmosféricas**

Pararrayos: son elementos de protección contra rayos provenientes de una tormenta. Un sistema de pararrayos está formado por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas.

Las descargas electroatmosféricas pueden causar grandes diferencias de potencial en el sistema eléctrico, dañando todo equipo conectado al sistema. Por otro lado estas descargas no pueden ser detenidas pero si pueden ser desviadas de una forma controlada. La forma para proteger las instalaciones y las personas que se encuentran en los alrededores se hace por medio de los

pararrayos que deben ser capaces de capturar el rayo y conducir la energía de la descarga a tierra, mediante una trayectoria de baja impedancia para disipar la energía de la descarga.

La norma IEC 61024 permite la selección del nivel de protección para el sistema de pararrayos; además, recoge experiencias y prácticas para proyección, construcción, mantenimiento y chequeo de los sistemas de protección contra rayos; en la actualidad la norma IEC 62305 es la versión mejorada y actualizada de la primera. Esta norma no cubre los sistemas contra rayos destinados a: ferrocarriles, sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica exterior hacia edificios, sistemas de telecomunicaciones exteriores, vehículos, navíos, aeronaves, instalaciones en el mar, edificios con peligro de incendio o explosión y edificaciones comunes de más de 60 metros de altura.

Ningún sistema protege totalmente contra la acción del rayo, sin embargo, la aplicación de estas normas reducirá de forma significativa el riesgo de los daños producidos por el rayo o descarga electroatmosférica.

El sistema de protección contra descargas electroatmosféricas está formado por los siguientes componentes:

- Sistema de dispositivos captadores
- Sistema de bajantes
- Sistema de toma de tierra

### **1.5.5.1. Sistema de dispositivos captadores**

Puesto que el rayo es un fenómeno natural e impredecible no es posible evitar su incidencia en un 100 %, esto significa que debe tratarse de atraer el rayo a través de un medio que sea capaz de desviar el rayo hacia un punto que no afecte o dañe la instalación misma o sus alrededores, la forma usual de hacer esto es por medio de una punta de Franklin o pararrayos.

El diseño de pararrayos para este proyecto se realiza de una forma sencilla y efectiva, por medio de los siguientes métodos:

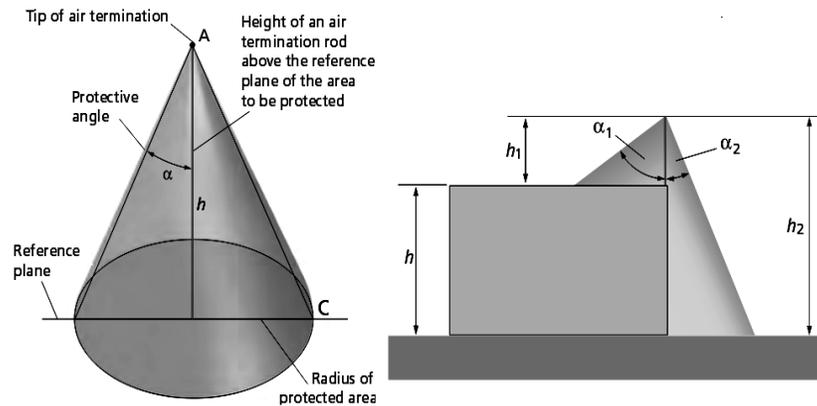
- Método del cono o ángulo de protección
- Método de la esfera rodante
- Método de malla o reticulado

Método del cono o ángulo de protección: este método consiste en definir un cono alrededor del pararrayos, asumiendo que las estructuras y superficies que estén dentro del cono quedan protegidas.

La NFPA 780, indica 2 tipos de ángulos para este método:

- Para estructuras menores a 7,6 m el ángulo debe ser de 63° grados (relación 1 a 2).
- Para estructuras de hasta 15 m se puede usar una apertura de 45° grados (relación 1 a 1).

Figura 30. **Método de pararrayos por cono de protección**



Fuente: [http://www-public.tnb.com/eel/docs/furse/BS\\_EN\\_IEC\\_62305\\_standard\\_series.pdf](http://www-public.tnb.com/eel/docs/furse/BS_EN_IEC_62305_standard_series.pdf).

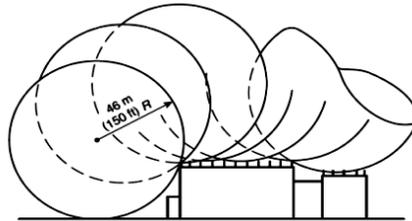
Consulta: 2 de marzo de 2015.

Método de la esfera rodante: este método consiste en hacer una esfera ficticia de radio  $R$ , sobre la estructura a proteger considerándose como protegidos aquellos puntos que se encuentran en la zona definida por la superficie de la esfera y la superficie exterior de dicha estructura. Los puntos en que la esfera toca a las diferentes partes de la estructura y el suelo son susceptibles de ser alcanzados por las descargas.

La zona de protección tiene un alcance limitado, por lo tanto, alguna parte de un equipo o estructura puede quedar fuera de ella. El radio de la esfera varía según el código o norma usada de la siguiente manera.

- NFPA 780, radio  $R = 46$  m (Estados Unidos)
- Departamento de Energía, radio  $R = 33$  m (Estados Unidos)
- IEC 62305 (ver tabla IEC)
- BS 6651, radio  $R=20$  m (Británica)

Figura 31. **Método de pararrayos esfera rodante de protección**



Fuente: <http://www.ruelsa.com/1notas/tierras/pe50.html>. Consulta: 3 de marzo de 2015.

A pesar de que es un método aproximado, hoy en día es el más usado, para la ubicación de los sistemas de protección contra rayos convencionales, donde los valores mínimos de la corriente ( $I$ ) del rayo y del radio de la esfera dependen del nivel de protección elegido, en la siguiente tabla se muestran los niveles de protección.

Tabla XI. **Niveles de protección de pararrayos IEC 62305**

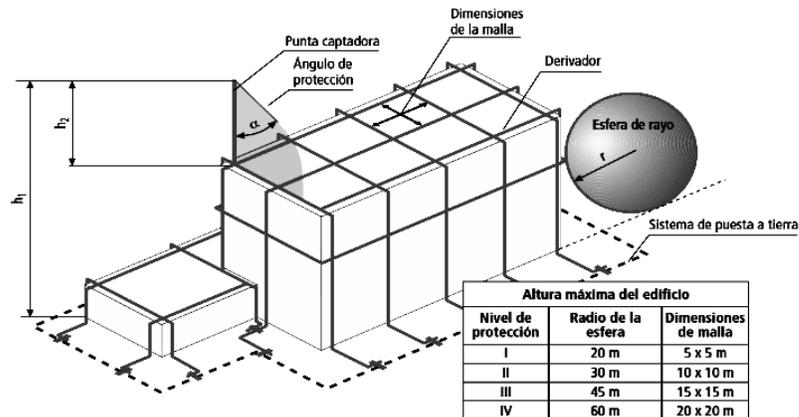
Nivel de protección	Corriente $I_{MIN}$ (kA)	Corriente $I_{MAX}$ (kA)	Radio de protección (m)	Tamaño de la malla	Eficiencia de la protección
I	3	200	20	5x5	0,98
II	5	150	30	10x10	0,95
III	10	100	45	15x15	0,90
IV	16	100	60	20x20	0,80

Fuente: [http://www-public.tnb.com/eel/docs/furse/BS\\_EN\\_IEC\\_62305\\_standard\\_series.pdf](http://www-public.tnb.com/eel/docs/furse/BS_EN_IEC_62305_standard_series.pdf), <https://library.e.abb.com/public/ee4d371685e544e09e8d9712fbd716c9/IEC%20BS%20EN%2062305%201%20-%204.pdf>. Consulta: 10 de marzo de 2015.

Método de la malla: llamado también Jaula de Faraday, se utiliza para edificios que albergan computadoras o equipos electrónicos. Ninguna instalación metálica debe sobresalir fuera del volumen protegido por la malla;

además, este método se auxilia del método de la esfera rodante. Las dimensiones de la malla están indicadas en la tabla anterior IEC 62305.

Figura 32. **Método de pararrayos por malla**



Fuente: <http://es.slideshare.net/rcoo7/esfera-rodante-50634846>. Consulta: 10 de marzo de 2015.

### 1.5.5.2. Sistema de bajantes

El objetivo de las bajantes es conducir la corriente de descarga eléctrica del elemento captador a la toma de tierra sin riesgo alguno, estos elementos se deben instalar rectos y verticales para obtener así el trayecto más corto y directo a tierra, todos los cables de conexión deben tener curvas generosas en lugar de esquinas cerradas, para ello se recomienda curvas que no superen los 20 cm de radio.

Dado que la corriente del rayo es un impulso característico, los conductores de bajada que van desde el terminal aéreo hasta los terminales de tierra deben de ser de una sección mínima de 50 mm<sup>2</sup>. También se debe tomar en cuenta el recorrido elegido de los bajantes debe evitar cruces o

acercamientos con canalizaciones eléctricas, señales de datos, cañería de gas, etc. Este acercamiento de los bajantes debe estar como mínimo a 3 metros.

### **1.5.5.3. Sistema de puesta a tierra para pararrayos**

Para asegurar la dispersión de la corriente de descarga atmosférica en la tierra es importante la disposición y la dimensión de la puesta a tierra; se recomienda un valor menor a 10 ohms.

## **1.6. Normas y reglamento para sistemas de generación renovables y protecciones**

### **1.6.1. Ley general de electricidad**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, (CNEE) emitió la Resolución CNEE-171-2008 con fecha 16 de septiembre de 2008, mediante la cual aprobó la *norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable* NTGDR y usuarios autoprodutores con excedentes de energía con el objetivo de establecer las disposiciones generales que deben cumplir los generadores distribuidos renovables y las distribuidoras para la conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida con fuentes renovables.

El día 25 de agosto de 2014 la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitió la Resolución CNEE-227-2014 la cual deroga la anterior modificando la forma en que los usuarios autoprodutores de energía renovable comercializarán la energía eléctrica generada.

### **1.6.2. Norma GDR**

La generación de energía eléctrica por medio de recursos renovables utiliza varias fuentes de energía tales como: biomasa, eólica, geotérmica, hidráulica, solar y otras que determine posteriormente el Ministerio de Energía y Minas.

Para interconectar el sistema fotovoltaico a la red se han establecido normas de conexión, operación, control, comercialización y distribución de la energía eléctrica, estas normas están indicadas en la Ley General de Electricidad (LGE) y por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

A continuación se resume en forma breve las características de la ley:

- El tamaño de la GDR debe ser menor a 5 MVA.
- Las compañías de distribución están obligadas a permitir la conexión de las GDR al sistema eléctrico, después de recibir la aprobación con un estudio de capacidad de la red.
- Los GDR están obligadas a solicitar acceso a la red a las compañías de distribución, y de ser necesario aumentar la capacidad de la red a la que se van a conectar.
- Las GDR pueden participar en licitaciones públicas para suplir la demanda de las compañías de distribución o vender su energía en el mercado spot guatemalteco.
- Existe una tabla detallada con el equipo necesario para conectar al sistema eléctrico.

El GDR podrá comercializar la potencia y energía eléctrica que genera a:

- Distribuidores de conformidad con lo que establece la Ley General de Electricidad y sus reglamentos.
- En el mercado mayorista en calidad de participante productor cumpliendo con el marco legal vigente y lo que establecen las normas de coordinación comercial y operación que correspondan.

Para los usuarios autoprodutores que cuenten dentro de sus instalaciones de consumo con excedentes de energía renovable para inyectarla al sistema de distribución, deben manifestar expresamente por medio de un formulario que no desean participar como vendedor de energía eléctrica correspondiente.

Los usuarios autoprodutores con excedente de energía no recibirán ningún tipo de pago por la energía eléctrica inyectada al sistema de distribución; para los efectos de facturación mensual del usuario el distribuidor leerá cada mes los registros del medidor correspondiente, si la medición neta del mes corresponde a un consumo de energía para cobrar dicho consumo al usuario, de conformidad con la tarifa que le corresponda; por el contrario, si la medición neta corresponde a una inyección de energía del usuario hacia el sistema de distribución, el distribuidor le reconocerá como crédito de energía a favor del usuario hasta que dicho crédito sea agotado contra el consumo del usuario autoprodutor con excedente de energía (UAEE). No obstante, el distribuidor cobrará el cargo fijo y los cargos por potencia que le sean aplicables a cada usuario, según la tarifa correspondiente.

Para el caso de tarifas sin medición de potencia, el distribuidor podrá cobrar los cargos por distribución correspondiente en función de la energía que entregue al usuario, todos los cargos deben ser detallados en la factura.

### **1.6.3. Norma para sistemas de protección**

Para las fuentes que no generan energía eléctrica en corriente alterna, el GDR deberá instalar equipos de conversión necesarios, tales como inversores, debiendo filtrar todas las posibles perturbaciones que producen los equipos electrónicos encargados de la conversión DC-AC para que su centro de generación pueda conectarse sin ninguna complicación. Las especificaciones técnicas de los equipos deben cumplir con las normas nacionales e internacionales, que garanticen la desconexión de los equipos o del sistema cuando detecte falla o falla de tensión.

El GDR es responsable de la operación de todas sus instalaciones, una vez conectado el GDR será gobernado por un sistema de protección de forma que únicamente pueda inyectar energía al sistema de distribución si este tiene tensión dentro de las tolerancias establecidas en las NTSD; de lo contrario, deberá desconectarse automáticamente y solo podrá conectarse nuevamente con la autorización del distribuidor. El sistema de medición de energía eléctrica de las instalaciones de un usuario autoprodutor con excedente de energía, deberá tener la característica de medición, registro y lectura en forma bidireccional.

Los requerimientos necesarios que deben ser considerado en los proyectos de generación distribuida renovable (GDR) se muestran en la siguiente tabla.

Tabla XII. Equipo eléctrico de protección para la conexión GDR

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 kW 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 (1)	X-A (1)
Disparo por sobre 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 requerido por el Distribuidor; selección basada en el sistema de aterrizamiento.
- (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.

Los dispositivos de protección a instalar en el punto de conexión deben estar debidamente coordinados con el sistema de protección utilizado por el Distribuidor.

Fuente: CNEE. *Norma técnica de generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía.* p. 9.

## **2. FASE TÉCNICO PROFESIONAL**

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

El proyecto se desarrolló en la Facultad de Ciencias Económicas por medio del uso de los espacios o áreas disponibles en las azoteas de los edificios. El proyecto consiste en un diseño de generación eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos capaz de generar energía eléctrica suficiente para cubrir las necesidades de consumo eléctrico de cada edificio.

Cuando se diseña es importante recopilar información del lugar donde se situara el sistema FV, por ejemplo: coordenadas geográficas, niveles de radiación, horas sol pico, temperaturas mínimas y máximas, tipo de suelo, humedad, velocidad del viento, tipos de obstáculos que generen sombra, etc.

#### **2.1.1. Descripción general de la instalación**

Para el desarrollo de este proyecto se utilizará el sistema de conexión a red eléctrica, su generación eléctrica será para autoconsumo.

Se empezará realizando un levantamiento de obstáculos, luego se medirán las áreas disponibles en cada una de las azoteas, dividiéndolas en 4 áreas, seguidamente se calculará el número óptimo de paneles en función de las áreas disponibles y de la potencia de los inversores de corriente trifásicos disponibles en el mercado.

Seguidamente se calculará la configuración serie - paralelo de los paneles a partir de las características de los inversores, tomando en cuenta que estos deben estar orientados hacia el sur magnético para aprovechar la radiación solar máxima durante el día; luego se calcularán los conductores eléctricos para DC y AC, de igual forma los ductos eléctricos, protecciones eléctricas en DC y AC, estructura para el montaje de los paneles, sistema de puesta a tierra y protección eléctrica, planos eléctricos, cuantificación de materiales, costos de materiales, instalación y montaje del sistema; también se realiza una proyección anual de la energía generada, costo del kilovatio instalado y beneficio ambiental del proyecto, toda esta información se detalla en los apartados siguientes.

### **2.1.2. Ubicación geográfica**

La instalación solar FV está proyectada para ser instalada sobre las azoteas de los edificios de la Facultad de Ciencias Económicas, del campus central de la Universidad de San Carlos de Guatemala, ubicada en la zona 12 de la ciudad capital.

Los edificios se encuentran localizados a 1 492 msnm, sus coordenadas geográficas y datos climáticos son los siguientes:

- Latitud de 14° 35' 11" norte (14,5865 N)
- Longitud -90° 32' 58" oeste (-90,5495 O)
- Huso horario UTC/GMT - 6 horas
- Temperatura récord mínima y máxima registradas 5° C y 32° C<sup>42</sup>
- Temperatura promedio anual 22,8° C (NASA)
- Velocidad del viento promedio anual 16,6 km/h (INSIVUMEH)
- Radiación solar promedio anual 5,67 kWh/m<sup>2</sup> día (SWERA)

---

<sup>42</sup> <http://www.insivumeh.gob.gt/meteorologia/ESTADISTICAS.htm>. Consulta: 5 de junio de 2014-

- Horas sol pico promedio anual (HSP) 5.67 (SWERA)

Figura 33. **Universidad de San Carlos de Guatemala**



Fuente: <http://logisticacentroamericano2013.blogspot.com/>. Consulta: 12 de julio de 2014.

El diseño del sistema de generación FV, está propuesto para trabajar por medio de un sistema de autoconsumo, esto significa que el sistema será capaz de generar energía eléctrica suficiente para cubrir la demanda de energía eléctrica de cada uno de los edificios.

Figura 34. Edificios S3, S6 y S8



Fuente: elaboración propia.

## 2.2. Potencia demandada y contratada

Se realizó un análisis de facturación eléctrica histórica de 9 meses comprendido desde el mes de septiembre del año 2013 a mayo del año 2014, análisis realizado para los 3 edificios que comprenden la Facultad de Ciencias Económicas con el fin de obtener las características y promedios de consumo eléctrico de cada edificio; ahora bien para obtener una facturación histórica de un año se completaron agregando 3 meses adicionales a cada edificio por medio de un promedio de los 9 meses facturados.

Tabla XIII. **Potencia demandada durante un año**

<b>Año</b>	<b>Mes</b>	<b>Edificio S3 kWh/mes</b>	<b>Edificio S6 kWh/mes</b>	<b>Edificio S8 kWh/mes</b>
2013	Septiembre	9 280	9 680	1 461
2013	Octubre	9 520	9 560	1 440
2013	Noviembre	9 120	8 920	1 312
2013	Diciembre	8 800	8 640	1 270
2014	Enero	2 220	2 220	1 220
2014	Febrero	5 040	9 480	1 259
2014	Marzo	9 040	10 120	1 545
2014	Abril	7 120	8 800	1 418
2014	Mayo	5 920	7 600	1 240
2014	Junio	7 340	8 336	1 352
2014	Julio	7 340	8 336	1 352
2014	Agosto	7 340	8 336	1 352
	<b>Suma de kWh/año</b>	<b>88 080</b>	<b>100 028</b>	<b>16 221</b>

Fuente: elaboración propia.

Estadística de consumo: las facturas se utilizaron para obtener un promedio mensual de la energía consumida o demandada de cada uno de los edificios. Esta energía promedio proporcionará el número de paneles FV

necesarios para cubrir la energía promedio demandada, en la tabla anterior se muestra el consumo mensual durante un año de los edificios S3, S6 y S8.

Para calcular la energía media, mensual y diaria de consumo de cada edificio se realiza por medio de las ecuaciones 11 y 12 respectivamente.

Edificio S3

$$E(cm) = \frac{88\,080 \frac{kWh}{año}}{12 \frac{meses}{año}} = 7\,340 \frac{kWh}{mes}$$

$$E(cd) = \frac{7\,340 \frac{kWh}{mes}}{30 \frac{días}{mes}} = 244,7 \frac{kWh}{dia}$$

Edificio S6

$$E(cm) = \frac{100\,028 \frac{kWh}{año}}{12 \frac{meses}{año}} = 8\,336 \frac{kWh}{mes}$$

$$E(cd) = \frac{8\,336 \frac{kWh}{mes}}{30 \frac{días}{mes}} = 277,9 \frac{kWh}{dia}$$

Edificio S8

$$E(cm) = \frac{16\,221 \frac{kWh}{año}}{12 \frac{meses}{año}} = 1\,352 \frac{kWh}{mes}$$

$$E(cd) = \frac{1\,352 \frac{kWh}{mes}}{30 \frac{días}{mes}} = 45,1 \frac{kWh}{dia}$$

Potencia activa o contratada: en la siguiente tabla se muestran los valores de la potencia contratada de cada edificio.

Tabla XIV. **Potencia contratada edificios S3, S6 y S8**

<b>Descripción</b>	<b>Potencia contratada</b>
Edificio S3	65,6 kW
Edificio S6	53,2 kW
Edificio S8	13,0 kW

Fuente: elaboración propia.

### **2.3. Especificaciones técnicas y planos**

#### **2.3.1. Plano del área a utilizar**

La Facultad de Ciencias Económicas cuenta con 3 edificios: S3, S6 y S8. En las siguientes figuras se muestran los planos de las azoteas de los 3 edificios con sus dimensiones, ubicación de obstáculos; además, cabe mencionar que 2 de los edificios se encuentran techados en su parte central.

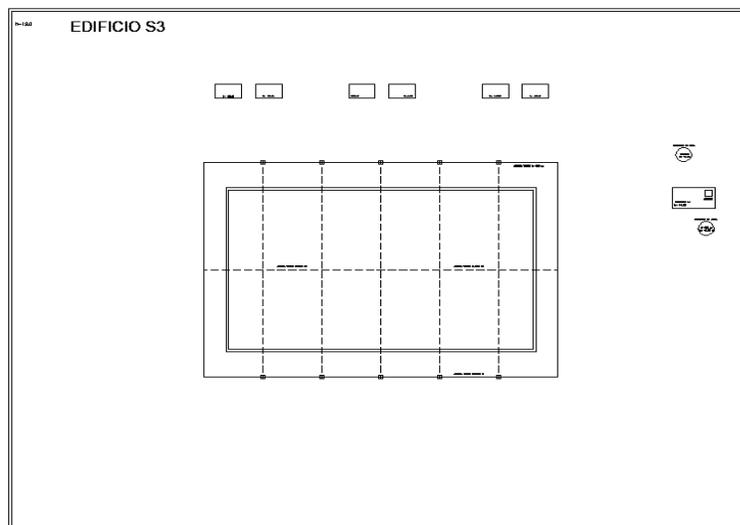
En la siguiente tabla se detallan las dimensiones de largo y ancho de cada uno de los edificios.

Tabla XV. Dimensiones de los edificios

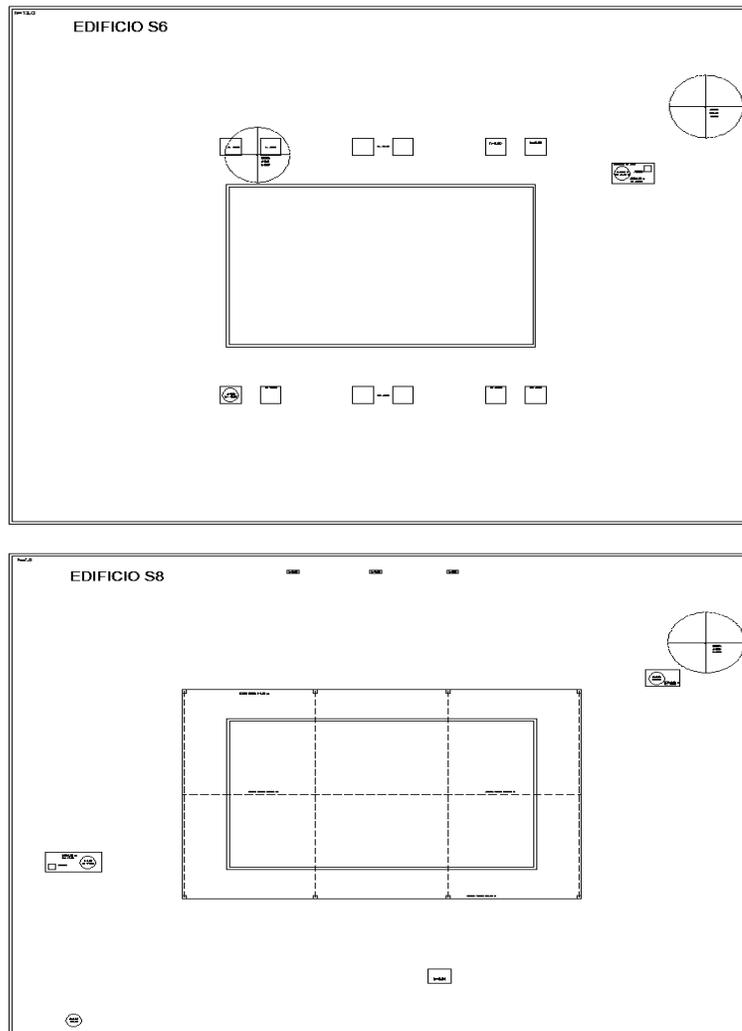
Descripción	Largo (m)	Ancho (m)	Área (m <sup>2</sup> )
Edificio S3	50,40	41,40	2 086,56
Edificio S6	50,40	41,40	2 086,56
Edificio S8	50,40	41,40	2 086,56
Jardinera central S3	21,00	13,00	273,00
Jardinera central S6	21,00	13,00	273,00
Jardinera central S8	21,00	13,00	273,00
Techo S3	24,00	17,00	408,00
Techo S6	-	-	-
Techo S8	27,00	18,00	486,00

Fuente: elaboración propia.

Figura 35. Planos de azoteas de edificios S3, S6 y S8



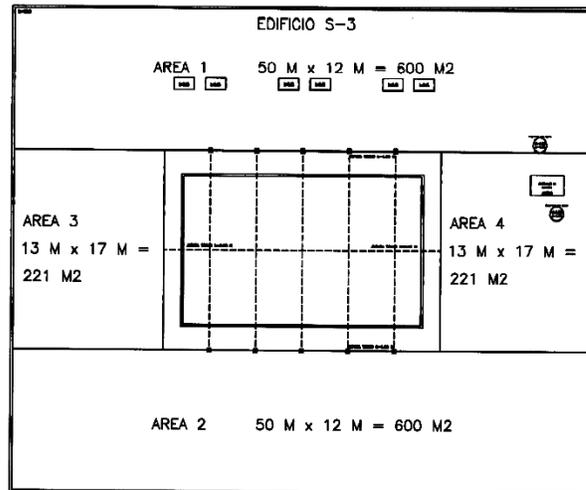
Continuación de la figura 35.



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Para una distribución ordenada y adecuada de los paneles y de los inversores, las azoteas de los 3 edificios se dividieron en 4 áreas, en la siguiente figura y tabla se muestra la distribución de áreas.

Figura 36. **Distribución de áreas en azotea**



Fuente: elaboración propia.

Tabla XVI. **Dimensiones de las áreas de los edificios**

<b>Edificio S3</b>	<b>Largo (m)</b>	<b>Ancho (m)</b>
Área 1	50,00	12,00
Área 2	50,00	12,00
Área 3	17,00	13,00
Área 4	17,00	13,00
<b>Edificio S6</b>	<b>Largo (m)</b>	<b>Ancho (m)</b>
Área 1	50,00	14,00
Área 2	50,00	14,00
Área 3	14,00	13,00
Área 4	14,00	13,00
<b>Edificio S8</b>	<b>Largo (m)</b>	<b>Ancho (m)</b>
Área 1	50,00	11,50
Área 2	50,00	11,50
Área 3	18,00	11,50
Área 4	18,00	11,50

Fuente: elaboración propia.

### 2.3.2. Cálculo y número de paneles para autoconsumo

Para calcular el número de paneles FV es importante conocer la diferencia entre potencia pico y potencia nominal; la potencia pico es la suma de la potencia de todos los paneles de la instalación y la potencia nominal es la potencia de salida del inversor que por lo general es menor que la potencia pico, esto se debe que los paneles casi nunca proporcionan la potencia pico y además es inevitable que la instalación tenga una serie de pérdidas.

El factor de rendimiento o *performance ratio* (PR) se obtiene por medio de las ecuaciones 9 y 8 respectivamente.

$$P_{TS} = 2,5\% + 2\% + 1\% + 1,5\% + 2,9\% + 2\% + 3,5\% + 9,2\% = 24,6\%$$

$$PR(\%) = 100 - 24,6 = 75,4\%$$

El valor del factor PR indica que el sistema de generación FV tendrá una eficiencia del 75,4 %, afectando los valores de la potencia demandada o generada y por ende el número de paneles de cada edificio; para compensar esta pérdida de 24,6 % se le agregará el porcentaje equivalente en pérdidas al sistema para obtener valores cercanos al 100 % de las necesidades de consumo de energía para cada edificio

Para este proyecto se utilizará un panel FV policristalino con dimensiones de 1,65 x 0,99 m, con un valor de potencia de 255 vatios pico (Wp), un valor de horas sol pico de 5,67 (SWERA) y un factor PR de 75,4 %. El número de paneles se obtiene por medio de la ecuación 8.

$$NP \text{ edificio S3} = \frac{244,7 \frac{kWh}{\text{día}}}{0,255 \text{ kWp} * 5,67 * 0,754} = 224 \text{ paneles}$$

$$NP \text{ edificio S6} = \frac{277,9 \frac{kWh}{\text{día}}}{0,255 \text{ kWp} * 5,67 * 0,754} = 255 \text{ paneles}$$

$$NP \text{ edificio S8} = \frac{45,1 \frac{kWh}{\text{día}}}{0,255 \text{ kWp} * 5,67 * 0,754} = 42 \text{ paneles}$$

En la siguiente tabla se resume la energía consumida de los 3 edificios, número de paneles y energía generada por el número de paneles obtenidos.

Tabla XVII. **Energía consumida, generada y número de paneles**

Descripción	E <sub>CONSUMIDA</sub> kWh / mes	E <sub>CONSUMIDA</sub> kWh / día	No. de paneles	Energía requerida o generada por los paneles kWp
Edificio S3	7 340	244,7	224	57,1
Edificio S6	8 336	277,9	255	65,0
Edificio S8	1 352	45,1	42	10,7

Fuente: elaboración propia.

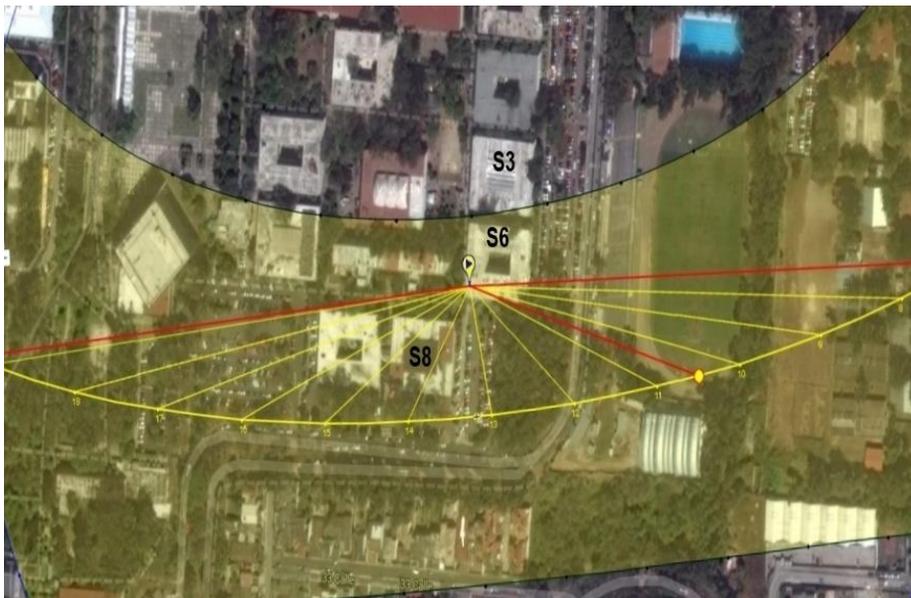
### 2.3.3. Configuración de conexión de panel fotovoltaico

Para realizar una configuración y distribución adecuada de los paneles en las azoteas, es importante conocer las dimensiones de las áreas disponibles; así también la ubicación geográfica de los edificios, dimensiones y parámetros del panel con el objetivo de obtener las distancias de separación, orientación y ángulo de inclinación de los paneles.

### 2.3.3.1. Orientación y ángulo de inclinación de los paneles FV

Los edificios se encuentran ubicados geográficamente en el hemisferio norte, con las siguientes coordenadas: latitud de  $14^{\circ} 35' 11''$  norte (14,5865 N), longitud  $-90^{\circ} 32' 58''$  oeste (-90,5495 O). La orientación que deben colocarse los paneles es hacia el Sur geográfico o sur solar. En la siguiente gráfica se muestra la orientación sur y la incidencia de la luz solar durante el mes de marzo de los 3 edificios.

Figura 37. Orientación de los edificios S3, S6 y S8



Fuente: [http://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos\\_sun.php?lang=es](http://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=es). Consulta: 5 de agosto de 2014.

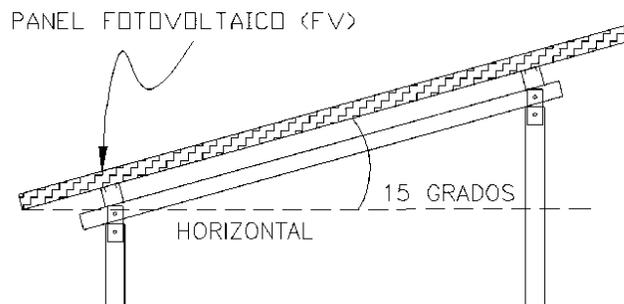
### 2.3.3.2. Inclinación de paneles FV

Dentro de las etapas de diseño la inclinación de los paneles juega un papel importante para obtener la mayor cantidad de radiación solar para que los paneles generen la mayor cantidad de energía eléctrica, el ángulo de inclinación para este diseño se obtiene por medio de la ecuación 3.

$$\beta = 3,7 + 0,69 * \Phi = 3,7 + 0,69 * 14,5865 = 13,76$$

El valor obtenido se aproximará a 15°.

Figura 38. **Ángulo de inclinación de los paneles FV**

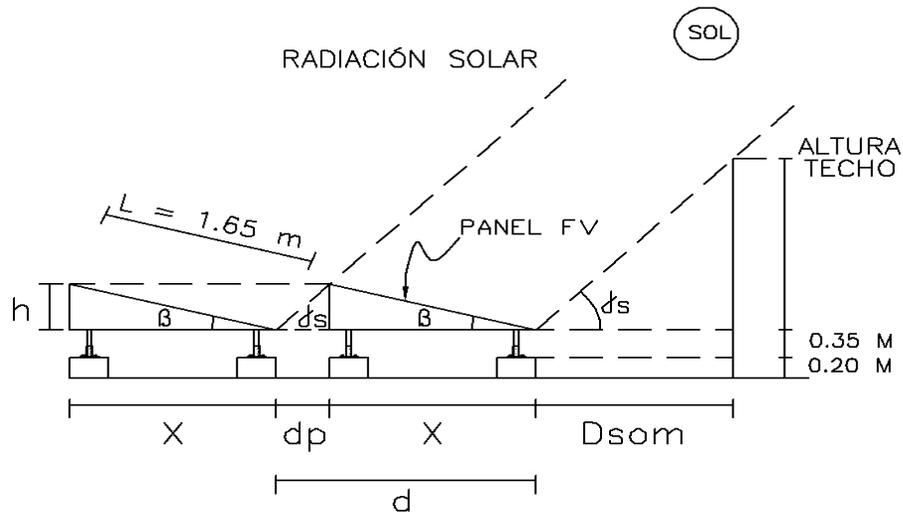


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

### 2.3.3.3. Distancia mínima entre filas de paneles FV

Las dimensiones del panel son 1,645 m x 0,99 m; los mismos se colocarán de forma vertical para maximizar el número de paneles colocados a lo largo de la azotea y distribuidos en 4 áreas, para no ser afectados por sombras provocadas por obstáculos o por los mismos paneles.

Figura 39. Distancia mínima de separación entre filas



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

La distancia mínima de separación entre filas y de sombras se obtiene mediante las ecuaciones 4, 5, 6 y 7.

$$X = L * \cos 15 = 1,65 \text{ m} * \cos 15 = 1,59 \text{ m}$$

$$h = L * \sin 15 = 1,65 \text{ m} * \sin 15 = 0,43 \text{ m}$$

$$dp = \frac{h}{\tan(61 - 14,5865)} = \frac{0,43 \text{ m}}{\tan 46,41} = 0,41 \text{ m de separación mínima}$$

$$d = 1,59 \text{ m} + 0,41 \text{ m} = 2,0 \text{ m de separación mínima por altura de techo}$$

Tabla XVIII. Variación de la distancia dp durante el día y año

Fecha: 15/03/2014 Coord: 14.5865, -90.5495 Edificio S-6, USAC		Fecha: 15/06/2014 Coord: 14.5865, -90.5495 Edificio S-6, USAC		Fecha: 15/09/2014 Coord: 14.5865, -90.5495 Edificio S-6, USAC		Fecha: 15/012/2014 Coord: 14.5865, -90.5495 Edificio S-6, USAC		Variación de la distancia dp durante día y año en función de la inclinación de 15o y h = 0.43 m			
Hora	Elevación	Hora	Elevación	Hora	Elevación	Hora	Elevación	marzo	junio	septiembre	diciembre
		05:33:09	-0.833	05:50:55	-0.833				-29.57	-29.57	
06:09:50	-0.833	06:00:00	5.12	06:00:00	1.36	06:19:15	-0.833	-29.57	4.80	18.11	-29.57
06:30:00	4.04	06:30:00	11.85	06:30:00	8.61	06:30:00	1.53	6.09	2.05	2.84	16.10
07:00:00	11.28	07:00:00	18.64	07:00:00	15.87	07:00:00	8.08	2.16	1.27	1.51	3.03
07:30:00	18.5	07:30:00	25.47	07:30:00	23.12	07:30:00	14.49	1.29	0.90	1.01	1.66
08:00:00	25.69	08:00:00	32.34	08:00:00	30.36	08:00:00	20.72	0.89	0.68	0.73	1.14
08:30:00	32.82	08:30:00	39.22	08:30:00	37.57	08:30:00	26.72	0.67	0.53	0.56	0.85
09:00:00	39.87	09:00:00	46.1	09:00:00	44.74	09:00:00	32.42	0.51	0.41	0.43	0.68
09:30:00	46.81	09:30:00	52.96	09:30:00	51.83	09:30:00	37.72	0.40	0.32	0.34	0.56
10:00:00	53.56	10:00:00	59.77	10:00:00	58.78	10:00:00	42.48	0.32	0.25	0.26	0.47
10:30:00	59.98	10:30:00	66.44	10:30:00	65.47	10:30:00	46.51	0.25	0.19	0.20	0.41
11:00:00	65.83	11:00:00	72.8	11:00:00	71.63	11:00:00	49.61	0.19	0.13	0.14	0.37
11:30:00	70.57	11:30:00	78.33	11:30:00	76.47	11:30:00	51.54	0.15	0.09	0.10	0.34
12:00:00	73.23	12:00:00	81.24	12:00:00	78.24	12:00:00	52.12	0.13	0.07	0.09	0.33
12:30:00	72.82	12:30:00	79.15	12:30:00	75.76	12:30:00	51.3	0.13	0.08	0.11	0.34
13:00:00	69.51	13:00:00	73.91	13:00:00	70.58	13:00:00	49.15	0.16	0.12	0.15	0.37
13:30:00	64.41	13:30:00	67.64	13:30:00	64.3	13:30:00	45.88	0.21	0.18	0.21	0.42
14:00:00	58.38	14:00:00	61	14:00:00	57.54	14:00:00	41.71	0.26	0.24	0.27	0.48
14:30:00	51.85	14:30:00	54.22	14:30:00	50.56	14:30:00	36.85	0.34	0.31	0.35	0.57
15:00:00	45.05	15:00:00	47.36	15:00:00	43.45	15:00:00	31.47	0.43	0.40	0.45	0.70
15:30:00	38.08	15:30:00	40.48	15:30:00	36.27	15:30:00	25.71	0.55	0.50	0.59	0.89
16:00:00	31	16:00:00	33.6	16:00:00	29.06	16:00:00	19.66	0.72	0.65	0.77	1.20
16:30:00	23.86	16:30:00	26.73	16:30:00	21.81	16:30:00	13.4	0.97	0.85	1.07	1.80
17:00:00	16.66	17:00:00	19.89	17:00:00	14.55	17:00:00	6.96	1.44	1.19	1.66	3.52
17:30:00	9.44	17:30:00	13.09	17:30:00	7.29	17:30:00	0.4	2.59	1.85	3.36	61.59
18:00:00	2.2	18:00:00	6.35	18:00:00	0.03	17:35:35	-0.833	11.19	3.86	821.24	-29.57
18:12:32	-0.833	18:32:22	-0.833	18:03:35	-0.833			-29.57	-29.57	-29.57	

Fuente: [http://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos\\_sun.php?lang=es](http://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=es). Consulta: 15 de septiembre de 2014.

En la tabla anterior se muestra la variación de la distancia de separación entre filas (dp), durante el día y año, con base en una altura  $h = 0,43$  m, ángulo de inclinación  $\beta = 15^\circ$  y ángulo de elevación solar  $\gamma_s = 46,41^\circ$ , donde muestra que la distancia de separación (dp) de 0,41 m cumple la distancia mínima de acuerdo al pliego de condiciones técnicas del IDAE para una radiación solar mínima de 4 horas de sol.

#### **2.3.3.4. Longitud mínima de separación por sombras**

En las azoteas de los edificios se encuentran una variedad de obstáculos que provocan sombra: techos que cubren las jardineras centrales de los edificios, depósitos de agua, unidades de aire acondicionado, antenas de radiocomunicación y pequeñas construcciones de concreto que se utilizan para brindar la circulación de aire natural a los pasillos y salones del nivel inferior y acceso a la azotea de cada edificio.

Figura 40. **Tipo de obstáculos en azoteas**



Fuente: elaboración propia.

Debido a las sombras provocadas por los obstáculos, los paneles se instalarán a una altura  $H$  de 0,55 m sobre el nivel de cada azotea, esta altura ayudará a reducir la longitud de las sombras y aprovechar al máximo el área de las azoteas, esta altura de 0,55 m será igual para los 3 edificios.

La longitud de las sombras se obtienen por medio de las ecuaciones 4, 5, 6 y 7 sin olvidar que la altura de los obstáculos se le debe de restar la altura H de 0,55 m, para obtener una altura neta. En la siguiente tabla se muestran las longitudes de las sombras existentes en las azoteas.

Tabla XIX. **Longitud mínima de sombras de obstáculos en azoteas**

Descripción	Altura del obstáculo (m)	Altura de montaje H (m)	Altura neta (m)	Longitud de la sombra (m)
Módulos de concreto para aire	0,50	0,55	-0,05	0,00
Depósito de agua pequeño	1,25	0,55	0,70	0,67
Depósito de agua grande	1,60	0,55	1,05	1,00
Unidad de aire acondicionado	0,55	0,55	0,00	0,00
Depósito de agua grande + base de concreto (1,60+0,50) m	2,10	0,55	1,55	1,50
Depósito de agua grande + base de concreto (1,25+0,50) m	1,75	0,55	1,20	1,15
Antenas de radiocomunicación	2,20	0,55	1,65	1,57
Altura del techo edificio S3	2,05	0,55	1,50	1,43
Altura del techo edificio S8	1,65	0,55	1,10	1,10

Fuente: elaboración propia.

### 2.3.3.5. Número máximo de paneles en azoteas

Para este diseño se ha optado por el montaje vertical de los paneles, con una separación de 0,04 m entre paneles, las dimensiones del panel son 1,65 m x 0,99 m. Los 3 edificios cuentan con las mismas dimensiones de largo y ancho, razón por la cual se dividieron en 4 áreas, esto con el fin de facilitar la distribución de los paneles. El número máximo de paneles que se pueden instalar en cada azotea dependerá de algunos obstáculos y de los techos que posean los edificios; a continuación se obtendrá el número máximo de paneles.

Áreas 1 y 2:

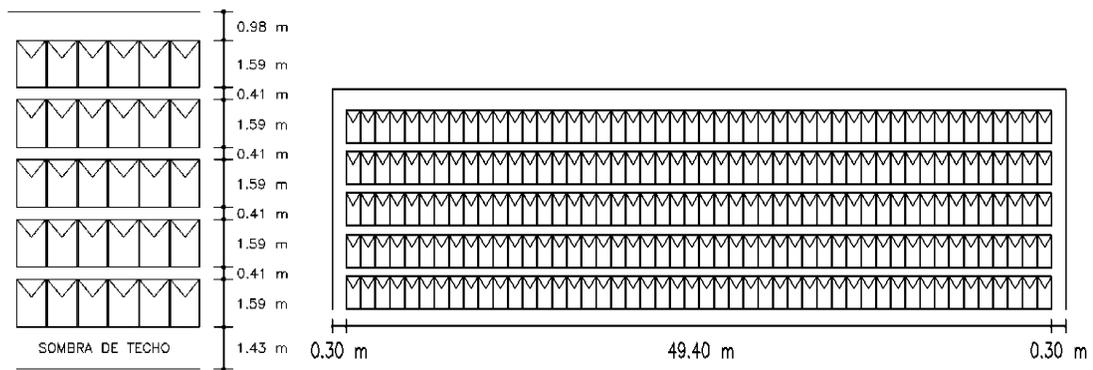
$$\text{No. de filas} = \frac{\text{ancho área 1} - \text{longitud de sombra techo}}{X + dp}$$

$$\text{No. de filas} = \frac{12 \text{ m} - 1,43 \text{ m}}{0,41 \text{ m} + 1,59 \text{ m}} = 5,29 \approx 5 \text{ filas}$$

$$\text{NPS} = \frac{\text{largo área 1}}{\text{ancho panel} + \text{separación entre paneles}}$$

$$\text{NPS} = \frac{50 \text{ m}}{0,99 \text{ m} + 0,04 \text{ m}} = 48,5 \approx 48 \text{ paneles en serie}$$

Figura 41. Número máximo de paneles de áreas 1 y 2



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Áreas 3 y 4:

$$\text{No. de filas} = \frac{\text{ancho área 3}}{X + dp}$$

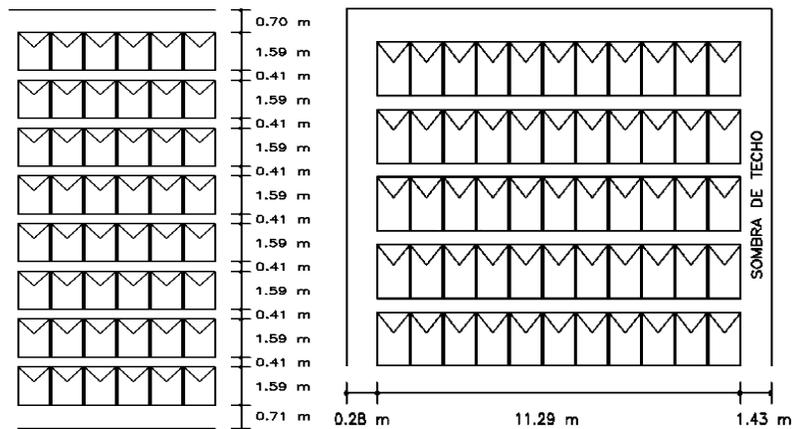
$$\text{No. de filas} = \frac{17 \text{ m}}{0,41 \text{ m} + 1,59 \text{ m}} = 8,5 \approx 8 \text{ filas}$$

$$NPS = \frac{\text{largo área 3} - \text{longitud de sombra techo}}{\text{ancho panel} + \text{separación entre paneles}}$$

$$NPS = \frac{13 \text{ m} - 1,43 \text{ m}}{0,99 \text{ m} + 0,04 \text{ m}} = 11,23 \approx 11 \text{ paneles en serie}$$

Una vez obtenido el número máximo de paneles por edificio, se procede a distribuir adecuadamente el número de filas y el número de paneles en serie, tomando en cuenta las distancias para encaminamiento, mantenimiento y sombras.

Figura 42. **Número máximo de paneles de áreas 3 y 4**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

En la siguiente tabla se muestra el número máximo de paneles y la potencia máxima generada de los mismos.

Tabla XX. **Número máximo de paneles en azoteas**

<b>Edificio S3</b>	<b>No. filas</b>	<b>No. de paneles en serie</b>	<b>No. de paneles</b>	<b>Potencia panel kWp</b>	<b>Potencia máxima generada kWp</b>
Área 1	5	48	240	0,255	61,20
Área 2	5	48	240	0,255	61,20
Área 3	8	11	88	0,255	22,44
Área 4	8	11	88	0,255	22,44
<b>Total S3</b>			<b>656</b>		<b>167,28</b>
<b>Edificio S6</b>					
Área 1	6	48	288	0,255	73,44
Área 2	6	48	288	0,255	73,44
Área 3	7	12	84	0,255	21,42
Área 4	7	12	84	0,255	21,42
<b>Total S6</b>			<b>744</b>		<b>189,72</b>
<b>Edificio S8</b>					
Área 1	5	48	240	0,255	61,20
Área 2	5	48	240	0,255	61,20
Área 3	9	11	99	0,255	25,25
Área 4	9	11	99	0,255	25,25
<b>Total S8</b>			<b>678</b>		<b>172,90</b>

Fuente: elaboración propia.

En la siguiente tabla se muestra el número de paneles distribuidos adecuadamente y la potencia pico máxima que se puede generar en cada azotea, para el edificio S3 es de 132,6 kWp, edificio S6 de 132,6 kWp y edificio S8 es de 123,4 kWp.

Tabla XXI. Número y distribución óptima de paneles en azoteas

Edificio S3	No. filas	No. paneles en serie	No. de paneles	Potencia panel kWp	Potencia generada kWp
Área 1	5	40	200	0,255	51,0
Área 2	5	40	200	0,255	51,0
Área 3	5	12	60	0,255	15,3
Área 4	5	12	60	0,255	15,3
<b>Total S3</b>			<b>520</b>		<b>132,6</b>
<b>Edificio S6</b>					
Área 1	5	40	200	0,255	51,0
Área 2	5	40	200	0,255	51,0
Área 3	5	12	60	0,255	15,3
Área 4	5	12	60	0,255	15,3
<b>Total S6</b>			<b>520</b>		<b>132,6</b>
<b>Edificio S8</b>					
Área 1	5	40	200	0,255	51,0
Área 2	5	40	200	0,255	51,0
Área 3	3	14	42	0,255	10,7
Área 4	3	14	42	0,255	10,7
<b>Total S8</b>			<b>484</b>		<b>123,4</b>

Fuente: elaboración propia

Ahora bien, al comparar esta potencia pico máxima de generación por medio del uso de las áreas de las azoteas, se ve que son capaces de generar suficiente energía eléctrica para cubrir las necesidades de consumo eléctrico de los edificios: el valor de consumo de los edificios S3, S6 y S8 es de 57,1, 65,0 y 10,7 kWp respectivamente, esto significa que las áreas y el número de paneles en las azoteas son capaces de generar energía eléctrica suficiente para rebajar los costos por pago de energía eléctrica que se hacen a la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA).

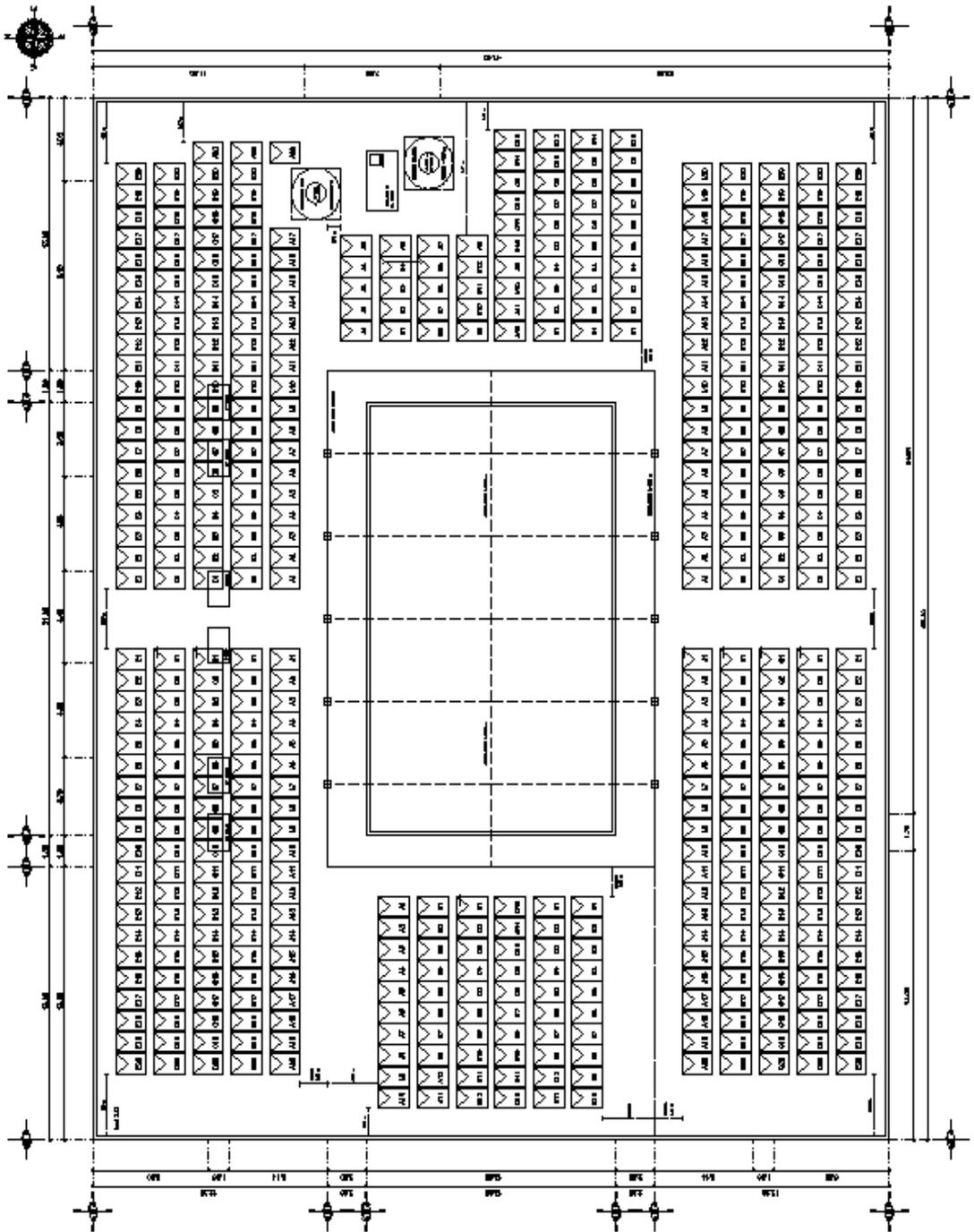
La configuración y conexión de los inversores a la red eléctrica será por medio de un sistema modular, esto con el propósito de disminuir pérdidas de

equipos y de generación debido al posible fallo de un inversor, fallos en conexiones, cortocircuitos, problemas derivados por sombreados parciales, por mantenimiento, etc.

La potencia total generada por un grupo de paneles no debe ser mayor que 1,20 veces la potencia nominal AC del inversor, esto con la finalidad de no superar la máxima potencia del inversor, por ese motivo la potencia nominal se incrementó 20 % para obtener una potencia total pico.

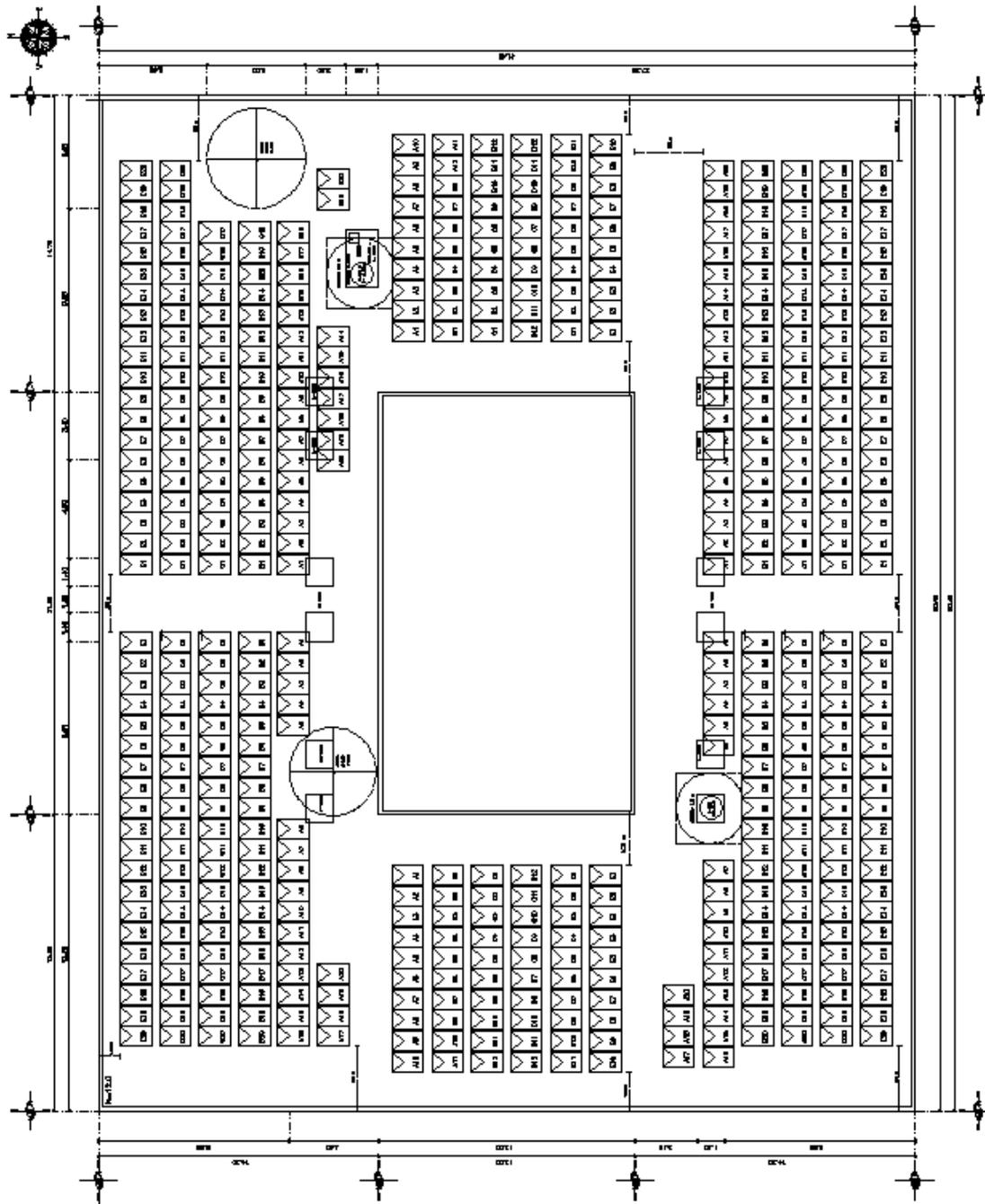
En las siguientes figuras se muestra la distribución óptima y ordenada de paneles utilizando las áreas disponibles en cada azotea.

Figura 43. Distribución máxima y óptima de paneles en edificio S3



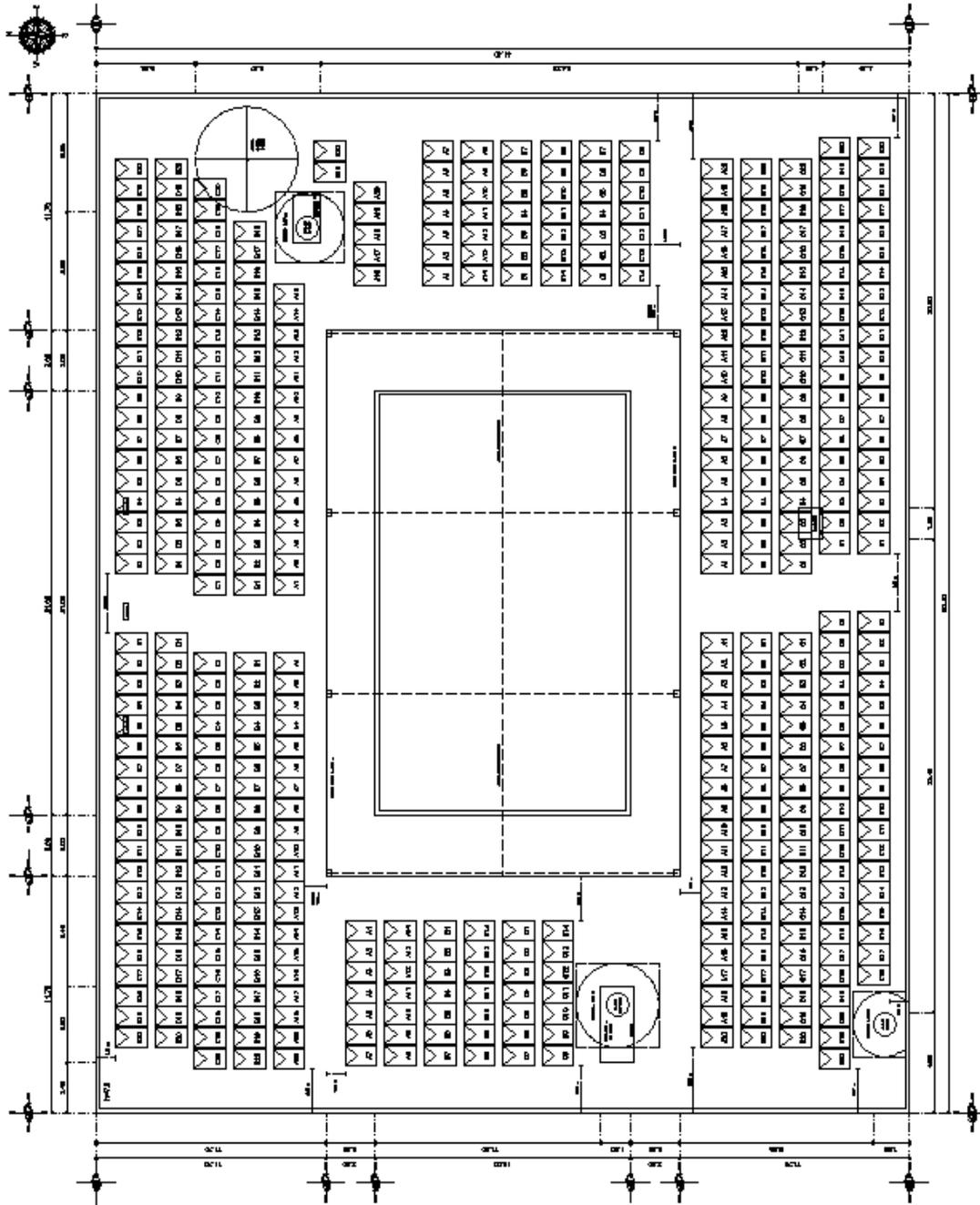
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Figura 44. Distribución máxima y óptima de paneles en edificio S6



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Figura 45. Distribución máxima y óptima de paneles en edificio S8



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

### 2.3.3.6. Número de inversores y configuración de paneles

Para un adecuado diseño y funcionamiento del sistema de generación FV, bajo el sistema de autoconsumo, se debe poseer la información necesaria de los equipos y accesorios que muestran las características o parámetros de funcionamiento, especialmente de los paneles y de los inversores que de alguna manera condicionará el tipo de configuración a utilizar.

Para obtener el número inversores necesarios para cubrir la demanda de energía para cada edificio se utilizará el número de paneles necesarios de cada edificio multiplicado por la potencia de cada panel y dividido entre la potencia del inversor. Para este diseño se ha elegido un inversor que trabaje para un voltaje trifásico 120/208 V y una potencia de 10 kW, el número de inversores se obtiene por medio de la siguiente expresión:

$$N \text{ inversores} = \frac{NP \text{ edificio} * Potencia \text{ pico panel}}{Potencia \text{ inversor}}$$

Ec. 50

Donde:

- N inversores: número de inversores
- NP edificio: número de paneles para autoconsumo por edificio
- P pico panel: potencia pico del panel, para este diseño es de 255 Wp

$$N \text{ inversores } S3 = \frac{224 * 0,255 \text{ kWp}}{10 \text{ kW}} = 5,71 \approx 6 \text{ inversores edificio } S3$$

$$N \text{ inversores } S6 = \frac{255 * 0,255 \text{ kWp}}{10 \text{ kW}} = 6,50 \approx 6 \text{ inversores edificio } S6$$

$$N \text{ inversores } S8 = \frac{42 * 0,255 \text{ kWp}}{10 \text{ kW}} = 1,07 \approx 1 \text{ inversor edificio } S8$$

Se ha optado por utilizar inversores de 10 kW bajo un sistema de conexión modular para minimizar las pérdidas por sombras temporales en los paneles, daños de equipos o mantenimiento de los inversores, evitando de esta forma la desconexión total del generador. En las siguientes dos tablas se muestran las características del panel y del inversor que se utilizan en este diseño y que además se adapta a este sistema de voltaje trifásico de 120/208 V (ver anexos 4-8).

Tabla XXII. **Datos y especificaciones del inversor de 10 kW**

Descripción	Valores
Potencia de salida nominal	10 kW
Potencia de salida máxima	11 kW
Voltaje de entrada máximo DC	520 Vdc
Rango de voltaje en el punto de máxima potencia MPP	220 - 470 Vdc
Corriente de entrada máxima DC	48 A
Corriente máxima por canal DC	29 A
Voltaje de salida AC	183 - 228 Vac
Corriente de salida máxima AC	30 A
Frecuencia de salida	60 Hz
Factor de potencia	> 0,995 ± 0,9
Eficiencia máxima	96.50%
Dimensiones (metros)	0,716x0,645x0,222 m

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIII. **Datos y especificaciones del panel FV de 255 W**

<b>Características eléctricas STC</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valores</b>
Material de Celdas	Silicio	Policristalino
Potencia máxima de salida	Pmax	255 Wp
Potencia de salida (tolerancia)	$\Delta P_{max}$	5 %
Eficiencia del panel	$\eta$	15,6 %
Voltaje en el punto de máxima potencia	Vmpp	30 V
Corriente en punto de máxima potencia	I <sub>mpp</sub>	8,49 A
Voltaje en circuito abierto	Voc	37,7 V
Corriente de corto circuito	Isc	9,01 A
Grado de Protección	IP	67
<b>Características térmicas</b>		<b>% / C</b>
Temperatura nominal de la celda	TONC	46° C
Coeficiente temperatura Pmax	$\Delta P_{max}$	-0,42
Coeficiente temperatura Voc	$\Delta V_{oc}$	-0,32
Coeficiente temperatura Isc	$\Delta I_{sc}$	0,05
Coeficiente temperatura Vmpp	$\Delta V_{mpp}$	-0,42
Coeficiente temperatura celda	KT	0,35
Dimensiones (largo x ancho)	L x A	1,65 x 0,99 m

Fuente: elaboración propia.

Con base en el número de inversores y paneles obtenidos anteriormente, se procede a calcular el número mínimo y máximo de paneles en serie y en paralelo que se conectarán al inversor; para ello se utilizarán los valores de voltaje en el punto de máxima potencia (MPP) del inversor: el valor mínimo es de 220 voltios y el máximo es de 470 voltios. Por otro lado los valores de corriente de cortocircuito (Isc) y voltaje a circuito abierto (Voc) del panel son de

9,01 amperios y 37,7 voltios respectivamente, el número mínimo y máximo de paneles se obtiene de la siguiente manera.

$$NPP = \frac{I \text{ max inversor}}{Isc \text{ panel}} = \frac{48 A}{9,01 A} = 5,3 \approx 5 \text{ filas}$$

$$NPS \text{ min} = \frac{V \text{ min inversor}}{Voc \text{ panel}} = \frac{220 V}{37,7 V} = 5,8 \approx 6 \text{ paneles en serie}$$

$$NPS \text{ max} = \frac{V \text{ max inversor}}{Voc \text{ panel}} = \frac{470 V}{37,7 V} = 12,5 \approx 12 \text{ paneles en serie}$$

De acuerdo al rango de valores obtenidos para la conexión de los paneles en el inversor, la configuración que mejor se adapta a las características del inversor es de conectar 4 filas de paneles en paralelo y cada fila formada por 11 paneles conectados en serie para hacer un total de 44 paneles.

El valor de la potencia pico del inversor en condiciones normales de operación se obtiene por medio del total de paneles conectados en serie y paralelo, multiplicado por el valor de la potencia pico del panel, dividido por la eficiencia del inversor, el valor de la potencia se obtiene de la siguiente manera:

$$Potencia \text{ pico inversor} = \frac{NPP * NPS * 255 Wp}{1\ 000 * \eta} = \frac{4 * 11 * 255 Wp}{1\ 000 * 0,965} = 11,6 kWp$$

De acuerdo a los valores obtenidos se que con la configuración de 4 filas x 11 paneles en serie y utilizando paneles de 255 Wp se obtiene una potencia pico de 11.6 kWp para el inversor, superando en un 16 % la capacidad del mismo; esto no significa que el inversor esté sobredimensionado sino que

es un valor dentro del rango aceptable debido a que la mayoría de los inversores se puede sobredimensionar entre un 10 % y 20 % adicional. Por otra parte, en la práctica los paneles casi nunca proporcionan la potencia pico que indica el fabricante, adicionalmente el rendimiento del inversor es mayor cuando la potencia pico de los paneles es próxima a la nominal del inversor por lo que un inversor sobredimensionado reducirá su rendimiento, razón por la cual la configuración elegida es aceptable  $11,6 \text{ kWp} \leq 120 \% * 10 \text{ kW}$ .

#### **2.3.4. Inversor**

Un elemento a considerar a la hora de elegir un inversor es de que este equipado con un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia, esto con el fin de tener la máxima eficiencia energética del panel; por lo tanto, se considera que en condiciones normales de funcionamiento se entregara la máxima potencia.

Conociendo la disposición de los paneles en serie y paralelo en la cual deberán estar conectados al inversor para generar corriente alterna, se procede a calcular el valor de la tensión y corriente en el punto de máxima potencia. Para obtener los valores de potencia que genera cada fila conectada al inversor, se utilizarán los valores de voltaje y corriente en el punto de máxima potencia del panel.

Para calcular el voltaje generado por 11 paneles conectados en serie y la corriente total generada por 4 filas (*strings*) conectados en paralelo al inversor, se obtienen por medio de las ecuaciones 15 y 16.

$$V_{mpp} (total) = V_{mpp} * NPS = 30 V * 11 = 330 V$$

$$I_{mpp} (total) = I_{mpp} * NPP = 8,49 A * 4 = 33,96 A$$

Los valores obtenidos al ser comparados con los valores del fabricante se observa que están dentro del rango aceptable (ver anexo 8).

De igual forma como se obtuvieron los valores de voltaje y corriente en el punto de máxima potencia, se calculará el valor de la potencia generada en el punto de máxima potencia por fila (*string*) del inversor por medio de la multiplicación de voltaje y corriente en el punto de máxima potencia.

$$P_{mpp} (fila) = V_{mpp} (total) * I_{mpp} = 330 V * 8,49 A = 2 802 W$$

$$P_{mpp} (total) = 4 \text{ filas} * P_{mpp} (fila) = 4 * 2 802 W = 11 208 W$$

Los valores obtenidos anteriormente de voltaje, corriente y potencia en el punto de máxima potencia están dentro de los parámetros permitidos del fabricante del inversor (ver anexo 8).

#### **2.3.4.1. Corrección de la tensión y corriente debido a la temperatura**

La radiación y la temperatura son dos factores importantes que afectan los parámetros eléctricos de funcionamiento de los paneles, por ese motivo se evaluará el comportamiento de panel en condiciones mínimas y máximas de radiación y temperatura, respecto a las condiciones STC.

Los valores de temperatura record mínima y máxima registrados en el país fueron de 5° C y 32° C respectivamente (ver anexo 3), a esta última temperatura máxima se le agregará 3 grados centígrados como factor de seguridad debido

al incremento de temperatura que afecta el planeta en los últimos años, lo cual puede afectar el sistema con picos de temperatura durante la vida útil de funcionamiento.

Para obtener los valores de temperatura mínima y máxima se utilizará una radiación mínima y máxima estándar de  $100 \text{ W/m}^2$  y  $1\ 000 \text{ W/m}^2$  respectivamente, valores que corresponden a la época de invierno y verano respectivamente. El valor de la temperatura de operación de la celda o panel se obtiene por medio de la ecuación 17.

$$T_c (\text{min}) = 5^\circ \text{C} + (46^\circ \text{C} - 20^\circ \text{C}) \left( \frac{100 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \right) = 8,25^\circ \text{C}$$

$$T_c (\text{max}) = 35^\circ \text{C} + (46^\circ \text{C} - 20^\circ \text{C}) \left( \frac{1\ 000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \right) = 67,50^\circ \text{C}$$

Los 2 valores de temperatura obtenidos son los que se esperaría que el panel llegue a presentar en condiciones normales de operación durante el año, valores que de alguna manera afectarán el voltaje y la corriente de cada panel.

Para encontrar los valores de la tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) máxima y mínima que se medirá a la salida de cada panel y la tensión total, cuando estén trabajando bajo estas condiciones de temperatura, se obtienen por medio de las ecuaciones 18 y 19.

$$V_{oc} (\text{max}) = 37,7 \text{ V} + \left( \frac{-0,32 \%}{^\circ \text{C}} * 37,7 \text{ V} \right) * (8,25^\circ \text{C} - 25^\circ \text{C}) = 39,72 \text{ V}$$

$$Voc (max) total = 39,72 * 11 paneles = 436,92 V$$

$$Voc (min) = 37,7 V + \left( \frac{-0,32 \%}{^{\circ}C} * 37,7 V \right) * (67,5^{\circ} C - 25^{\circ} C) = 32,57 V$$

$$Voc (min) total = 32,57 * 11 paneles = 358,27 V$$

De igual forma se calcula la corriente de cortocircuito (Isc) máxima y mínima que se producirá a la salida de cada panel y la corriente total, cuando estén trabajando bajo estas condiciones de temperatura, se obtienen por medio de las ecuaciones 20 y 21.

$$Isc (max) = 9,01 A + \left( \frac{0,05 \%}{^{\circ}C} * 9,01 A \right) * (67,5^{\circ} C - 25^{\circ} C) = 9,20 A$$

$$Isc (max) total = 9,20 A * 4 filas = 36,80 A$$

$$Isc (min) = 9,01 A + \left( \frac{0,05 \%}{^{\circ}C} * 9,01 A \right) * (8,25^{\circ} C - 25^{\circ} C) = 8,93 A$$

$$Isc (min) total = 8,93 A * 4 filas = 35,72 A$$

Finalmente, se deben tomar en cuenta los valores de tensión y corriente de máxima potencia que alcanzarán los paneles y el sistema debido al aumento o disminución de la temperatura durante el año, valores que se obtienen mediante las ecuaciones 23, 24, 25 y 26:

$$Vmpp (max) = 30 V + \left( \frac{-0,42 \%}{^{\circ}C} * 30 V \right) * (8,25^{\circ} C - 25^{\circ} C) = 32,11 V$$

$$Vmpp (max) total = 32,11 V * 11 paneles = 353,21 V$$

$$Vmpp (min) = 30 V + \left( \frac{-0,42 \%}{^{\circ}C} * 30 V \right) * (67,5^{\circ} C - 25^{\circ} C) = 24,65 V$$

$$V_{mpp} (min) total = 24,65 V * 11 paneles = 271,15 V$$

$$I_{mpp} (max) = 8,49 A + \left( \frac{0,05 \%}{^{\circ}C} * 8,49 A \right) * (67,5^{\circ} C - 25^{\circ} C) = 8,67 A$$

$$I_{mpp} (max) total = 8,67 * 4 filas = 34,68 A$$

$$I_{mpp} (min) = 8,49 A + \left( \frac{0,05 \%}{^{\circ}C} * 8,49 A \right) * (8,25^{\circ} C - 25^{\circ} C) = 8,42 A$$

$$I_{mpp} (min) total = 8,42 * 4 filas = 33,68 A$$

En la siguiente tabla se muestra el rango de las tensiones del punto de máxima potencia que deberá soportar el inversor en las condiciones de temperatura máxima y mínima durante el año.

Tabla XXIV. **Variación de Isc y Voc durante el año**

Condiciones de temperatura	G (W/m <sup>2</sup> )	Voc (V)	Voc total (V)	Isc (A)	Isc total (A)	Vmpp (V)	Vmpp total (V)	Imp total (V)
Condición STC	1 000	37,70	414,70	9,01	36,04	30,00	330,00	33,96
Invierno (5° C )	100	39,72	436,92	8,93	35,72	32,11	353,21	33,68
Verano (35° C )	1 000	32,57	358,27	9,20	36,80	24,65	271,15	34,68

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a los valores mostrados en la tabla anterior, el rango de tensiones en condiciones normales de operación de acuerdo al fabricante oscila entre 220 a 470 voltios, mientras que los valores obtenidos de tensión a circuito abierto para valores de temperatura máxima y mínima fueron de 358,27 a 436,92 voltios respectivamente; por lo tanto, el inversor trabajará perfectamente bajo cualquiera de las condiciones de temperatura indicadas anteriormente. De

igual manera, cuando los paneles estén entregando la potencia máxima, la tensión total ( $V_{mpp}$  total) generada en dicho punto oscilará entre 271,15 a 353,21 voltios valores que están dentro del rango de tensiones del fabricante del inversor.

La corriente máxima de entrada en el inversor es de 48 amperios, este valor es superior a la corriente de corto circuito total ( $I_{sc}$  total) generada por los paneles que oscila entre 35,72 a 36,80 amperios, valores que están dentro del rango aceptable del inversor.

### **2.3.5. Estructura de soporte**

La estructura de soporte deberá resistir el peso de los paneles y las sobrecargas del viento o inclemencias del tiempo, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura durante el año.

Las estructuras de soporte se colocarán sobre bases de hormigón, colocadas superficialmente en cada terraza evitando así su daño. La altura de las bases más la altura de las estructuras es la misma para los 3 edificios, esta altura es de 0,55 metros sobre el nivel de la terraza, esta altura evitará que las sombras de los obstáculos afecten el rendimiento del sistema y a la vez ayuden a una mejor distribución de los paneles.

#### **2.3.5.1. Bases de concreto**

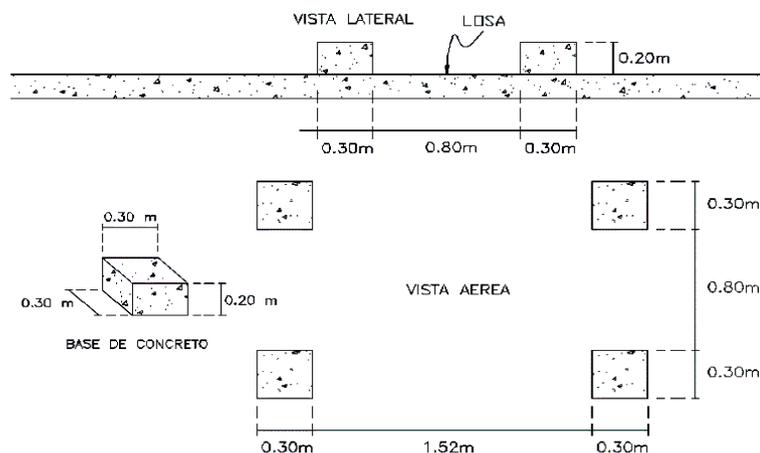
El uso de bases de concreto radica en 3 funciones básicas: la primera es evitar el daño directo por perforación de anclaje a la losa o terraza donde se instalará la estructura de soporte; la segunda es brindar protección por contacto de agua especialmente durante la época de invierno lo que ocasionaría un

rápido deterioro por oxidación a la estructura, y la tercera función es brindar un peso adicional al conjunto de estructura y paneles para evitar que vientos fuertes la derriben.

Las especificaciones y características de construcción de los bloques de concreto se realizarán con base en las recomendaciones de la norma técnica guatemalteca<sup>43</sup> NTG 41086, similar a la utilizada en la construcción de adoquines de concreto para pavimentos, fabricados para soportar una resistencia de compresión de 35 kg/cm<sup>2</sup>; las dimensiones recomendables para las bases de concreto son 0,30 x 0,30 x 0,20 m.

Los bloques deberán ser de primera calidad, tendrán acabado liso con esquinas rectas, libres de raspaduras, roturas o rajaduras, deben ser consistentes y uniformes en sus dimensiones.

Figura 46. **Distancias entre bases de concreto para estructura**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

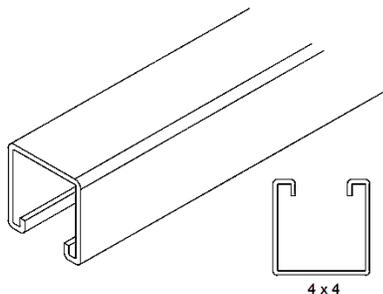
<sup>43</sup> <http://www.iccg.org.gt/normas-tecnicas/normas-tecnicas-guatemaltecas-ntg/productos-de-concreto>. Consulta: 24 de noviembre de 2015.

### 2.3.5.2. Perfiles

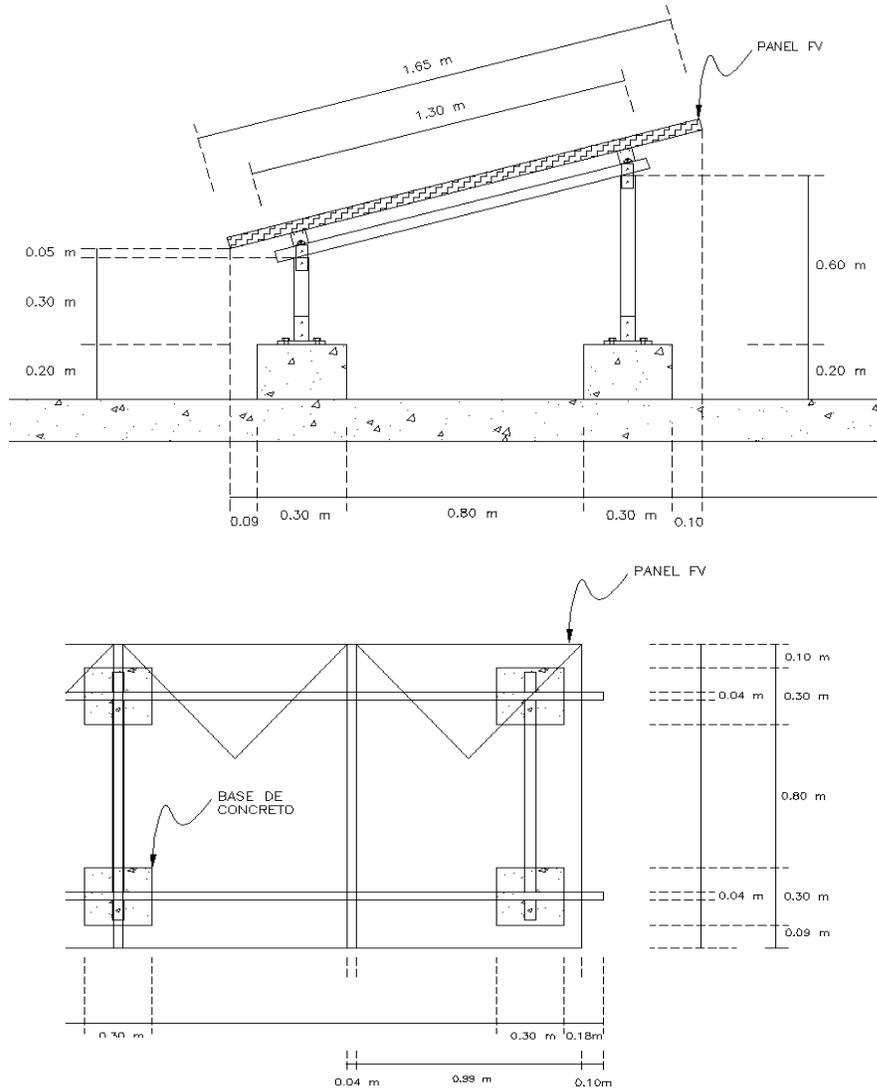
La estructura está formada por perfiles de la marca Anclo serie reforzada C 40 de uso industrial con o sin perforaciones o ranuras; su longitud es de 3 metros, con aplicaciones para altas temperatura, corrosión o claros largos; son fáciles de adaptar a cualquier espacio o aplicación; su instalación es rápida sencilla y limpia, no requiere soldadura, lo cual facilita futuras modificaciones ahorrando así tiempo y trabajo en el montaje de los paneles fotovoltaicos.

La longitud de los dos perfiles verticales encargados de soportar el peso total del sistema son los siguientes: longitud del segmento pequeño es de 0,30 metros y 0,60 metros para el segundo segmento; estos dos segmentos son los encargados de proporcionar el ángulo de 15° de inclinación aproximadamente. Seguidamente viene el segmento inclinado colocado sobre estos dos segmentos verticales, la longitud es de 1,30 metros; por último se colocarán dos segmentos paralelos pero a la vez perpendiculares al segmento inclinado, que son los encargados del anclaje de los paneles FV. La longitud de estos dos segmentos paralelos dependerá de la cantidad de paneles conectados en serie, en la siguiente gráfica se muestran los segmentos y forma de montaje.

Figura 47. **Vista lateral y de planta de la estructura FV**



Continuación de la figura 47.



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

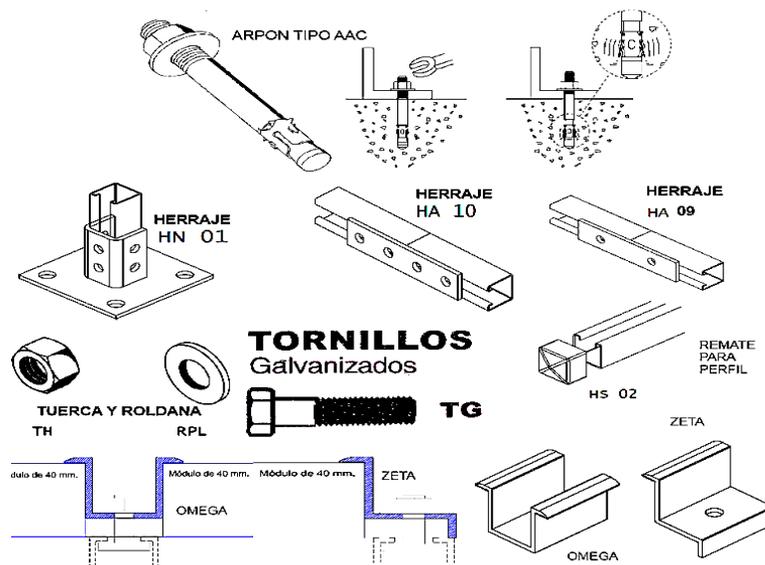
### 2.3.5.3. Accesorios de soporte

El material y los accesorios que se recomiendan para construir la estructura de soporte deben ser de acero galvanizado, esto con el fin de

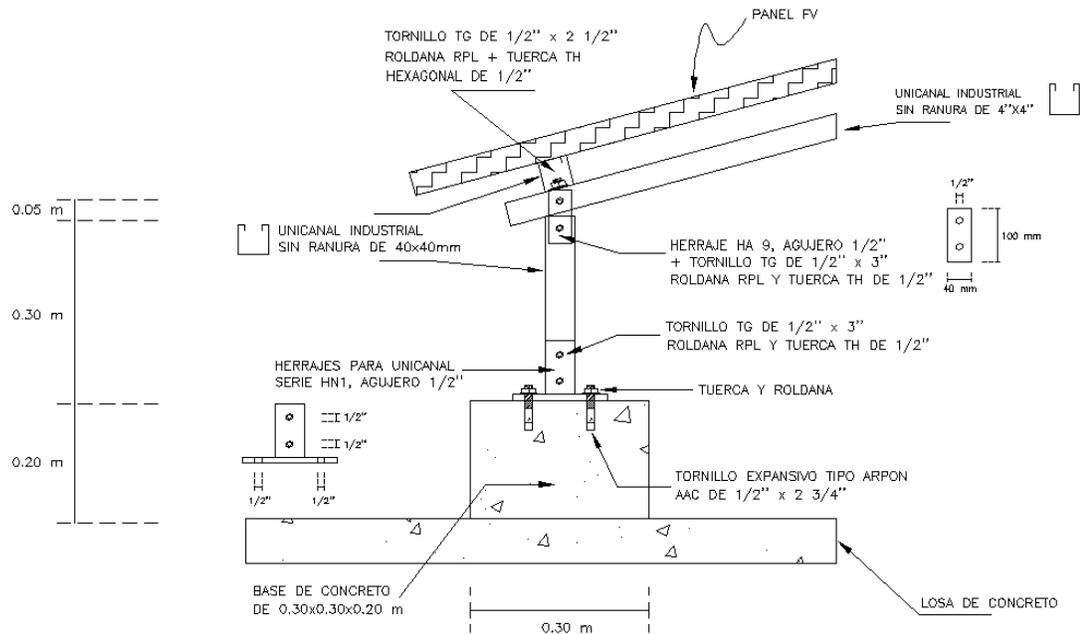
asegurar una vida prolongada de funcionamiento. A continuación se muestra el listado de accesorios y su forma de montaje.

- Tornillo expansivo tipo arpón AAC de  $\frac{1}{2}$ " x  $2 \frac{3}{4}$ ".
- Herrajes HN1 + tornillo TG  $\frac{1}{2}$ " x 3" + roldana RPL y tuerca TH  $\frac{1}{2}$ " hexagonal.
- Herraje HA 10 y HA 9 + tornillo TG  $\frac{1}{2}$ " x  $2 \frac{1}{2}$ " + tornillo TG  $\frac{1}{2}$ " x 3" + roldana RPL y tuerca TH  $\frac{1}{2}$ " hexagonal.
- Omega para panel de 40 mm + tornillo  $\frac{3}{8}$ " x 2" + roldana RPL + tuerca TH  $\frac{3}{8}$ " hexagonal.
- Zeta con talón de 13 mm + tornillo  $\frac{3}{8}$ " x 2" + roldana RPL + tuerca TH  $\frac{3}{8}$ " hexagonal y remates plásticos en los extremos.

Figura 48. **Accesorios de soporte para la estructura**



Continuacion de la figura 48.



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

#### 2.3.5.4. Peso generado por el sistema FV en azotea

El peso generado por el conjunto de elementos que conforman el sistema de generación FV son principalmente paneles FV, inversores, bases de concreto, estructuras, conductores, etc. En la siguiente tabla se muestran los valores de peso adicional estimados a partir de las hojas de especificaciones de los equipos y accesorios indicados anteriormente para cada terraza

Tabla XXV. **Peso mínimo de los elementos FV en azoteas**

Descripción	Peso unidad (kg)	Unidad edificio S3	Peso total edificio S3 (kg)	Unidad edificio S6	Peso total edificio S6 (kg)	Unidad edificio S8	Peso total edificio S8 (kg)
Panel solar 255 W	18,6	264	4 897,7	264,0	4 897,7	44,0	816,3
Inversor de 10 kW, trifásico, 120/208V	70,1	6	420,8	6	420,8	1	70,1
Bases de concreto 0,30x0,30x0,20 m	22,6	341	7 714,9	339	7 669,7	59	1 334,8
Blocks de concreto 0,20x0,10x0,20 m	11,3	39	441,2	40	452,5	44	497,7
Estructura de soporte			2 692,3		2 875,3		481,4
Cables de cobre (varios calibres)			566,7		524,2		98,8
Tornillos, <i>breakers</i> , pararrayos, etc.			93,4		93,1		60,8
<b>Peso total</b>			<b>16 827,0</b>		<b>16 933,3</b>		<b>3 360,0</b>

Fuente: elaboración propia.

El peso mínimo aproximado generado por los equipos y accesorios por los 6 inversores, 264 paneles, 341 bases de concreto, cables, protecciones, tableros, pararrayos, accesorios, etc., para el edificio S3 es de 16 827,0 kg este peso total estimado al ser dividido por los 6 inversores, luego por 4 filas de paneles y finalmente por 11 paneles por fila se obtiene un peso aproximado sobre la azotea de 63,7 kg por panel instalado.

## **2.3.6. Dimensionamiento de conductores eléctricos y ductos**

### **2.3.6.1. Selección de conductores AC y DC**

La instalación solar FV se ha dividido en diferentes segmentos o tramos de conexión entre los diferentes equipos que contiene la misma, los segmentos o tramos son los siguientes:

- Panel FV - caja combinadora
- Caja combinadora - inversor
- Inversor - tablero de inversores
- Tablero de inversores - *breaker* principal
- *Breaker* principal - red eléctrica

El número de inversores que se utilizarán en cada uno de los edificios están indicados en los apartados anteriores; estos inversores trabajarán para un voltaje trifásico de 120/208 V y una potencia de 10 kW. Cada inversor estará configurado por 4 filas conectadas en paralelo y cada fila por 11 paneles conectados en serie. El segmento que empieza desde los paneles hacia la caja combinadora y luego de la caja combinadora hacia el inversor se ha unificado debido a que se utilizará una caja combinadora por fila; esto significa que el calibre del conductor es el mismo y la longitud del conductor empezará desde los paneles hasta el inversor.

### 2.3.6.2. Cálculo de conductor panel – inversor

Los conductores para este segmento están interconectados por la parte trasera de cada panel expuestos al aire libre y posteriormente se colocarán sobre canaletas o bandejas tipo escalerilla hasta llegar a cada inversor.

Se utilizarán conductores solares o similares a USE-2 o XHHW de cobre unipolar para una temperatura mínima de aislamiento de 75° C y certificados para uso para intemperie o subterráneos.

Para encontrar el valor de la corriente que circulará por cada fila, el NEC indica que la corriente de cortocircuito debe aplicársele el factor de 156 %, el valor obtenido se utilizará para dimensionar el conductor y la protección.

$$I (\text{fila}) = I_{sc} * 156 \% = 9,01 * 1,56 = 14,1 \text{ amperios}$$

El calibre del conductor a elegir de acuerdo a la tabla 310-17 del NEC es el # 12 AWG con capacidad de 20 amperios, esta capacidad se verá afectada por la temperatura que alcanzará el conductor en condiciones de operación, el valor de la temperatura se obtiene utilizando la ecuación 34 del efecto de la temperatura en el conductor.

$$T = 40^{\circ} C + (75^{\circ} C - 40^{\circ} C) * \left( \frac{14,1 A}{20 A} \right)^2 = 57^{\circ} C$$

Al evaluar la corriente de 20 amperios del conductor # 12 AWG para una temperatura de operación de 57° C y aplicando el factor de corrección 0,58 de acuerdo a la tabla 310-17 del NEC la corriente de 20 amperios multiplicada por

este factor da como resultado un valor de corriente de 11,6 amperios, esto significa que el conductor no cumple con la capacidad de transporte.

Dado que el conductor # 12 AWG no cumple con la corriente calculada, se procede a elegir el conductor # 10 AWG con capacidad de 30 amperios y aplicando nuevamente la ecuación 34, el factor de corrección es 0,75 para una temperatura de operación a 48° C, se obtiene una corriente de 22,2 amperios; esto significa que el conductor cumple con la capacidad de transporte.

Ahora aplicando el método de caída de tensión se verifica si el conductor # 10 AWG cumple para una caída de tensión máxima de 1,5 % de la tensión a circuito abierto. Tomando los datos del inversor 1, fila A se tiene una longitud de 48 metros, I<sub>sc</sub> de 9,01 A (sin factor NEC de 156 %), V<sub>oc</sub> de 37,7 V, conductividad de 50 mm<sup>2</sup>/Ω·m, temperatura de operación de 48° C. El valor de la sección transversal del conductor se obtiene por medio de la ecuación 32.

$$S = \frac{2 * 48 \text{ m} * 9,01 \text{ A}}{50 \frac{\text{mm}^2}{\Omega \cdot \text{m}} * 1,5 \% * (37,7 \text{ V} * 11 \text{ paneles})} = 2,78 \text{ mm}^2$$

Como se puede observar la sección mínima que debe tener el conductor es de 2,78 mm<sup>2</sup>, mientras que la sección del conductor # 10 AWG es 5,26 mm<sup>2</sup>, esto significa que el conductor # 10 AWG cubre las necesidades de transporte de corriente y caída de tensión.

El porcentaje de caída de tensión (ΔV) se obtiene por medio de la siguiente expresión:

$$\Delta V = 1.5 \% * V_{oc} * NPS = 0,015 * 37,7 \text{ V} * 11 = 6,22 \text{ V}$$

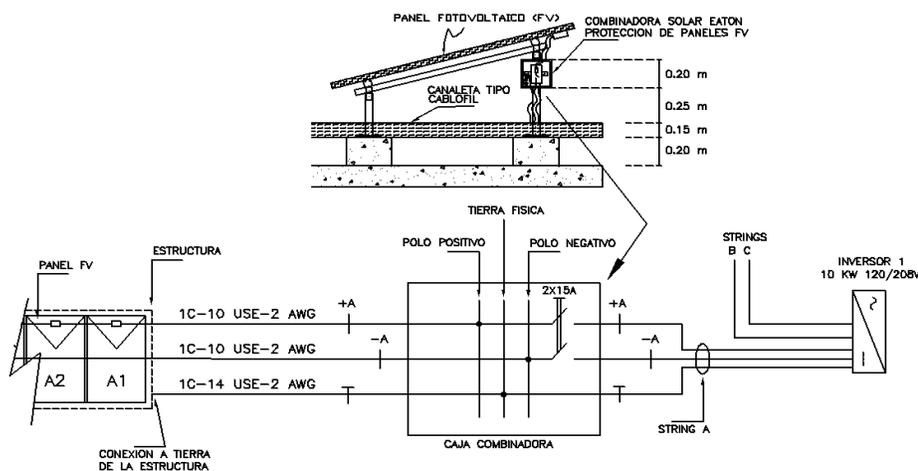
Los valores de protección de este segmento son:

- Se utilizará un interruptor seccionador y termomagnético de 2x15 A para voltaje en DC, dado que se utilizará una caja combinadora por cada fila.
- El calibre mínimo del conductor de puesta a tierra de acuerdo a la tabla 250-95 del NEC es # 14 AWG.
- El valor del fusible es de 15 amperios para voltaje DC, esta protección es opcional.

De acuerdo a normas, el color de los conductores en DC se identificará de la siguiente manera:

- Conductor positivo color rojo, negro o marrón
- Conductor negativo color blanco
- Conductor de tierra color verde, verde/amarillo

Figura 49. **Conexión de conductores caja combinadora**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

En las siguientes tres tablas se muestran las diferentes secciones y calibres de los conductores de los inversores de cada edificio.

Tabla XXVI. **Calibres y secciones en DC para el edificio S3**

Edificio S3	L (m)	Isc (A)	$\gamma_{(50\text{ C})}$ ( $\text{mm}^2/\Omega\cdot\text{m}$ )	$\Delta V_{\text{NPS}}$ (V)	Área mínima ( $\text{mm}^2$ )	I <sub>(NEC)</sub> (156 %) (A)	Calibre de conductor solar AWG
<b>Inversor 1</b>							
Fila A	48	9,01	50	6,22	2,78	14,08	10
Fila B	52	9,01	50	6,22	3,01	14,08	10
Fila C	56	9,01	50	6,22	3,24	14,08	10
Fila D	60	9,01	50	6,22	3,48	14,08	10
<b>Inversor 2</b>							
Fila A	48	9,01	50	6,22	2,78	14,08	10
Fila B	52	9,01	50	6,22	3,01	14,08	10
Fila C	56	9,01	50	6,22	3,24	14,08	10
Fila D	60	9,01	50	6,22	3,48	14,08	10
<b>Inversor 3</b>							
Fila A	72	9,01	50	6,22	4,17	14,08	10
Fila B	76	9,01	50	6,22	4,40	14,08	10
Fila C	84	9,01	50	6,22	4,87	14,08	10
Fila D	86	9,01	50	6,22	4,98	14,08	10
<b>Inversor 4</b>							
Fila A	48	9,01	50	6,22	2,78	14,08	10
Fila B	52	9,01	50	6,22	3,01	14,08	10
Fila C	56	9,01	50	6,22	3,24	14,08	10
Fila D	60	9,01	50	6,22	3,48	14,08	10
<b>Inversor 5</b>							
Fila A	48	9,01	50	6,22	2,78	14,08	10
Fila B	52	9,01	50	6,22	3,01	14,08	10
Fila C	56	9,01	50	6,22	3,24	14,08	10
Fila D	60	9,01	50	6,22	3,48	14,08	10
<b>Inversor 6</b>							
Fila A	52	9,01	50	6,22	3,01	14,08	10
Fila B	56	9,01	50	6,22	3,24	14,08	10
Fila C	60	9,01	50	6,22	3,48	14,08	10
Fila D	64	9,01	50	6,22	3,71	14,08	10

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVII. Calibres y secciones en DC para el edificio S6

Edificio S6	L (m)	Isc (A)	$Y_{(50\text{ C})}$ ( $\text{mm}^2/\Omega \cdot \text{m}$ )	$\Delta V_{\text{NPS}}$ (V)	Área mínima ( $\text{mm}^2$ )	I <sub>(NEC)</sub> (156 %) (A)	Calibre de conductor solar AWG
<b>Inversor 7</b>							
Fila A	58	9,01	50	6,22	3,36	14,08	10
Fila B	52	9,01	50	6,22	3,01	14,08	10
Fila C	56	9,01	50	6,22	3,24	14,08	10
Fila D	56	9,01	50	6,22	3,24	14,08	10
<b>Inversor 8</b>							
Fila A	48	9,01	50	6,22	2,78	14,08	10
Fila B	52	9,01	50	6,22	3,01	14,08	10
Fila C	56	9,01	50	6,22	3,24	14,08	10
Fila D	60	9,01	50	6,22	3,48	14,08	10
<b>Inversor 9</b>							
Fila A	72	9,01	50	6,22	4,17	14,08	10
Fila B	76	9,01	50	6,22	4,40	14,08	10
Fila C	80	9,01	50	6,22	4,63	14,08	10
Fila D	84	9,01	50	6,22	4,87	14,08	10
<b>Inversor 10</b>							
Fila A	48	9,01	50	6,22	2,78	14,08	10
Fila B	52	9,01	50	6,22	3,01	14,08	10
Fila C	56	9,01	50	6,22	3,24	14,08	10
Fila D	60	9,01	50	6,22	3,48	14,08	10
<b>Inversor 11</b>							
Fila A	62	9,01	50	6,22	3,59	14,08	10
Fila B	52	9,01	50	6,22	3,01	14,08	10
Fila C	56	9,01	50	6,22	3,24	14,08	10
Fila D	60	9,01	50	6,22	3,48	14,08	10
<b>Inversor 12</b>							
Fila A	52	9,01	50	6,22	3,01	14,08	10
Fila B	56	9,01	50	6,22	3,24	14,08	10
Fila C	64	9,01	50	6,22	3,71	14,08	10
Fila D	68	9,01	50	6,22	3,94	14,08	10

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVIII. **Calibres y secciones en DC para el edificio S8**

Edificio S8	L (m)	Isc (A)	$Y_{(50\text{ C})}$ ( $\text{mm}^2/\Omega\cdot\text{m}$ )	$\Delta V_{\text{NPS}}$ (V)	Área mínima ( $\text{mm}^2$ )	$I_{(\text{NEC})}$ (156 %) (A)	Calibre de conductor solar AWG
<b>Inversor 13</b>							
Fila A	56	9.01	50	6.22	3.24	14.08	10
Fila B	60	9.01	50	6.22	3.48	14.08	10
Fila C	64	9.01	50	6.22	3.71	14.08	10
Fila D	68	9.01	50	6.22	3.94	14.08	10

Fuente: elaboración propia.

### 2.3.6.3. Cálculo de conductor inversor - tablero de inversores

Los conductores que unen los inversores y el tablero de inversores están compuestos por tres fases, neutro y tierra, el tipo de conductor a utilizar no necesariamente debe ser para intemperie, para este proyecto se utilizaron conductores de cobre de tipo THHN o equivalente.

Para calcular el valor de la corriente de diseño, se tomará el valor de la corriente nominal de salida de cada inversor y posteriormente se le aplicarán los factores de corrección por norma y por medio de la tabla 310-16 del NEC. El valor de la corriente nominal del inversor es de 30 amperios, la longitud del inversor 1 para el tablero de inversores es de 14 m, para una temperatura de 30° C, el valor de la corriente de diseño se obtiene por medio de la ecuación 30.

$$I_{\text{diseño}} = \frac{30 \text{ A}}{1 * 1 * 0,80 * 1 * 0,80} = 46,9 \text{ A}$$

El calibre del conductor a elegir de acuerdo a la tabla 310-16 del NEC es el # 8 THHN AWG con capacidad de 55 amperios, este conductor cumple para la corriente de salida del inversor; además, el calibre del conductor neutro se dimensionará para conducir cualquier corriente de las fases, esto significa que se dimensionara al 100 % de los conductores de fases.

Ahora aplicando el método de caída de tensión se verificará si el conductor # 8 AWG cumple para una caída de tensión máxima de 2 % del voltaje de funcionamiento, factor de potencia de 0,995, conductividad de 54 mm<sup>2</sup>/Ω·m, temperatura de operación de 30° C. El valor de la sección transversal del conductor se obtiene por medio de la ecuación 35.

$$S = \frac{\sqrt{3} * 18 \text{ m} * 30 \text{ A} * 0,995}{54 \frac{\text{mm}^2}{\Omega \cdot \text{m}} * 2 \% * 208 \text{ V}} = 4,14 \text{ mm}^2$$

Como se puede observar, la sección mínima que debe tener el conductor es de 4,14 mm<sup>2</sup>, mientras que la sección del conductor # 8 AWG es 8,37 mm<sup>2</sup>, esto significa que el conductor # 8 AWG cubre las necesidades de transporte de la corriente y caída de tensión.

Los valores de protección de este segmento son:

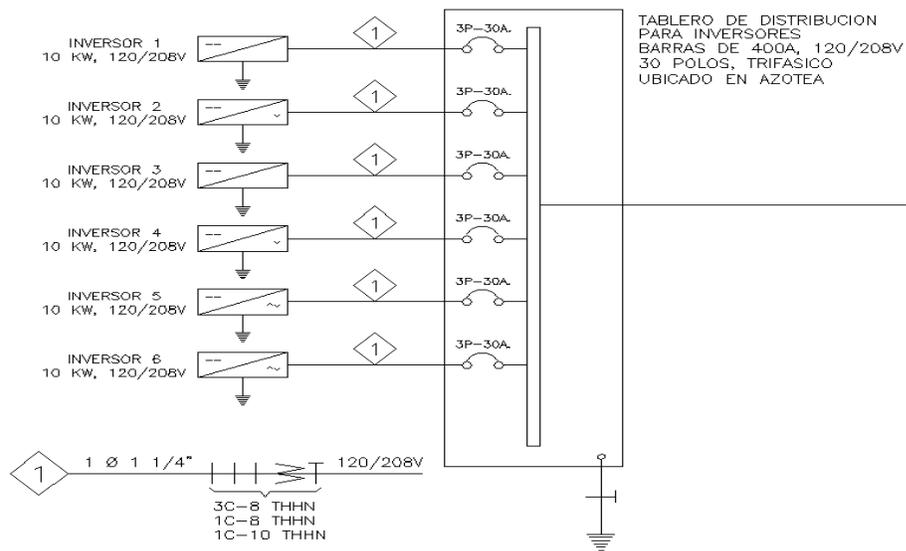
- Se utilizará un interruptor termomagnético de 3x30 amperios, ahora bien a este interruptor no se le aplica un factor del 20% adicional por factor de seguridad debido a que los inversores generarán energía eléctrica en su punto de máxima potencia y aplicarle este factor provocará que el inversor se dañe antes que la protección se active.

- El calibre mínimo del conductor de puesta a tierra de acuerdo a la tabla 250-95 del NEC es calibre # 10 AWG.

De acuerdo a normas el color de los conductores en AC se identificará de la siguiente manera:

- Conductores vivos color rojo, azul y negro
- Conductor neutro color blanco
- Conductor de tierra color verde o verde con amarillo

Figura 50. **Conexión de conductores inversor - tablero de inversores**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

En la siguiente tabla se muestran las diferentes secciones y calibres conductores para los inversores de los tres edificios.

Tabla XXIX. **Calibres y secciones en AC inversor - tablero de inversores**

Descripción	L (m)	I (A)	$Y_{(30\text{ C})}$ (mm <sup>2</sup> /Ω·m)	$\Delta V_{NPS}$ (V)	Área mínima (mm <sup>2</sup> )	Calibre de conductor THHN AWG
<b>Edificio S3</b>						
Inversor 1	18	30	54	4,16	4,14	8
Inversor 2	20	30	54	4,16	4,60	8
Inversor 3	22	30	54	4,16	5,06	8
Inversor 4	39	30	54	4,16	8,98	6
Inversor 5	37	30	54	4,16	8,52	6
Inversor 6	12	30	54	4,16	2,76	8
<b>Edificio S6</b>						
Inversor 7	18	30	54	4,16	4,14	8
Inversor 8	20	30	54	4,16	4,60	8
Inversor 9	22	30	54	4,16	5,06	8
Inversor 10	39	30	54	4,16	8,98	6
Inversor 11	37	30	54	4,16	8,52	6
Inversor 12	12	30	54	4,16	2,76	8
<b>Edificio S8</b>						
Inversor 13	12	30	54	4,16	2,76	8

Fuente: elaboración propia

#### 2.3.6.4. **Cálculo de conductor tablero de inversores - *breaker* principal**

Los conductores que unen el tablero de inversores con el *breaker* principal y posteriormente a la red eléctrica serán de cobre del tipo THHN o equivalente.

Para el cálculo de la corriente de diseño de los conductores que salen del tablero de inversores y posteriormente a la acometida eléctrica, se realizará por medio de la suma de las corrientes de los inversores conectados a este, aplicándole de igual forma una serie de factores de corrección por norma y por medio de la tabla 310-16 del NEC. La longitud del tablero de inversores hasta el

tablero o *breaker* principal existente del edificio S3 es de 60 m, el valor de la corriente para el edificio S3 se obtiene por medio de la siguiente expresión y de la ecuación 30.

$$I_{nom\ total} = 6\ inversores * I_{nom} \left( \frac{cada}{inversor} \right) = 6 * 30\ A = 180\ A$$

$$I_{diseño} = \frac{6 * 30\ A}{1 * 1 * 0,80 * 1 * 0,80} = 281,2\ A$$

El calibre del conductor a elegir de acuerdo a la tabla 310-16 del NEC es el 250 MCM AWG con capacidad de 290 amperios, este conductor cumple para la corriente de salida del tablero de inversores; además, el calibre del conductor neutro se dimensionará para conducir cualquier corriente de las fases, esto significa que se dimensionará al 100 % de los conductor de fase.

Ahora aplicando el método de caída de tensión se verificará si el conductor # 250 MCM AWG cumple para una caída de tensión máxima de 2 % del voltaje de funcionamiento, factor de potencia de 0.995, conductividad de 54 mm<sup>2</sup>/Ω·m, temperatura de operación de 30° C. El valor de la sección transversal del conductor se obtiene por medio de la ecuación 35

$$S = \frac{\sqrt{3} * 65\ m * 180\ A * 0,995}{54 \frac{mm^2}{\Omega \cdot m} * 2\% * 208\ V} = 89,76\ mm^2$$

Como se puede observar, la sección mínima que debe tener el conductor es de 89,76 mm<sup>2</sup>, mientras que la sección del conductor # 250 MCM AWG es 126,70 mm<sup>2</sup>; esto significa que el conductor # 250 MCM AWG cubre las necesidades de transporte de la corriente y caída de tensión.

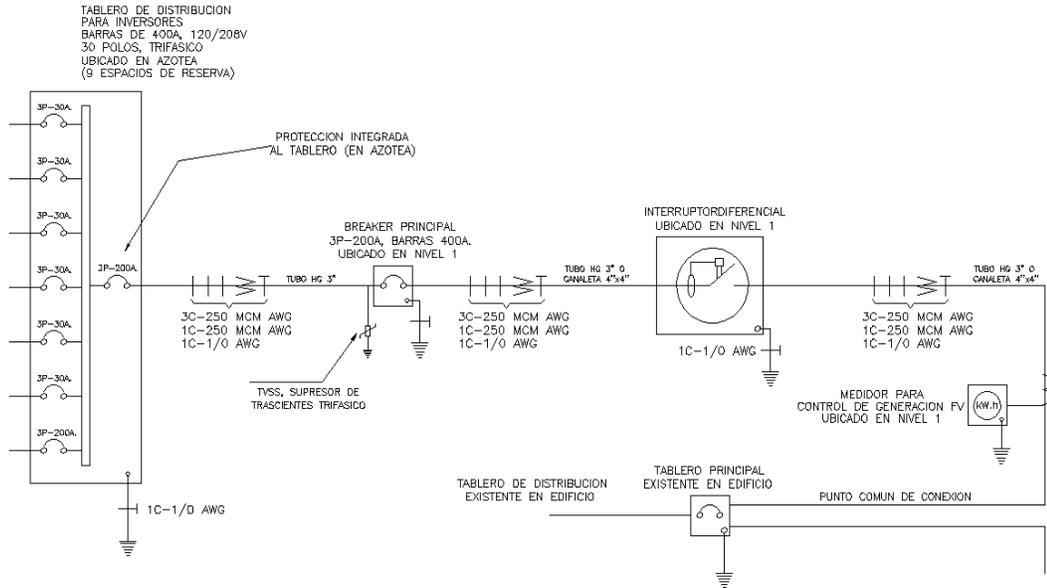
Los valores de protección de este segmento son:

- Se utilizará un interruptor termomagnético principal de 3x200 amperios, para los edificios S3 y S6, para el edificio S8 es de 3x30 amperios, a estos interruptores no se les aplicará un factor del 20 % adicional por factor de seguridad, debido a que los inversores generarán energía eléctrica en su punto de máxima potencia.
- El calibre mínimo del conductor de puesta a tierra para los edificios S3 y S6 de acuerdo a la tabla 250-95 del NEC es calibre # 4 THHN AWG y para el edificio S8 es calibre # 10 THHN AWG. Ahora bien se recomienda sustituir el calibre de los conductores de tierra de los 3 edificios por conductores calibre 1/0 THHN AWG con el fin de prever un crecimiento de carga a corto o mediano plazo, dado que en este diseño se utilizó entre el 50-60 % del área de la azotea.

De acuerdo a normas el color de los conductores en AC se identificará de la siguiente manera:

- Conductores activos color rojo, azul y negro por medio de una cinta de aislar colocada en los extremos del conductor.
- Conductor neutro color blanco o cinta de color blanco.
- Conductor de tierra color verde, verde con amarillo o desnudo para puesta a tierra de los equipos.

Figura 51. **Conexión de conductores, tablero de inversores - red eléctrica**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

En la siguiente tabla se muestran los diferentes conductores y secciones de los tableros de inversores hacia la red eléctrica de cada edificio.

Tabla XXX. **Calibres y secciones en AC tablero de inversores – red eléctrica**

Descripción	L (m)	I (A)	$\gamma_{(30\text{ C})}$ (mm <sup>2</sup> /Ω·m)	$\Delta V_{NPS}$ (V)	Área mínima (mm <sup>2</sup> )	Calibre de conductor THHN AWG
Edificio S3	65	180	54	4,16	89,76	250 MCM
Edificio S6	69	180	54	4,16	95,28	250 MCM
Edificio S8	40	30	54	4,16	9,21	6

Fuente: elaboración propia.

### 2.3.6.5. Selección de ductos interior y exterior

Cálculo de ductos panel - inversor: para dimensionar los ductos se utilizarán los mismos segmentos o tramos utilizados en el cálculo de conductores. Se tomarán los datos del edificio S3, teniendo en cuenta que se utilizará canaleta tipo escalerilla marca cablofil o similar colocada sobre los bloques o zapatas de concreto que además ayudarán a proporcionarle peso y aislamiento contra agua a la estructura.

Para calcular diámetro o tamaño de la canaleta se debe tomar en cuenta las secciones transversales de los conductores incluyendo el aislamiento por medio de la ecuación 37.

De acuerdo a tabla 70-483 del NEC de 1971 y haciendo uso de la columna donde está indicado el conductor XHHW, las dimensiones de los conductores con aislamiento de la fila A, B, C y D del inversor 1 son los siguientes: conductor solar unipolar para polo positivo y negativo # 10 AWG es de 0,0216 pulg<sup>2</sup> y para el conductor solar de tierra física unipolar # 14 AWG es de 0,0131 pulg<sup>2</sup>.

$$\text{Área fila A} = (0,0216 + 0,0216 + 0,0131) \text{ pulgadas}^2$$

$$\text{Area fila B} = (0,0216 + 0,0216 + 0,0131) \text{ pulgadas}^2$$

$$\text{Area fila C} = (0,0216 + 0,0216 + 0,0131) \text{ pulgadas}^2$$

$$\text{Area fila D} = (0,0216 + 0,0216 + 0,0131) \text{ pulgadas}^2$$

$$a = \Sigma \text{Área filar (A + B + C + D)} = 0,2252 \text{ pulgadas}^2$$

De acuerdo a las dimensiones de canaletas disponibles en el mercado el tamaño elegido es de 3 x 2 pulgadas, esta canaleta tipo escalerilla es la que

unirá las filas de paneles con el inversor 1. El área de la canaleta elegida es de 6 pulgadas<sup>2</sup>, pero que al aplicarle un factor de relleno de 40 %, según norma NEC, el área disponible para el ducto será de 2,4 pulgadas<sup>2</sup>, por lo que se utilizará este tamaño de canaleta para que exista ventilación suficiente en los conductores.

Cálculo de ductos inversor - tablero de inversores: el tipo de tubería que se utilizará para unir este segmento será de tipo conduit galvanizado sobrepuesto. Se tomarán los datos del edificio S3, que utilizará conductores de cobre tipo THHN o equivalente donde para calcular el diámetro de la tubería se tomará la sección del conductor más el aislamiento del mismo.

De acuerdo a tabla 70-483 del NEC de 1971 y haciendo uso de la columna donde está indicado el conductor THHN o equivalente las dimensiones de los conductores con aislamiento son: para conductores de fases y neutro # 8 THHN AWG es de 0,0317 pulg<sup>2</sup> y para el conductor de tierra # 10 THHN AWG es de 0,0184 pulg<sup>2</sup>. El diámetro ( $\Phi$ ) de la tubería se obtiene mediante las ecuaciones 37 y 40.

$$\text{Área de fases} = (3 * 0,0317) \text{ pulgadas}^2$$

$$\text{Área de neutro} = (1 * 0,0317) \text{ pulgadas}^2$$

$$\text{Área de tierra} = (1 * 0,0184) \text{ pulgadas}^2$$

$$a = \Sigma \text{ Áreas} = 0,1355 \text{ pulgadas}^2$$

$$\Phi = \sqrt{\frac{4 * 0,1355 \text{ pulgadas}^2}{\pi * 40 \% * 80 \%}} = 0,76 \approx 1 \text{ pulgada}$$

El diámetro de la tubería para el inversor 1, es de 1 pulgada.

En la siguiente tabla se muestran los diámetros de las tuberías para cada inversor de los tres edificios, en base a los conductores calculados anteriormente por medio de la tabla 70-483 del NEC de 1971.

Tabla XXXI. **Diámetro de tubería inversor - tablero de inversores**

Descripción	Área por fase (pulg <sup>2</sup> )	Área por neutro (pulg <sup>2</sup> )	Área por tierra (pulg <sup>2</sup> )	$\Sigma$ ÁREAS (pulg <sup>2</sup> )	$\Phi$ MÍNIMO (pulg)	$\Phi$ RECOMENDADO (pulg)
<b>Edificio S3</b>						
Inversor 1	0,0317	0,0317	0,0184	0,1452	0,76	1
Inversor 2	0,0317	0,0317	0,0184	0,1452	0,76	1
Inversor 3	0,0317	0,0317	0,0184	0,1452	0,76	1
Inversor 4	0,0519	0,0519	0,0184	0,2260	0,95	1
Inversor 5	0,0519	0,0519	0,0184	0,2260	0,95	1
Inversor 6	0,0317	0,0317	0,0184	0,1452	0,76	1
<b>Edificio S6</b>						
Inversor 7	0,0317	0,0317	0,0184	0,1452	0,76	1
Inversor 8	0,0317	0,0317	0,0184	0,1452	0,76	1
Inversor 9	0,0519	0,0519	0,0184	0,2260	0,95	1
Inversor 10	0,0519	0,0519	0,0184	0,2260	0,95	1
Inversor 11	0,0317	0,0317	0,0184	0,1452	0,76	1
Inversor 12	0,0317	0,0317	0,0184	0,1452	0,76	1
<b>Edificio S8</b>						
Inversor 13	0,0317	0,0317	0,0184	0,1452	0,76	1

Fuente: elaboración propia.

Cálculo de conductor tablero de inversores - *breaker* principal: la tubería que se utilizará para este segmento, será tipo conduit galvanizado sobrepuesto en pared y posteriormente sobrepuesto en losa hasta llegar al tablero o *breaker* principal existente en cada edificio, en este caso se tomará el edificio S3.

De acuerdo a tabla 70-483 del NEC y haciendo uso de la columna donde está indicado el conductor THHN o equivalente, las dimensiones de los

conductores con aislamiento son: para conductores de fases y neutro # 250 MCM THHN AWG es de 0,4026 pulg<sup>2</sup> y para el conductor de tierra # 4 THHN AWG es de 0,0845 pulg<sup>2</sup>. El diámetro ( $\Phi$ ) de la tubería se obtiene mediante las ecuaciones 37 y 40.

$$\text{Área de fases} = 3 * 0,4026$$

$$\text{Área de neutro} = 1 * 0,4026$$

$$\text{Área de tierra} = 1 * 0,0845$$

$$a = \Sigma \text{Áreas} = 1,6949 \text{ pulgadas}^2$$

$$\Phi = \sqrt{\frac{4 * 0,16949 \text{ pulgadas}^2}{\pi * 40 \% * 80 \%}} = 2,60 \approx 3 \text{ pulgadas}$$

El diámetro de tubería para el edificio S3 es de 3 pulgadas.

En la siguiente tabla se muestran los diámetros de las tuberías de cada uno de los edificios, con base en los conductores calculados anteriormente por medio de la tabla 70-483 del NEC de 1971.

Tabla XXXII. **Diámetro de tubería tablero de inversores - red eléctrica**

Descripción	Área por fase (pulg <sup>2</sup> )	Área por neutro (pulg <sup>2</sup> )	Área por tierra (pulg <sup>2</sup> )	$\Sigma$ ÁREAS (pulg <sup>2</sup> )	$\Phi$ MÍNIMO (pulg)	$\Phi$ RECOMENDADO (pulg)
Edificio S3	0,4026	0,4026	0,0845	1,6949	2,60	3
Edificio S6	0,4026	0,4026	0,0845	1,6949	2,60	3
Edificio S8	0,0519	0,0519	0,0184	0,2260	0,95	1

Fuente: elaboración propia.

## **2.4. Protección del sistema fotovoltaico**

En la etapa de diseño y cálculo de la instalación fotovoltaica, se obtuvieron los valores de los dispositivos de protección necesarios para proteger al personal y a la propia instalación ante la presencia de sobrecargas y sobrecorrientes internas y externas.

La puesta a tierra, el pararrayos y los supresores protegerán a la instalación de sufrir sobretensiones externas provenientes de la red eléctrica o por descargas electroatmosféricas evitando que se dañen completamente los equipos o la propia instalación.

## **2.5. Sobrecargas electroatmosféricas**

### **2.5.1. Evaluación de riesgo de impacto de rayo y selección de nivel de protección**

El sistema de protección contra rayos debe estar basado en una evaluación de riesgo, para esta evaluación se tomaron en cuentas los siguientes factores de acuerdo a norma NFPA 780: entorno del edificio, tipo de construcción, ocupación de la estructura, contenidos de la estructura, consecuencias del impacto de los rayos.

Para facilitar la evaluación de riesgo de impacto de rayos, se ha hecho uso de la herramienta de cálculo de la Empresa Fervisa de México, que tiene a la disposición una hoja de cálculo en Microsoft Excel<sup>44</sup> (ver apéndice 1 y anexo 9).

---

<sup>44</sup> <http://myslide.es/documents/calculo-de-pararrayo.html>. Consulta: 19 de abril de 2015.

Para decidir si los edificios de este proyecto requieren de la instalación de un sistema de protección contra descargas electroatmosféricas, es importante que se cumplan las condiciones de la frecuencia de impactos directos de rayos ( $N_d$ ) y de la frecuencia aceptable de impactos de rayos ( $N_c$ ), valores que nos indicarán también el nivel de protección requerida.

- $N_d > N_c$  se recomienda instalar sistema de protección
- $N_d \leq N_c$  el sistema de protección puede ser opcional

Los valores ingresados y obtenidos por medio de la hoja de cálculo son los siguientes:

- Densidad de impactos de rayos  $N_g = 69$  impactos/ $\text{km}^2$  año
- Situación relativa de la estructura  $C1 = 0,50$ .
- Superficie de captura para edificio rectangular  $A_e = 12\,767,67$   $\text{m}^2$ .
- Superficie de captura para edificio rectangular con una parte predominante  $A_e = 6\,361,74$   $\text{m}^2$ .
- Frecuencia anual de impactos directos de rayos sobre la estructura  $N_d = 0,48453321$ .
- Frecuencia aceptable de impactos de rayos sobre una estructura  $N_c = 0,00004$ .
- Eficiencia  $E = 1 - (N_c / N_d) = 0,999917446$  nivel de protección 1.

Los resultados obtenidos para la condición  $N_d > N_c$  son:

- $0,48453321 > 0,00004$

El resultado de la condición anterior indica que es necesario instalar un sistema de protección y de acuerdo a la siguiente tabla se necesita un nivel de

protección 1. Este nivel de protección se cambiará a un nivel 2 de protección debido a que los 3 edificios cuentan con una jardinera central que dificultará el área de protección y la instalación del sistema.

Tabla XXXIII. **Nivel de protección contra rayos con base en eficiencia**

<b>Eficiencia</b>	<b>Nivel de protección asociado</b>	<b>Periodo de mantenimiento normal</b>
$E > 0,98$	Nivel I + medidas adicionales	2 años
$0,95 < E \leq 0,98$	Nivel I	2 años
$0,90 < E \leq 0,95$	Nivel II	3 años
$0,80 < E \leq 0,90$	Nivel III	3 años
$0 < E \leq 0,80$	Nivel IV	3 años

Fuente: <http://www.sistemamid.com/preview.php?a=3538>. Consulta: 20 de abril de 2015.

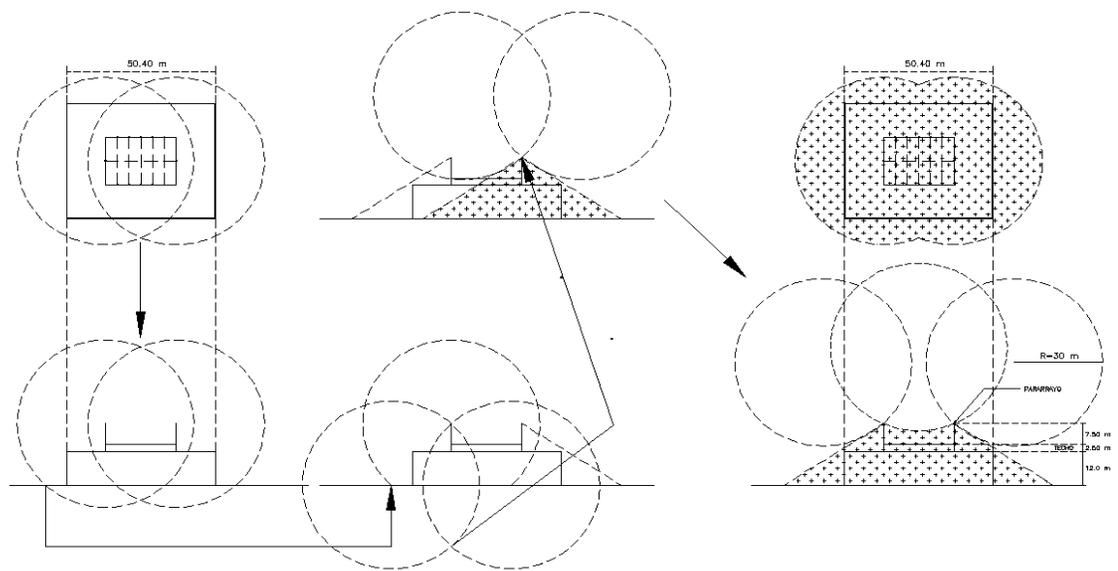
### **2.5.1.1. Método de protección**

El método elegido para este proyecto se basa en la combinación de las normas IEC 62305, NFPA 780 y NF C17-102, el método elegido es el de la esfera rodante, combinado con el método de mallas.

Para proteger los edificios se ha elegido el nivel II de protección de acuerdo a tabla XI de este proyecto. El valor de la corriente mínima de descarga electroatmosférica es de 5 kA, dando como resultado un radio de protección de 30 metros. El tamaño de la esfera y el área de protección se ha realizado por medio del programa de Autocad 2004 que consiste en dibujar varias esferas a partir de una o dos puntas de pararrayos que se encuentran ubicadas sobre una estructura triangular metálica de 6 m de altura, a una distancia de 2,45 m a partir de la orilla de la jardinera central de cada edificio; en la siguiente gráfica

se muestra la secuencia y el número de pararrayos elegidos para cada edificio.<sup>45</sup>

Figura 52. Área de protección de pararrayos

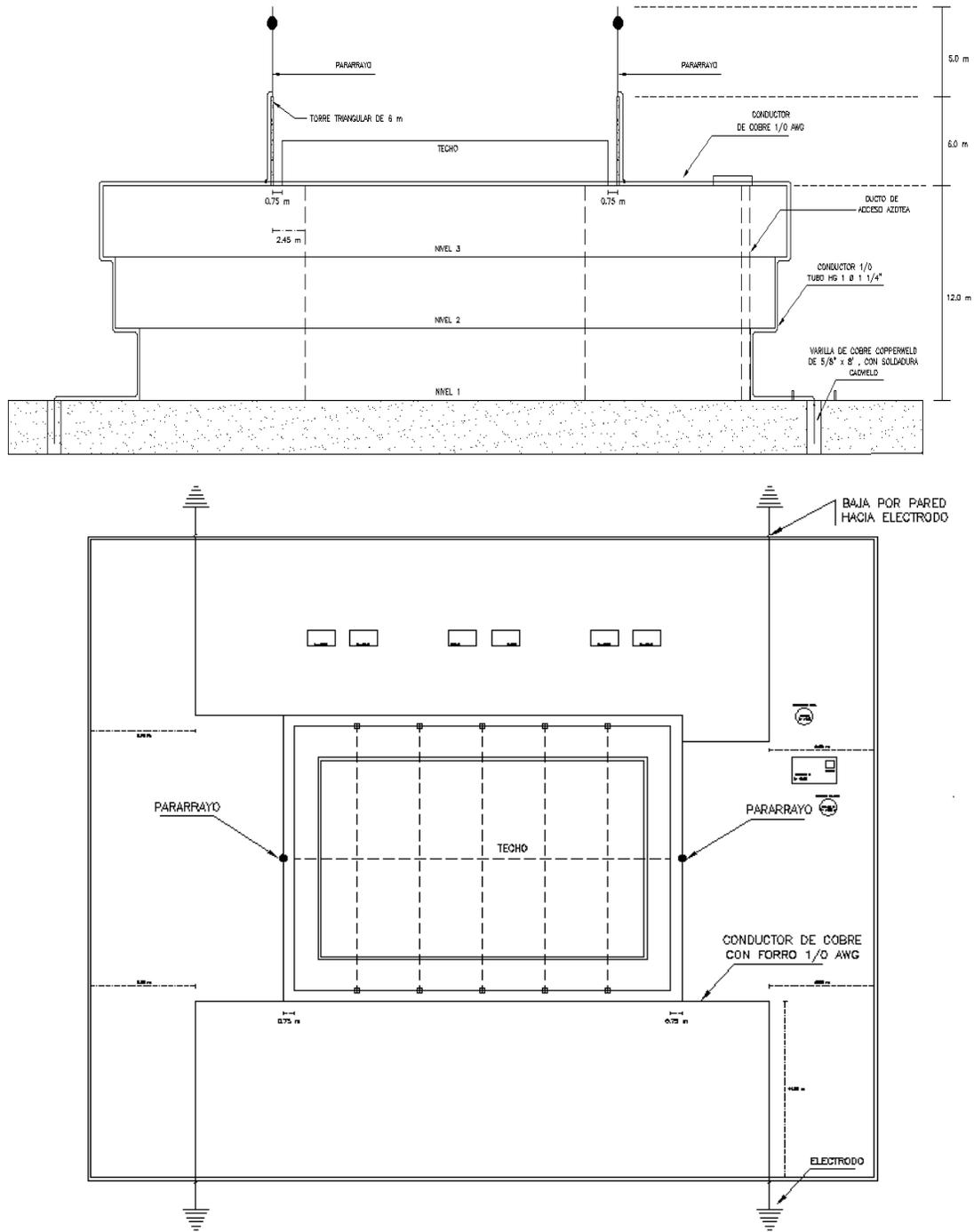


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Ahora bien, los conductores de bajada se unirán a una serie de conductores que forman una malla distribuida de tal forma que no tenga contacto directo con la canalización, estructura, inversores y paneles FV. Los conductores de las bajadas se conectarán a 4 electrodos o varillas ubicadas aproximadamente en cada esquina del edificio.

<sup>45</sup> [http://www.scielo.cl/scielo.php?pid=s0718-07642004000100010&script=sci\\_arttext](http://www.scielo.cl/scielo.php?pid=s0718-07642004000100010&script=sci_arttext). Consulta: 22 abril de 2015.

Figura 53. Pararrayos en azotea



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

### **2.5.1.2. Sistema de puesta a tierra para pararrayos**

Para asegurar la dispersión de la corriente de descarga electroatmosférica en la tierra, es importante la disposición y la dimensión de la puesta a tierra, se recomienda un valor menor o igual a 10 ohms.

El conductor de bajada debe tener una sección mínima de 50 mm<sup>2</sup> que equivale a un conductor # 1/0 AWG (53,48 mm<sup>2</sup>). Además, los tipos de conductores que suelen utilizarse son: conductores planos o pletinas y conductores redondos diseñados para descargas electroatmosféricas, fabricados de cobre estañado debido a sus propiedades de resistir a la corrosión, conductividad y maleabilidad.

## **2.6. Conexión a red**

La conexión a la red eléctrica esta sujeta a la potencia que se desea inyectar a la red. Potencia que se genera a partir de la corriente y voltaje DC de los paneles, que posteriormente se convierten en corriente y voltaje alterno por medio de un inversor DC/AC que es compatible con el voltaje de la red eléctrica. Para que la instalación FV sea técnicamente confiable y aceptada en funcionamiento y conexión debe cumplir con lo siguiente.

- La instalación FV debe estar cerca de una línea de distribución de energía eléctrica.
- Debe tener definido el punto de acoplamiento común a la red eléctrica.
- La instalación se realizará con equipos de generación y distribución de primera calidad, con las debidas protecciones recomendadas por el fabricante de los equipos y por parte de la empresa distribuidora de energía eléctrica.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos del generador fotovoltaico tales como: paneles, inversores, contadores, protecciones etc. debe haber superado las pruebas de funcionamiento.

Las pruebas mínimas que debe cumplir son las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los elementos
- Pruebas de arranque y paradas en distintos instantes de funcionamiento
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarmas
- Determinación de la potencia FV instalada, generada y consumida

## **2.7. Puesta a tierra del sistema FV**

Todos los componentes que conforman el sistema fotovoltaico deben ser aterrizados correctamente para poseer un voltaje estable que ayude a los dispositivos de protección a detectar y eliminar corrientes de falla, voltajes inducidos, interferencia electromagnética, etc., siendo ellos los paneles FV, cajas combinadoras o de conexiones, inversores, estructuras metálicas, gabinetes, etc., para formar una malla equipotencial tanto en DC como en AC.

### **2.7.1. Medición del área**

El objetivo de medir los valores de resistencia del terreno o tierra es para hallar puntos apropiados para la realización de la red de tierras, el valor de la resistencia se obtiene realizando varios perfiles o grupos de medición en diferentes direcciones, para obtener valores diferentes de resistividad a profundidades diferentes y así obtener el comportamiento o tipo de suelo donde se realizan las mediciones.

Las mediciones se realizaron en las afueras de los edificios específicamente en las áreas destinadas para jardineras, donde se realizaron 3 perfiles de mediciones: el primero se realizó a 1 metro de distancia entre electrodos, luego a 2 metros y finalmente a 3 metros, a una profundidad casi nula en comparación a la distancia entre electrodos. Las mediciones se realizaron por medio de un telurómetro marca AEMC Modelo 4610. Los valores de placa del dispositivo fueron de 10 mA de corriente con una frecuencia de 128 Hz y un voltaje a circuito abierto de 42 V.

Figura 54. **Medición de resistencia del suelo**



Fuente: elaboración propia.

Los valores de resistencia obtenidos a través del telurómetro y de las distancias de separación de 1, 2 y 3 metros para el edificio S3 fueron de 2,71, 2,13 y 1,98  $\Omega$ , respectivamente; con estos valores de resistencia se obtienen ahora los valores de resistividad ( $\rho$ ) del terreno por medio de la ecuación 46.

### Edificio S3

$$\rho(1m) = 2 * \pi * 1 m * 2,71 \Omega = 17,03 \Omega.m$$

$$\rho(2m) = 2 * \pi * 2 m * 2,13 \Omega = 26,77 \Omega.m$$

$$\rho(3m) = 2 * \pi * 3 m * 1,98 \Omega = 37,32 \Omega.m$$

El valor promedio de la resistividad para el edificio S3 es 27,04  $\Omega.m$ .

Los valores de resistencia obtenidos para el edificio S6 son: 5,26, 3,00 y 1,29  $\Omega$ , respectivamente; los valores de resistividad por medio de la ecuación 46 son los siguientes:

$$\rho(1m) = 2 * \pi * 1 m * 5,26 \Omega = 33,05 \Omega.m$$

$$\rho(2m) = 2 * \pi * 2 m * 3,00 \Omega = 37,70 \Omega.m$$

$$\rho(3m) = 2 * \pi * 3 m * 1,29 \Omega = 24,32 \Omega.m$$

El valor promedio de la resistividad para el edificio S6 es 31,69  $\Omega.m$ .

Los valores de resistencia obtenidos para el edificio S8 son: 4,79, 3,60 y 3,15  $\Omega$ , respectivamente; los valores de resistividad por medio de la ecuación 46 son los siguientes:

$$\rho(1m) = 2 * \pi * 1 m * 4,79 \Omega = 30,10 \Omega.m$$

$$\rho(2m) = 2 * \pi * 2 m * 3,60 \Omega = 45,24 \Omega.m$$

$$\rho(3m) = 2 * \pi * 3 m * 3,15 \Omega = 59,38 \Omega.m$$

El valor promedio de la resistividad para el edificio S8 es 44,91  $\Omega.m$ .

Los valores de resistencia medidos por medio del telurómetro son avalados por el Centro de Investigaciones de Ingeniería de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala: informe de puesta a tierra No. ME-2S-017-2014 (ver anexo 10).

### 2.7.2. Memoria de cálculo

De acuerdo a norma NEC 250-52 se recomienda utilizar varillas de tierra con una longitud de 2,44 m (8 pies) y un diámetro de 13 mm (1/2 pulgada) como medidas mínimas para generar un área de 312 cm<sup>2</sup> de contacto directo con la tierra. Se ha probado que un incremento en la longitud de la varilla tiene un impacto más favorable en la resistencia de la tierra que un aumento de su diámetro, entre más larga sea la varilla menor será la resistencia a tierra.

La varilla a utilizar en los edificios es *Copperweld* de 5/8" x 8' de longitud, los valores promedio de resistividad obtenidos de los edificios S3, S6 y S8 son 27,04, 31,69 y 44,91  $\Omega.m$  respectivamente. El valor de resistencia de contacto de una varilla de cobre se obtiene por medio de la ecuación 47.

$$R (1 \text{ varilla edificio S3}) = \frac{27,04 \Omega.m}{2 * \pi * 2,44 m} * \left[ \ln \left( \frac{4 * 2,44 m}{0,0079375 m} \right) - 1 \right] = 10,8 \Omega$$

$$R (1 \text{ varilla Edificio S6}) = \frac{31,69 \Omega.m}{2 * \pi * 2,44 m} * \left[ \ln \left( \frac{4 * 2,44 m}{0,0079375 m} \right) - 1 \right] = 12,6 \Omega$$

$$R(1 \text{ varilla Edificio S8}) = \frac{44,91 \Omega \cdot m}{2 * \pi * 2,44 m} * \left[ \ln \left( \frac{4 * 2,44 m}{0,0079375 m} \right) - 1 \right] = 17,9 \Omega$$

De acuerdo a la norma NEC se requiere un valor de resistencia menor o igual a 5  $\Omega$ . Un método sencillo para rebajar los valores de resistencia de contacto de las varillas es colocando más varillas de cobre en el terreno. Ahora bien, debido a la falta de espacio en las jardineras exteriores cada uno de los edificios se ha elegido colocar 3 varillas adicionales hincadas en paralelo y conectadas en línea recta con una separación mínima de 5 metros entre cada una. El nuevo valor de resistencia se obtiene de la siguiente manera.

$$R(\# \text{ varillas}) = \frac{R(1 \text{ varilla})}{\text{Número varillas}}$$

$$R(\# \text{ varillas edificio S3}) = \frac{10,8 \Omega}{3} = 3,6 \Omega$$

$$R(\# \text{ varillas edificio S6}) = \frac{12,6 \Omega}{3} = 4,2 \Omega$$

$$R(\# \text{ varillas edificio S8}) = \frac{17,9 \Omega}{3} = 6,0 \Omega$$

Los nuevos valores de resistencia de contacto de las varillas de acuerdo a norma NEC están bastante cercanos a los requeridos. Ahora bien las varillas estarán conectadas por medio de un conductor calibre # 1/0 AWG que se instalará a una profundidad de 0,50 m. El conductor tiene una sección transversal de 53,48 mm<sup>2</sup>, un radio de 0,004125 m de acuerdo a la tabla VIII de diámetros de conductores AWG, una longitud de contacto de 10 m para los edificios S3 y S6 y 15 m para el edificio S8. El valor de resistencia de contacto del cable para cada edificio se obtiene por medio de la ecuación 48.

$$R(\text{cable edificio S3}) = \frac{27,04}{2 * \pi * 10} * \left[ \ln\left(\frac{2 * 10}{0,004125}\right) + \ln\left(\frac{10}{0,50}\right) - 2 \right] = 4,10 \Omega$$

$$R(\text{cable edificio S6}) = \frac{31,69}{2 * \pi * 10} * \left[ \ln\left(\frac{2 * 10}{0,004125}\right) + \ln\left(\frac{10}{0,50}\right) - 2 \right] = 4,80 \Omega$$

$$R(\text{cable edificio S8}) = \frac{44,91}{2 * \pi * 15} * \left[ \ln\left(\frac{2 * 15}{0,004125}\right) + \ln\left(\frac{15}{0,50}\right) - 2 \right] = 4,90 \Omega$$

Con los valores encontrados de resistencia de contacto de varilla y cable, se puede calcular la resistencia final del sistema de puesta a tierra, por medio de la ecuación 49.

$$R(\text{sistema S3}) = \frac{3,60 \Omega * 4,10 \Omega}{3,60 \Omega + 4,10 \Omega} = 1,91 \Omega$$

$$R(\text{sistema S6}) = \frac{4,20 \Omega * 4,80 \Omega}{4,20 \Omega + 4,80 \Omega} = 2,24 \Omega$$

$$R(\text{sistema S8}) = \frac{6,0 \Omega * 4,90 \Omega}{6,0 \Omega + 4,91 \Omega} = 2,69 \Omega$$

De acuerdo a la norma NEC, los valores finales de resistencia obtenidos del sistema de puesta tierra para cada uno de los 3 edificios, están dentro de la norma que es menor o igual a 5  $\Omega$ .

### **2.7.3. Conductor de puesta a tierra**

El conductor de puesta a tierra se encargará de conducir las corrientes de falla o de descarga atmosférica hacia la tierra, con el fin de proteger a las personas, equipos eléctricos y la propia instalación. El conductor se dimensionó de tal forma que soporte las corrientes mencionadas anteriormente; además, el recorrido de este conductor debe ser el más corto y se recomienda que sea desnudo.

Los empalmes y uniones se realizarán por medio de accesorios apropiados para tener una permanente unión; además, para las conexiones de equipos o estructuras se deberán hacer por medio de derivaciones para no interrumpir la continuidad del conductor.

El calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de los 3 edificios se obtuvieron en el apartado de dimensionamiento de cables y de acuerdo a la tabla 250-95 del NEC el calibre del conductor es # 4 AWG de cobre desnudo, pero se recomienda sustituirlo a calibre 1/0 AWG de cobre desnudo para futuras ampliaciones del sistema FV debido a que el área que se utilizó en este proyecto fue entre 50 % y 60 % lo que significa que aun puede llegar a crecer un 40 % adicional.

El conductor de puesta a tierra se encargará de interconectar las varillas enterradas y posteriormente hacia una barra principal de tierra instalada en la pared en el nivel 1 de cada edificio con accesorios y terminales de compresión adecuadas y finalmente se conectará a una segunda barra instalada en la azotea de cada edificio que se encargará de distribuir las líneas a cada equipo.

Figura 55. Barra principal de conexión a tierra

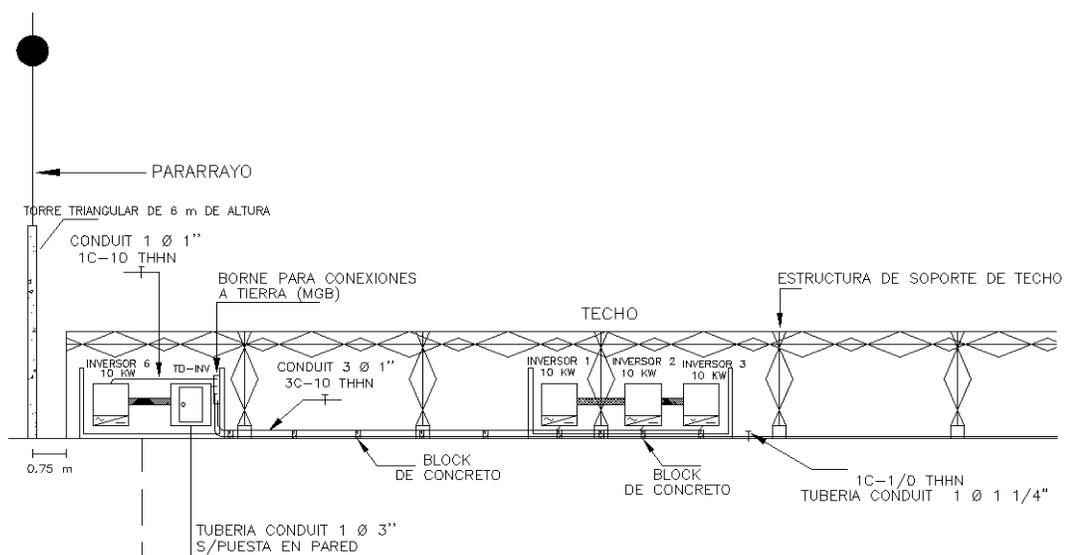


Fuente: <http://www.ryohnosuke.com/foros/index.php?threads/11451/page-6>. Consulta: 2 de mayo de 2015.

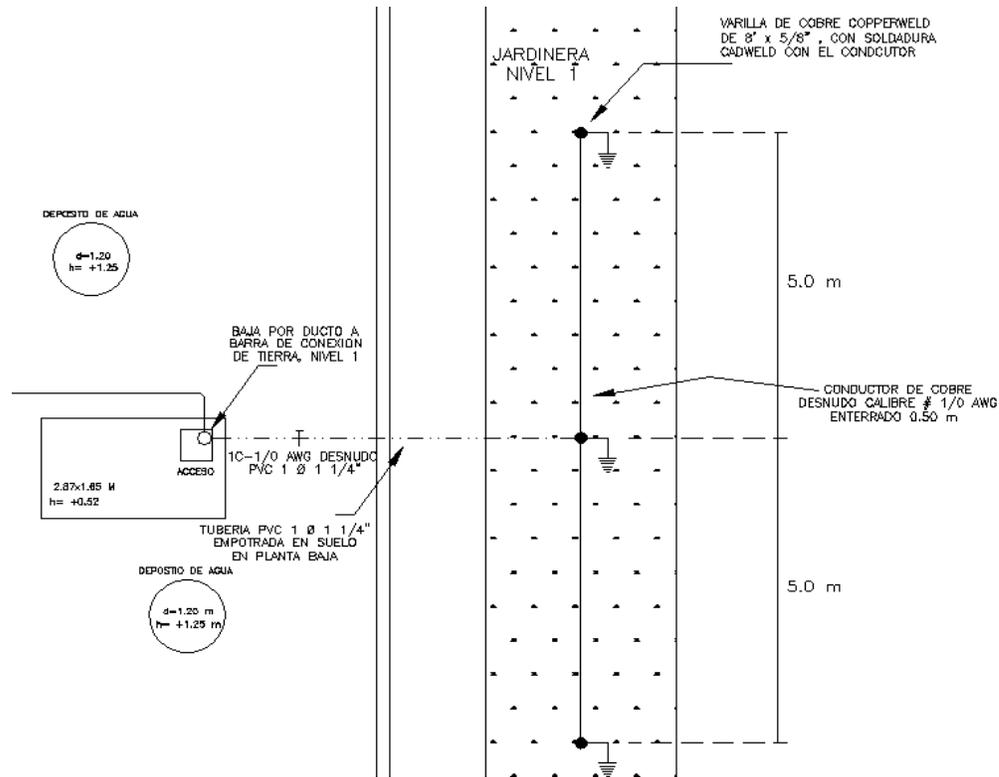
#### 2.7.4. Plano del sistema de puesta a tierra

Los detalles de conexión en azotea y planta baja para los 3 edificios son similares y se muestran en la siguiente gráfica.

Figura 56. Sistema de puesta a tierra



Continuación de la figura 56.



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

### 2.7.5. Costo y listado de materiales de puesta a tierra

En la siguiente tabla se muestran los materiales necesarios para la construcción, instalación y costo del sistema de puesta a tierra.

Tabla XXXIV. **Costo y lista de materiales de puesta a tierra**

<b>Descripción</b>	<b>Edificio S3</b>	<b>Edificio S6</b>	<b>Edificio S8</b>
Cable # 1/0 AWG de cobre con forro (m)	55	55	55
Cable # 1/0 AWG de cobre desnudo (m)	23	23	23
Empalmes <i>Cadweld</i> para varilla y conductor calibre 1/0 AWG	5	5	5
Soldadura <i>Cadweld</i>	5	5	5
Terminales de compresión para cable calibre # 1/0 AWG	4	4	4
Varillas de cobre <i>Copperweld</i> 5/8" x 8'	3	3	3
Tierra de cultivo tamizada y mezcla con sal y bentonita	3	3	3
Caja de registro de concreto tipo contador de agua	3	3	3
Tapadera para caja de registro de concreto de 0,30 m x0,30 m	3	3	3
Barra o borne para tierra (MGB)	2	2	2
Intensificador de tierras GEM	3	3	3
<b>Costo de materiales de sistema de puesta a tierra</b>	<b>Edificio S3</b>	<b>Edificio S6</b>	<b>Edificio S8</b>
Materiales para puesta a tierra	Q 7 050,94	Q 7 050,94	Q 7 050,94
Imprevistos de puesta a tierra	Q 1 353,00	Q 1 353,00	Q 1 353,00
Mano de obra supervisión gastos administrativos de puesta a tierra	Q 7 312,95	Q 7 312,95	Q 7 312,95
<b>Total de puesta a tierra</b>	<b>Q 15 716,89</b>	<b>Q 15 716,89</b>	<b>Q 15 716,89</b>

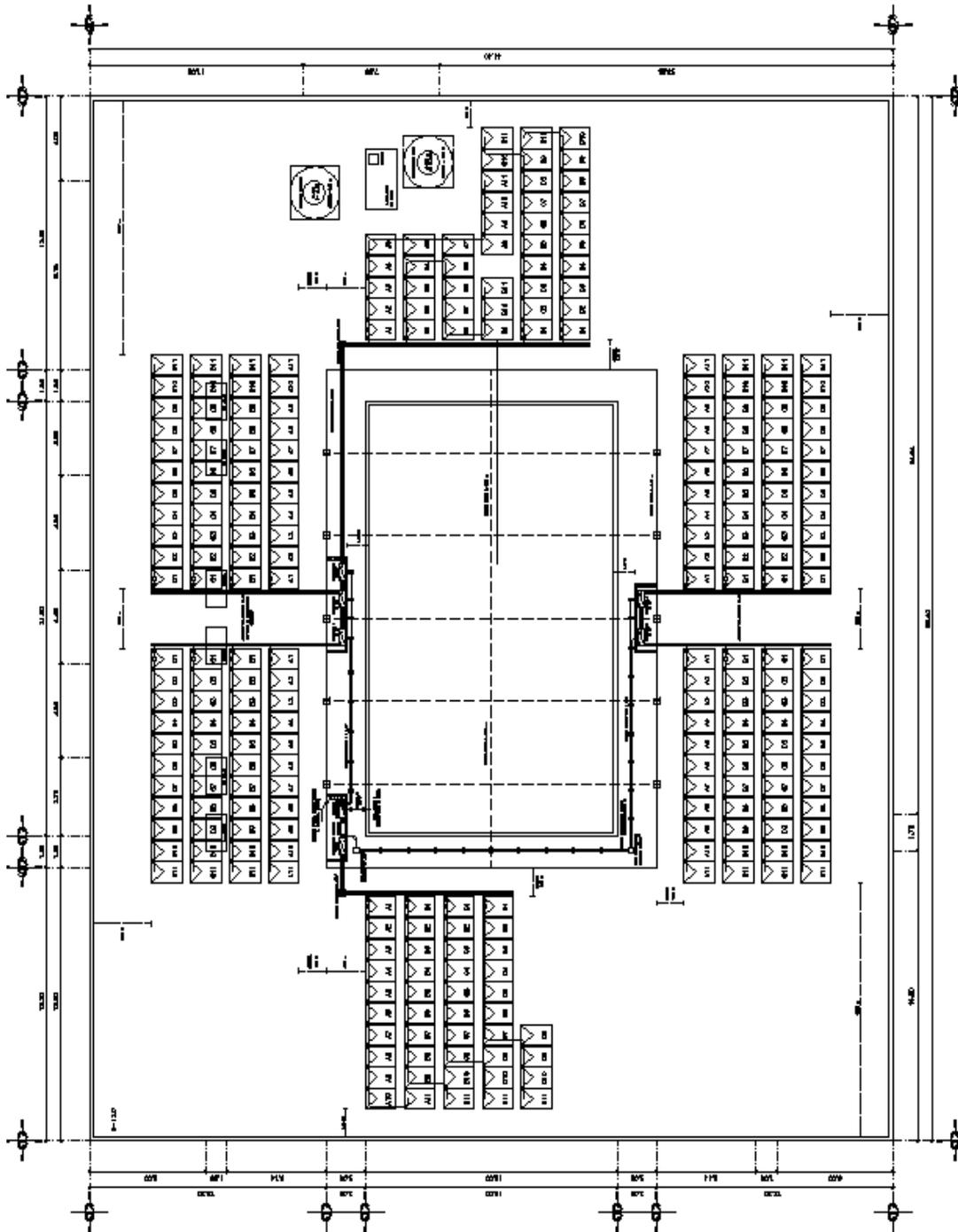
Fuente: elaboración propia.

## **2.8. Planos del sistema fotovoltaico**

El diseño y la elaboración de los planos deben realizarse de acuerdo a normativos de EEGSA y de la CNEE, la información que deben contener los planos son: cajetín de datos, dirección del proyecto, escala, nombres de quien diseñó y dibujó, unifilar, simbología, etc.

Los planos que se muestran a continuación son similares para los 3 edificios siendo los siguientes: plano de distribución de paneles FV, diagrama unifilar y sistema de tierra física. Los planos del sistema de pararrayos están indicados en el apartado anterior. Para mayor información relacionado a los planos eléctricos consultar en sección de apéndice. [\(ver apéndices 2-5\)](#).

Figura 57. Distribución de paneles FV edificio S3



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.





## **2.9. Lista de materiales y equipos del sistema fotovoltaico**

El generador solar fotovoltaico cuenta con una variedad de equipos y accesorios para su correcto funcionamiento a lo largo de su vida útil que oscila entre 25 y 30 años, motivo por el cual la calidad y el plan de mantenimiento deben ser de primera. El listado de materiales y su precio fueron cotizados por medio de empresas reconocidas que venden y distribuyen los equipos y accesorios necesarios para la construcción e implementación del generador solar FV; ahora bien los precios de las cotizaciones no permanecen vigentes o constantes durante muchas semanas, por tal motivo en este diseño se consideró un aumento del 1 % adicional a los precios cotizados para prever futuros aumentos de la mayoría de equipos y accesorios (ver apéndices 6 y 7).

## **2.10. Análisis económico**

### **2.10.1. Costo de la energía consumida anual**

La Universidad de San Carlos de Guatemala está clasificada como gran usuario en la Empresa Eléctrica de Guatemala; la tarifa que se le aplica principalmente a los edificios de la Facultad de Ciencias Económicas S3, S6 y S8 es tarifa en baja tensión con demanda fuera de punta BTDfp. En las siguientes 3 tablas se muestran los consumos promedio por servicio eléctrico y costo de la energía durante el año 2014.

Tabla XXXV. Costo de energía eléctrica consumida anual, edificio S3

Año 2014	Energía consumida (kWh/mes)	Cargos por cliente + potencia máxima y contratada	Costo unitario energía 2014 (Q/kWh)	Costo por energía (sin IVA) (Q/kWh)	Impuesto al valor agregado IVA	Total factura año 2014
Enero	2 220,0	Q 3 630,71	1,384101	Q 3 072,70	Q 804,41	Q 7 507,83
Febrero	5 040,0	Q 3 643,83	1,382557	Q 6 968,09	Q 1 273,43	Q 11 885,35
Marzo	9 040,0	Q 3 643,83	1,382557	Q 12 498,32	Q 1 937,06	Q 18 079,21
Abril	7 120,0	Q 3 643,83	1,382557	Q 9 843,81	Q 1 618,52	Q 15 106,16
Mayo	5 920,0	Q 3 641,61	1,295963	Q 7 672,10	Q 1 357,64	Q 12 671,35
Junio	7 340,0	Q 3 641,61	1,295963	Q 9 512,37	Q 1 578,48	Q 14 732,45
Julio	7 340,0	Q 3 641,61	1,295963	Q 9 512,37	Q 1 578,48	Q 14 732,45
Agosto	7 340,0	Q 3 647,38	1,295131	Q 9 506,26	Q 1 578,44	Q 14 732,08
Septiembre	9 280,0	Q 3 647,38	1,295131	Q 12 018,82	Q 1 879,94	Q 17 546,14
Octubre	9 520,0	Q 3 647,38	1,295131	Q 12 329,65	Q 1 917,24	Q 17 894,27
Noviembre	9 120,0	Q 3 647,38	1,192775	Q 10 878,11	Q 1 743,06	Q 16 268,55
Diciembre	8 800,0	Q 3 647,38	1,192775	Q 10 496,42	Q 1 697,26	Q 15 841,06
<b>Total anual</b>	<b>88 080,0</b>			<b>Q114 309,00</b>		<b>Q176 996,89</b>

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVI. Costo de energía eléctrica consumida anual, edificio S6

Año 2014	Energía consumida (kWh/mes)	Cargos por cliente + potencia máxima y contratada	Costo unitario energía 2014 (Q/kWh)	Costo por energía (sin IVA) (Q/kWh)	Impuesto al valor agregado IVA	Total factura año 2014
Enero	2 220,0	Q 3 630,71	1,384101	Q 3 072,70	Q 804,41	Q 7 507,83
Febrero	9 480,0	Q 3 643,83	1,382557	Q 13 106,64	Q 2 010,06	Q 18 760,53
Marzo	10 120,0	Q 3 643,83	1,382557	Q 13 991,48	Q 2 116,24	Q 19 751,55
Abril	8 800,0	Q 3 643,83	1,382557	Q 12 166,50	Q 1 897,24	Q 17 707,57
Mayo	7 600,0	Q 3 641,61	1,295963	Q 9 849,32	Q 1 618,91	Q 15 109,84
Junio	8 336,0	Q 3 641,61	1,295963	Q 10 803,15	Q 1 733,37	Q 16 178,12
Julio	8 336,0	Q 3 641,61	1,295963	Q 10 803,15	Q 1 733,37	Q 16 178,12
Agosto	8 336,0	Q 3 647,38	1,295131	Q 10 796,21	Q 1 733,23	Q 16 176,82
Septiembre	9 680,0	Q 3 647,38	1,295131	Q 12 536,87	Q 1 942,11	Q 18 126,36
Octubre	9 560,0	Q 3 647,38	1,295131	Q 12 381,45	Q 1 923,46	Q 17 952,29
Noviembre	8 920,0	Q 3 647,38	1,192775	Q 10 639,55	Q 1 714,43	Q 16 001,37
Diciembre	8 640,0	Q 3 647,38	1,192775	Q 10 305,58	Q 1 674,35	Q 15 627,31
<b>Total anual</b>	<b>100 028,0</b>			<b>Q130 452,60</b>		<b>Q195 077,71</b>

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVII. Costo de energía eléctrica consumida anual, edificio S8

Año 2014	Energía consumida (kWh/mes)	Cargos por cliente + potencia máxima y contratada	Costo unitario energía 2014 (Q/kWh)	Costo por energía (sin IVA) (Q/kWh)	Impuesto al valor agregado IVA	Total factura año 2014
Enero	1 220,0	Q 3 630,71	1,384101	Q 1 688,60	Q 638,32	Q 5 957,63
Febrero	1 259,0	Q 3 643,83	1,382557	Q 1 740,64	Q 646,14	Q 6 030,61
Marzo	1 545,0	Q 3 643,83	1,382557	Q 2 136,05	Q 693,59	Q 6 473,47
Abril	1 418,0	Q 3 643,83	1,382557	Q 1 960,47	Q 672,52	Q 6 276,81
Mayo	1 240,0	Q 3 641,61	1,295963	Q 1 606,99	Q 629,83	Q 5 878,43
Junio	1 352,0	Q 3 641,61	1,295963	Q 1 752,14	Q 647,25	Q 6 041,00
Julio	1 352,0	Q 3 641,61	1,295963	Q 1 752,14	Q 647,25	Q 6 041,00
Agosto	1 352,0	Q 3 647,38	1,295131	Q 1 751,02	Q 647,81	Q 6 046,21
Septiembre	1 461,0	Q 3 647,38	1,295131	Q 1 892,19	Q 664,75	Q 6 204,31
Octubre	1 440,0	Q 3 647,38	1,295131	Q 1 864,99	Q 661,48	Q 6 173,85
Noviembre	1 312,0	Q 3 647,38	1,192775	Q 1 564,92	Q 625,48	Q 5 837,78
Diciembre	1 270,0	Q 3 647,38	1,192775	Q 1 514,82	Q 619,46	Q 5 781,67
<b>Total anual</b>	<b>16 221,0</b>			<b>Q 21 224,97</b>		<b>Q 72 742,77</b>

Fuente: elaboración propia.

### 2.10.2. Estimación de la producción mensual y anual

La estimación de la energía eléctrica generada depende de 3 factores principales: la irradiancia solar recibida, la potencia pico y el rendimiento de la instalación fotovoltaica; sin olvidar que el tipo de estructura y paneles es para un sistema fijo; además se ha utilizado un valor de rendimiento constante de 75,4% durante los 25 años de vida útil del sistema, esto significa que las pérdidas asociadas al rendimiento (*performance ratio*) son las siguientes:

- Pérdidas por incremento de temperatura de la celda o panel.
- Pérdidas por radiación solar provocadas por sombras, orientación y ángulo de inclinación.
- Pérdidas por degradación del panel, caídas de tensión, suciedad, etc.

El cálculo de la estimación se realizó por medio de un método que conjuga sencillez con precisión; para obtener el valor de la energía eléctrica generada esperada de los paneles FV mensual para el edificio S3 y para el mes de enero del año 2014, se obtiene por medio de la ecuación 9.

$$Eg \text{ enero} = (264 \text{ paneles} * 0,255 \text{ kWp}) * 6,026 * 0,754 * 31 \text{ días} = 9\,482,1 \left( \frac{kWh}{\text{mes}} \right)$$

Los valores de la potencia fotovoltaica a instalar en los edificios S3 y S6 es de 67,32 kWp y para el edificio S8 es de 11,22 kWp; en las siguientes 3 tablas se muestra la energía eléctrica consumida y generada estimada mensual durante un año.

Tabla XXXVIII. **Energía consumida y generada del edificio S3**

<b>Año 2014</b>	<b>Energía consumida kWh/mes</b>	<b>Potencia generador kWp</b>	<b>HSP 2014</b>	<b>Factor PR</b>	<b>Días por mes</b>	<b>Energía generada kWh/mes</b>
Enero	2 220	67,32	6,026	0,754	31	9 482,1
Febrero	5 040	67,32	6,517	0,754	28	9 262,4
Marzo	9 040	67,32	6,823	0,754	31	10 736,2
Abril	7 120	67,32	6,419	0,754	30	9 774,7
Mayo	5 920	67,32	5,504	0,754	31	8 660,8
Junio	7 340	67,32	4,919	0,754	30	7 490,5
Julio	7 340	67,32	4,999	0,754	31	7 866,1
Agosto	7 340	67,32	5,198	0,754	31	8 179,2
Septiembre	9 280	67,32	5,058	0,754	30	7 702,2
Octubre	9 520	67,32	5,295	0,754	31	8 331,9
Noviembre	9 120	67,32	5,565	0,754	30	8 474,3
Diciembre	8 800	67,32	5,665	0,754	31	8 914,1
<b>Total anual</b>	<b>88 080</b>		<b>5,666</b>	<b>0,754</b>	<b>365</b>	<b>104 874,5</b>

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIX. **Energía consumida y generada del edificio S6**

<b>Año 2014</b>	<b>Energía consumida kWh/mes</b>	<b>Potencia generador kWp</b>	<b>HSP 2014</b>	<b>Factor PR</b>	<b>Días por mes</b>	<b>Energía generada kWh/mes</b>
Enero	2 220	67,32	6,026	0,754	31	9 482,1
Febrero	9 480	67,32	6,517	0,754	28	9 262,4
Marzo	10 120	67,32	6,823	0,754	31	10 736,2
Abril	8 800	67,32	6,419	0,754	30	9 774,7
Mayo	7 600	67,32	5,504	0,754	31	8 660,8
Junio	8336	67,32	4,919	0,754	30	7 490,5
Julio	8336	67,32	4,999	0,754	31	7 866,1
Agosto	8336	67,32	5,198	0,754	31	8 179,2
Septiembre	9 680	67,32	5,058	0,754	30	7 702,2
Octubre	9 560	67,32	5,295	0,754	31	8 331,9
Noviembre	8 920	67,32	5,565	0,754	30	8 474,3
Diciembre	8 640	67,32	5,665	0,754	31	8 914,1
<b>Total anual</b>	<b>100 028,0</b>		<b>5,666</b>	<b>0,754</b>	<b>365</b>	<b>104 874,5</b>

Fuente: elaboración propia.

Tabla XL. **Energía consumida y generada del edificio S8**

<b>Año 2014</b>	<b>Energía consumida kWh/mes</b>	<b>Potencia generador kWp</b>	<b>HSP 2014</b>	<b>Factor PR</b>	<b>Días por mes</b>	<b>Energía generada kWh/mes</b>
Enero	1 220	11,22	6,026	0,754	31	1 580,4
Febrero	1 259	11,22	6,517	0,754	28	1 543,7
Marzo	1 545	11,22	6,823	0,754	31	1 789,4
Abril	1 418	11,22	6,419	0,754	30	1 629,1
Mayo	1 240	11,22	5,504	0,754	31	1 443,5
Junio	1 352	11,22	4,919	0,754	30	1 248,4
Julio	1 352	11,22	4,999	0,754	31	1 311,0
Agosto	1 352	11,22	5,198	0,754	31	1 363,2
Septiembre	1 461	11,22	5,058	0,754	30	1 283,7
Octubre	1 440	11,22	5,295	0,754	31	1 388,6
Noviembre	1 312	11,22	5,565	0,754	30	1 412,4
Diciembre	1 270	11,22	5,665	0,754	31	1 485,7
<b>Total anual</b>	<b>16 221</b>		<b>5,666</b>	<b>0,754</b>	<b>365</b>	<b>17 479,1</b>

Fuente: elaboración propia

Como se puede observar en las 3 tablas anteriores al comparar la energía consumida contra la energía generada se observa que el campo solar fotovoltaico es capaz de cubrir las necesidades de consumo de energía eléctrica para los edificios S3, S6 y S8, utilizando un factor de pérdidas de 24,6 %.

El porcentaje adicional de generación contra lo consumido para el edificio S3 es de 119,1 %, para el edificio S6 es de 104,8 % y para el edificio S8 es de 107,8 %. Esto significa que el ahorro por pago anual por factura eléctrica llega a cubrirse en su totalidad para los 3 edificios, por medio del uso del 50 % al 60% del área total de las azoteas (ver apéndice 8).

Estimación de la producción por sistema móvil: los valores obtenidos anteriormente son para un sistema de estructura fija, ahora bien si el sistema se cambiara a un sistema móvil, a un eje, el rendimiento aumentaría en un 25 %, esto significa que no es necesario utilizar 6 inversores en los edificios S3 y S6, sino que únicamente 5 inversores, llegando a generarse una potencia de 109 244,3 kWh/año comparado con los 104 874,5 kWh/año del sistema fijo con 6 inversores; mientras que en el edificio S8 se mantendría el único inversor calculado, con la diferencia que ahora se estaría generando un valor de 28 648,6 kWh/año comparado con los 17 479,1 kWh/año del sistema fijo; los valores obtenidos para el sistema fijo y móvil es a partir de una eficiencia o rendimiento del 75,4 %.

### **2.10.3. Cálculo de la energía inyectada a la red**

La resolución CNEE 227-2014, capítulo IV, artículo 36 indica que en caso de usuarios autoprodutores que cuenten dentro de sus instalaciones de consumo con excedentes de energía renovable para inyectarla al sistema de

distribución, pero que manifiesten expresamente que no desean participar como vendedores de energía eléctrica deberán informar al distribuidor involucrado de tal situación por medio de un formulario correspondiente para poder operar en esta modalidad; esto significa que la energía que se acumule por exceso de producción y por ende sea inyectada a la red, podrá ser utilizada como crédito para el siguiente mes por tiempo indefinido o hasta que el crédito sea requerido por baja generación FV, lo que conlleva a que el sistema no debe ser sobredimensionado para no estar inyectando energía eléctrica sin obtener beneficio alguno.

En las siguientes 3 tablas se muestran los costos por energía generada y consumida, estos costos no incluyen impuestos o cargos por energía consumida, de igual forma no se incluye ningún cargo por inyectar y hacer uso de la red de distribución de electricidad como es el valor agregado de distribución<sup>46</sup> (VAD); actualmente el promedio de este valor es de 14,5 % de la tarifa final, siendo un cargo importante en el costo de generación eléctrica. Ahora bien no se han incluido en el costo de energía generada porque a la vez también se debería incluir los cargos o impuestos por consumo para crear un balance más preciso, pero que al mostrar estos costos en forma simple y sencilla se pueda apreciar los ingresos y egresos del sistema fotovoltaico. El valor de costo unitario (Q/kWh) de la energía eléctrica para los cálculos respectivos se realizó por medio de un promedio de la tarifa establecida durante los trimestres del año 2014.

---

<sup>46</sup> Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. *Boletín de prensa valor agregado de distribución (VAD) periodo 2013-2018*. p. 1.

Tabla XLI. Costo de la energía generada y consumida, edificio S3

Año 2014	Energía generada (kWh/mes)	Energía consumida (kWh/mes)	Costo unitario energía 2014 (Q/kWh)	Costo por energía generada (sin IVA) (Q/kWh)	Costo por energía consumida (sin IVA) (Q/kWh)
Enero	9 482,1	2 220,0	Q 1,384101	Q 13 124,18	Q 3 072,70
Febrero	9 262,4	5 040,0	Q 1,382557	Q 12 805,80	Q 6 968,09
Marzo	10 736,2	9 040,0	Q 1,382557	Q 14 843,41	Q 12 498,32
Abril	9 774,7	7 120,0	Q 1,382557	Q 13 514,08	Q 9 843,81
Mayo	8 660,8	5 920,0	Q 1,295963	Q 11 224,08	Q 7 672,10
Junio	7 490,5	7 340,0	Q 1,295963	Q 9 707,41	Q 9 512,37
Julio	7 866,1	7 340,0	Q 1,295963	Q 10 194,17	Q 9 512,37
Agosto	8 179,2	7 340,0	Q 1,295131	Q 10 593,14	Q 9 506,26
Septiembre	7 702,2	9 280,0	Q 1,295131	Q 9 975,36	Q 12 018,82
Octubre	8 331,9	9 520,0	Q 1,295131	Q 10 790,90	Q 12 329,65
Noviembre	8 474,3	9 120,0	Q 1,192775	Q 10 107,93	Q 10 878,11
Diciembre	8 914,1	8 800,0	Q 1,192775	Q 10 632,52	Q 10 496,42
<b>Total anual</b>	<b>104 874,5</b>	<b>88 080,0</b>		<b>Q 137 512,97</b>	<b>Q 114 309,00</b>

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLII. Costo de la energía generada y consumida, edificio S6

Año 2014	Energía generada (kWh/mes)	Energía consumida (kWh/mes)	Costo unitario energía 2014 (Q/kWh)	Costo por energía generada (sin IVA) (Q/kWh)	Costo por energía consumida (sin IVA) (Q/kWh)
Enero	9 482,1	2 220,0	Q 1,384101	Q 13 124,18	Q 3 072,70
Febrero	9 262,4	9 480,0	Q 1,382557	Q 12 805,80	Q 13 106,64
Marzo	10 736,2	10 120,0	Q 1,382557	Q 14 843,41	Q 13 991,48
Abril	9 774,7	8 800,0	Q 1,382557	Q 13 514,08	Q 12 166,50
Mayo	8 660,8	7 600,0	Q 1,295963	Q 11 224,08	Q 9 849,32
Junio	7 490,5	8 336,0	Q 1,295963	Q 9 707,41	Q 10 803,15
Julio	7 866,1	8 336,0	Q 1,295963	Q 10 194,17	Q 10 803,15
Agosto	8 179,2	8 336,0	Q 1,295131	Q 10 593,14	Q 10 796,21
Septiembre	7 702,2	9 680,0	Q 1,295131	Q 9 975,36	Q 12 536,87
Octubre	8 331,9	9 560,0	Q 1,295131	Q 10 790,90	Q 12 381,45
Noviembre	8 474,3	8 920,0	Q 1,192775	Q 10 107,93	Q 10 639,55
Diciembre	8 914,1	8 640,0	Q 1,192775	Q 10 632,52	Q 10 305,58
<b>Total anual</b>	<b>104 874,5</b>	<b>100 028,0</b>		<b>Q 137 512,97</b>	<b>Q 130 452,60</b>

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLIII. Costo de la energía generada y consumida, edificio S8

Año 2014	Energía generada (kWh/mes)	Energía consumida (kWh/mes)	Costo unitario energía 2014 (Q/kWh)	Costo por energía generada (sin IVA) (Q/kWh)	Costo por energía consumida (sin IVA) (Q/kWh)
Enero	1 580,40	1 220,0	Q 1,384101	Q 2 187,43	Q 1 688,60
Febrero	1 543,70	1 259,0	Q 1,382557	Q 2 134,25	Q 1 740,64
Marzo	1 789,40	1 545,0	Q 1,382557	Q 2 473,95	Q 2 136,05
Abril	1 629,10	1 418,0	Q 1,382557	Q 2 252,32	Q 1 960,47
Mayo	1 443,50	1 240,0	Q 1,295963	Q 1 870,72	Q 1 606,99
Junio	1 248,40	1 352,0	Q 1,295963	Q 1 617,88	Q 1 752,14
Julio	1 311,00	1 352,0	Q 1,295963	Q 1 699,01	Q 1 752,14
Agosto	1 363,20	1 352,0	Q 1,295131	Q 1 765,52	Q 1 751,02
Septiembre	1 283,70	1 461,0	Q 1,295131	Q 1 662,56	Q 1 892,19
Octubre	1 388,60	1 440,0	Q 1,295131	Q 1 798,42	Q 1 864,99
Noviembre	1 412,40	1 312,0	Q 1,192775	Q 1 684,68	Q 1 564,92
Diciembre	1 485,70	1 270,0	Q 1,192775	Q 1 772,11	Q 1 514,82
<b>Total anual</b>	<b>17 479,1</b>	<b>16 221,0</b>		<b>Q 22 918,85</b>	<b>Q 21 224,97</b>

Fuente: elaboración propia.

Las 3 tablas anteriores muestran los ingresos y egresos generados durante un año, donde se observa que el sistema cubre en un 119,1 %, 104,8 % y 107,8 % el consumo de los edificios S3, S6 y S8 respectivamente, basándose en la tarifa registrada durante el año 2014, sin incluir impuesto tales como al valor agregado (IVA) y otros cargos por parte de la distribuidora, lo que muestra así un panorama bastante satisfactorio.

Ahora bien, los ingresos esperados anualmente por el sistema de generación no siempre serán constantes debido a una serie de factores que afectarán el rendimiento del sistema dentro de las que sobresalen la tarifa impuesta por la distribuidora; tarifa que cambia trimestralmente ocasionando menores o mayores ingresos durante los años de funcionamiento del sistema.

#### 2.10.4. Presupuesto del sistema fotovoltaico

El costo total del sistema fotovoltaico está formado por 4 costos principales: costo de materiales y equipos, costo de instalación y montaje, costo de operación y mantenimiento y costo del sistema de puesta a tierra.

Costos de materiales y equipos: a continuación se resumen varios costos generados en este proyecto relacionados con los materiales y equipos necesarios para la construcción del proyecto, de igual forma se realizó una estimación del tiempo necesario para la construcción y puesta en funcionamiento del generador fotovoltaico siendo de 103 días. Los costos de los materiales y equipos están basados en los precios cotizados en el mercado local (ver anexos 11-16).

Tabla XLIV. Costo de materiales

Descripción	Edificio S3	Edificio S6	Edificio S8	Tiempo estimado de ejecución
Paneles FV, cables, inversores, conectores MC4	Q 669 129,85	Q 666 885,47	Q 111 371,41	30
Alimentadores y accesorios para inversor y tablero de inversores	Q 50 917,49	Q 49 045,83	Q 9 320,31	10
Alimentadores y accesorios para tablero de inversores a red eléctrica	Q 31 121,43	Q 30 168,35	Q 5 022,93	7
Tablero principal y accesorios	Q 19 466,28	Q 19 466,28	Q 4 112,76	6
Sistema de pararrayos	Q 86 626, 97	Q 86 626, 97	Q 86 626, 97	14
Accesorios eléctricos para caseta (opcional)	Q 2 781,38	Q 2 568,84	Q 1 044,57	4
Estructura de soporte para paneles FV	Q 99 000,96	Q 103 228,13	Q 17 491,74	28
Imprevistos	Q 11 874,23	Q 11 861,05	Q 1 694,14	4
<b>Total</b>	<b>Q 971 032,42</b>	<b>Q 969 964,74</b>	<b>Q 236 753,12</b>	<b>103 días</b>

Fuente: elaboración propia.

Costo de instalación y montaje: en la siguiente tabla se muestran los costos generados por la instalación y montaje de los equipos. Los costos por mano de obra incluyen gastos administrativos, supervisión, depreciación de herramienta, etc.

Tabla XLV. **Costos de instalación y montaje**

Descripción	Edificio S3	Edificio S6	Edificio S8
Breaker principal	Q 1 481,00	Q 1 481,00	Q 1 481,00
Estructura	Q 39 095,00	Q 39 095,00	Q 6 516,00
Paneles FV	Q 74 281,00	Q 74 281,00	Q 12 380,00
Pararrayos	Q 11 847,00	Q 11 847,00	Q 11 847,00
Tablero para inversores	Q 1 481,00	Q 1 481,00	Q 1 481,00
Tubería para tablero de inversores + tablero principal	Q 2 073,00	Q 2 073,00	Q 592,00
Bases de concreto	Q 5 050,00	Q 5 020,00	Q 874,00
Inversores de 10 kW, 120/208 V	Q 5 331,00	Q 5 331,00	Q 889,00
Canaleta tipo escalerilla	Q 2 073,00	Q 2 073,00	Q 592,00
Cableado de paneles FV	Q 7 819,00	Q 7 819,00	Q 1 303,00
Alimentadores AC inversores a tablero inversores	Q 7 819,00	Q 7 819,00	Q 1 303,00
Alimentadores AC tablero inversores a principal y red	Q 6 842,00	Q 6 840,00	Q 1 850,00
Alimentadores de pararrayos	Q 11 847,00	Q 11 847,00	Q 11 847,00
Tubería conduit galvanizado	Q 3 317,00	Q 3 317,00	Q 948,00
Imprevistos mano de obra	Q 5 317,00	Q 5 317,00	Q 1 748,00
<b>Total mano de obra</b>	<b>Q 185 673,00</b>	<b>Q 185 641,00</b>	<b>Q 55 651,00</b>

Fuente: elaboración propia.

Costo de operación y mantenimiento: el sistema fotovoltaico debe generar energía de forma eficiente durante su vida útil, esto se logra por medio de un plan de mantenimiento que genera un costo. El plan de mantenimiento incluye: limpieza de la superficie de los paneles, revisión de todas las conexiones

eléctricas y de fijación de la estructura, presencia de humedad, limpieza de azotea y equipos, etc.

En la siguiente tabla se muestra el costo anual generado para el mantenimiento y funcionamiento del sistema FV de cada edificio, el número mínimo de mantenimientos durante el año es de 3.

**Tabla XLVI. Costo de mantenimiento anual**

<b>Descripción</b>	<b>Edificio S3 252 paneles</b>	<b>Edificio S6 252 paneles</b>	<b>Edificio S8 42 paneles</b>
Accesorios para limpieza (mangueras, paños suaves, cinchos plásticos, imprevistos)	Q 1 235,00	Q 1 235,00	Q 1 235,00
Mano de obra (limpieza y revisión general de equipos estructura cables conexiones red de tierras)	Q 5 524,00	Q 5 524,00	Q 1 183,00
<b>Costo anual (mantenimiento 3 veces al año)</b>	<b>Q 6 759,00</b>	<b>Q 6 759,00</b>	<b>Q 2 418,00</b>

Fuente: elaboración propia.

Costo del sistema de puesta a tierra: en la siguiente tabla se muestra el costo del sistema de puesta a tierra para los 3 edificios de este proyecto.

**Tabla XLVII. Costo de sistema de puesta a tierra**

<b>Costo de materiales de sistema de puesta a tierra</b>	<b>Edificio S3</b>	<b>Edificio S6</b>	<b>Edificio S8</b>
Materiales para puesta a tierra	Q 7 050,94	Q 7 050,94	Q 7 050,94
Imprevistos de puesta a tierra	Q 1 353,00	Q 1 353,00	Q 1 353,00
Mano de obra, supervisión, gastos administrativos de puesta a tierra	Q 7 312,95	Q 7 312,95	Q 7 312,95
<b>Total de puesta a tierra</b>	<b>Q 15 716,89</b>	<b>Q 15 716,89</b>	<b>Q 15 716,89</b>

Fuente: elaboración propia.

Estimación del costo de inversión de un sistema móvil (seguidor solar): los costos indicados anteriormente corresponden a un sistema de generación fotovoltaico estático o sea un sistema fijo y de acuerdo a la estimación obtenida de la generación por medio del sistema móvil a un eje, se requieren 5 inversores para cubrir las necesidades de consumo de los edificios S3 y S6 mientras que con el edificio S8 se mantiene la capacidad del único inversor.

El sistema móvil de un eje para paneles fotovoltaicos representa un costo adicional del 15 % comparado al costo del sistema fijo; en la siguiente tabla se muestran los costos equivalentes estimados para el sistema móvil de un eje, utilizando 5 inversores.

**Tabla XLVIII. Estimación de costo de un seguidor solar de un eje**

<b>Descripción</b>	<b>Edificio S3</b>	<b>Edificio S6</b>	<b>Edificio S8</b>
Costo de materiales y equipos	Q 934 682,00	Q 933 658,00	Q 236 753,00
Costo de instalación y montaje	Q 179 207,00	Q 179 176,00	Q 55 651,00
Costo de operación y mantenimiento	Q 6 759,00	Q 6 759,00	Q 2 418,00
Costo del sistema de puesta a tierra	Q 15 717,00	Q 15 717,00	Q 15 717,00

Fuente: elaboración propia.

Los costos de inversión estimados para el sistema móvil utilizando 5 inversores son muy cercanos al costo del sistema fijo que utiliza 6 inversores y de acuerdo a los ingresos y egresos de la energía consumida y generada por medio de este sistema móvil el tiempo de recuperación de la inversión para el edificio S3 y S6 es de 8 años y para el edificio S8 es de 10 años.

Ahora bien, cada año que pasa los paneles fotovoltaicos presentan una pérdida por envejecimiento que se expresa como un tanto por cien de la

potencia nominal; la mayoría de los fabricantes de paneles proporcionan una garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una garantía de 25 años de producción mínima del 80 % al final de los 25 años de funcionamiento, la pérdida anual de potencia por degradación es de 0,80 % por año aproximadamente de acuerdo a especificaciones de cada fabricante.

Este factor por degradación es importante a la hora de calcular la energía generada durante la vida útil del sistema, sabiendo que la vida útil promedio del campo solar oscila entre 25 y 30 años; por tal motivo los materiales y el plan de mantenimiento debe ser de primera para el correcto funcionamiento del sistema.

#### **2.10.5. TIR y VPN**

La tasa interna de retorno (TIR) es un parámetro que se define como el máximo rendimiento que puede generar un proyecto o alternativa económica durante su vida útil; esto quiere decir que es la diferencia de los flujos de efectivo esperados (ingresos) menos el valor actual de la inversión original, ambos descontados a la tasa interna de retorno, en donde un valor alto de la TIR indica que el proyecto es muy rentable.

El valor presente neto (VPN) es otro parámetro que se define como la diferencia que existe entre los flujos de efectivo esperados (ingresos) y el valor presente o actual del desembolso o inversión original (egresos); ambos flujos descontados a una tasa de interés que sería la que obtendría con una inversión financiera segura donde un valor mayor a cero o positivo significa que debe considerarse el tipo de proyecto o alternativa de inversión.

La TIR y el VPN para este proyecto se calcularán de acuerdo a las siguientes condiciones y por medio de fórmulas financieras en Microsoft Office Excel, esto con el fin de obtener valores de una manera sencilla y precisa de la inversión y rentabilidad del proyecto.

- La tarifa promedio de consumo eléctrico a partir del segundo año será de Q 1,308 / kWh, con incrementos del 3 % cada 5 años, esto con el fin de prever futuros aumentos a la tarifa.
- La energía generada por los paneles se reducirá cada año por un factor de 0,80 %, debido a la degradación de los mismos y por ende los ingresos por energía eléctrica disminuirán cada año.
- Los egresos por mantenimiento aumentaran 2 % cada año a partir del segundo año, considerando posibles aumentos de accesorios y de mano de obra.
- Debido a que el sistema FV cubre casi en su totalidad la energía consumida, en algún momento existirá un saldo a favor o en contra; en el caso que exista una diferencia en contra, este costo se pagará a la empresa distribuidora, para ello se asumirá que la energía consumida se mantendrá constante, variando únicamente la tarifa eléctrica indicada anteriormente.
- Se utilizará una tasa de interés del 10 % para calcular la tasa interna de retorno (TIR).
- Se utilizará una tasa de descuento del 7 % para calcular el valor presente neto (VPN), este porcentaje equivale a la tasa de interés obtenida si se

invirtiera el capital a plazo fijo, el valor en porcentaje utilizado corresponde al mes de junio del año 2015 (ver anexo 17).

Tabla XLIX. TIR y VPN durante 25 años para el edificio S3

Años	Tarifa media Q/kWh (incremento de 3 % c/5años)	E <sub>GENERADA</sub> kWh (degradación d e panel 0,8 % c/año)	Ingresos por energía generada Q	Gastos por mantenimiento (incremento de 2 % c/año) Q	Gasto por energía eléctrica consumida Q/kWh	Beneficio neto o flujos de efectivo Q	TIR (i=10 %)	VPN o VAN (i=7 %) Q
0					Inversión	(1 172 422,31)		
1	1,308	104 874,5	137 512,97	6 759,00	(23 203,97)	153 957,94	-	(1 028 536,38)
2	1,308	104 035,5	136 078,44	6 894,18	(20 869,80)	150 054,06	-	(897 473,36)
3	1,308	103 203,2	134 989,81	7 032,06	(19 781,17)	147 738,92	-	(776 874,39)
4	1,308	102 377,6	133 909,89	7 172,70	(18 701,25)	145 438,44	-22,58%	(665 920,10)
5	1,308	101 558,6	132 838,61	7 316,16	(17 629,97)	143 152,43	-13,73%	(563 854,40)
6	1,347	100 746,1	135 729,18	7 462,48	(17 064,28)	145 330,98	-7,54%	(467 014,23)
7	1,347	99 940,1	134 643,35	7 611,73	(15 978,45)	143 010,07	-3,20%	(377 954,74)
8	1,347	99 140,6	133 566,20	7 763,97	(14 901,30)	140 703,54	-0,06%	(296 064,00)
9	1,347	98 347,5	132 497,67	7 919,25	(13 832,77)	138 411,20	2,28%	(220 777,48)
10	1,347	97 560,7	131 437,69	8 077,63	(12 772,79)	136 132,85	4,06%	(151 574,44)
11	1,683	96 780,2	134 297,78	8 239,18	(12 072,93)	138 131,52	5,47%	(85 949,15)
12	1,683	96 006,0	133 223,39	8 403,97	(10 998,55)	135 817,97	6,58%	(25 644,35)
13	1,683	95 237,9	132 157,61	8 572,05	(9 932,76)	133 518,32	7,46%	29 761,01
14	1,683	94 476,0	131 100,35	8 743,49	(8 875,50)	131 232,36	8,16%	80 655,18
15	1,683	93 720,2	130 051,54	8 918,36	(7 826,70)	128 959,88	8,73%	127 396,17
16	1,734	92 970,5	132 881,46	9 096,72	(6 989,87)	130 774,61	9,21%	171 694,06
17	1,734	92 226,7	131 818,41	9 278,66	(5 926,82)	128 466,57	9,61%	212 363,29
18	1,734	91 488,9	130 763,86	9 464,23	(4 872,27)	126 171,91	9,94%	249 693,00
19	1,734	90 757,0	129 717,75	9 653,52	(3 826,16)	123 890,40	10,21%	283 949,73
20	1,734	90 030,9	128 680,01	9 846,59	(2 788,42)	121 621,85	10,44%	315 379,13
21	1,786	89 310,7	131 480,09	10 043,52	(1 811,75)	123 248,32	10,63%	345 145,21
22	1,786	88 596,2	130 428,25	10 244,39	(759,91)	120 943,77	10,80%	372 443,81
23	1,786	87 887,4	129 384,82	10 449,28	283,52	118 652,03	10,94%	397 473,08
24	1,786	87 184,3	128 349,74	10 658,26	1 318,60	116 372,89	11,06%	420 415,61
25	1,786	86 486,8	127 322,95	10 871,43	2 345,39	114 106,12	11,16%	441 439,57
	<b>Total</b>	<b>2 384 944,2</b>	<b>3 304 861,84</b>	<b>216 492,80</b>	<b>(247 469,90)</b>			

Fuente: elaboración propia.

En la siguiente tabla se resumen los valores de inversión inicial, ingresos y egresos anuales generados por el proyecto durante el primer año de funcionamiento para obtener los valores de la tasa interna de retorno y el valor presente neto, por medio de un PR del 75,4 % (ver apéndices 9-11).

Tabla L. **Flujos de efectivo anual para cálculo de TIR y VPN**

	<b>Descripción de los costos durante el primer año</b>	<b>Edificio S3</b>	<b>Edificio S6</b>	<b>Edificio S8</b>
	Egresos por energía eléctrica consumida anual sin IVA (Q)	114 309,00	130 452,60	21 224,97
	Costo de materiales (Q)	971 032,42	969 964,74	236 753,12
	Costo de mano de obra (Q)	185 673,00	185 641,00	55 651,00
	Costo del sistema de puesta a tierra (Q)	15 716,89	15 716,89	15 716,89
<b>(-)</b>	<b>Total inversión inicial (Q)</b>	<b>1 172 422,31</b>	<b>1 171 322,63</b>	<b>308 121,01</b>
<b>(+)</b>	Ingresos por energía FV generada anual sin IVA (Q)	137 512,97	137 512,97	22 918,85
<b>(-)</b>	Egresos por mantenimiento anual (Q)	6 759,00	6 759,00	2 418,00
<b>(-)</b>	Saldo a favor o en contra debido a pago de energía eléctrica sobrante o consumida (consumida – generada c/año) (Q)	(23 203,97)	(7 060,37)	(1 693,88)
	<b>Valores de TIR y VPN (25 años)</b>			
	TIR (i= 10 %) al final de vida útil, 25 años	11,16 %	9,46 %	3,64 %
	VPN (i =7 %) al final de vida útil, 25 años (Q)	441 439,57	252 349,15	(81 780,88)
	Índice de rentabilidad al final de vida útil, 25 años	1,38	1,22	0,73
	Periodo de retorno (años)	9	10	16

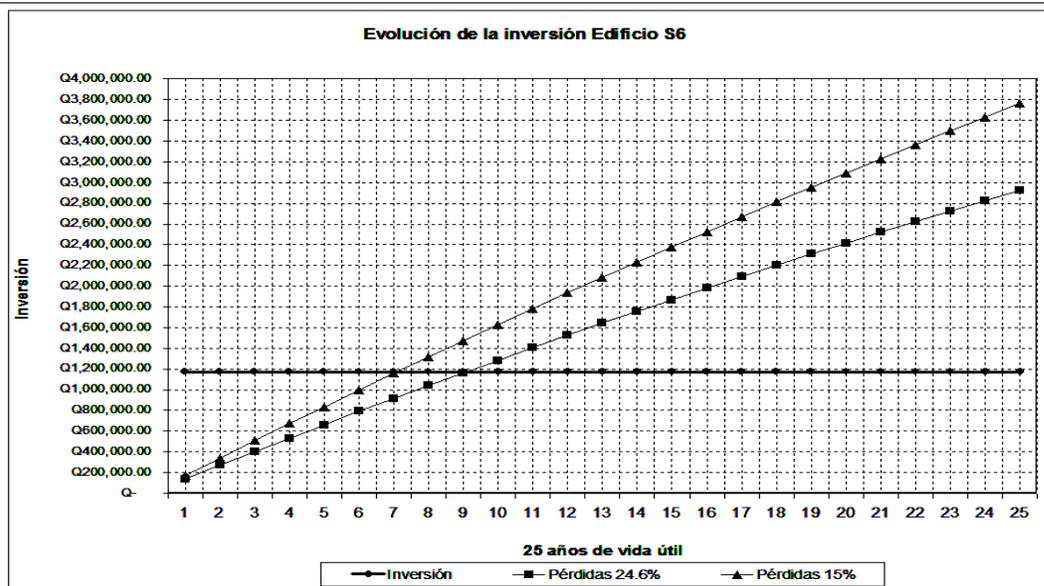
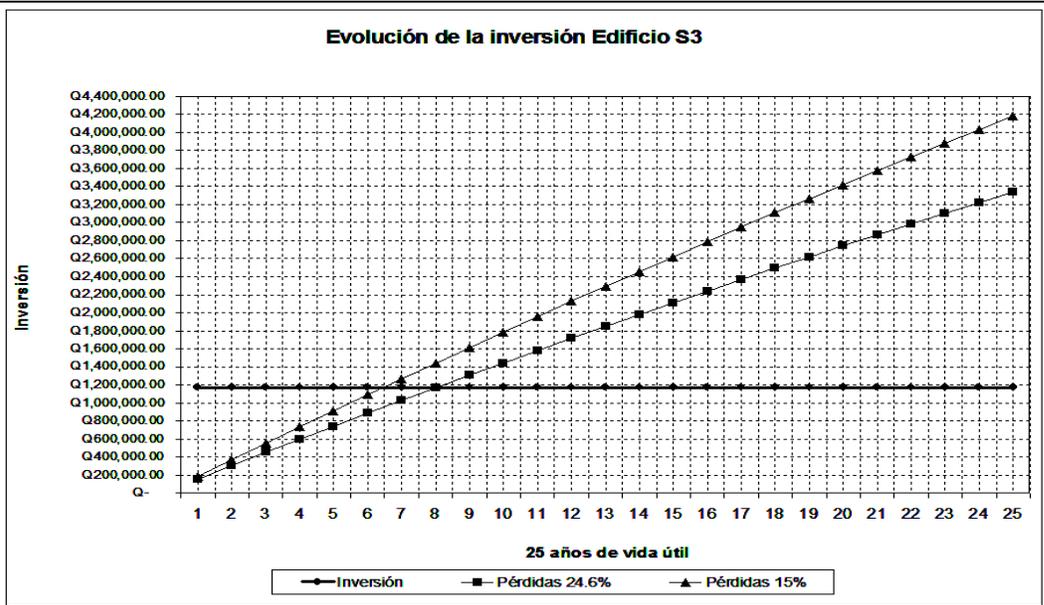
Fuente: elaboración propia.

En la tabla anterior los indicadores TIR y VPN muestran valores favorables para la inversión y construcción de la planta solar fotovoltaica; además, se muestra el tiempo de recuperación de la inversión de los 3 edificios S3, S6 y S8: 8, 9 y 16 años respectivamente. El costo estimado de inversión para el edificio S3 es de Q 1 172 422,31, para el edificio S6 es de Q1 171 322,63 y para el edificio S8 es de Q 308 121,01.

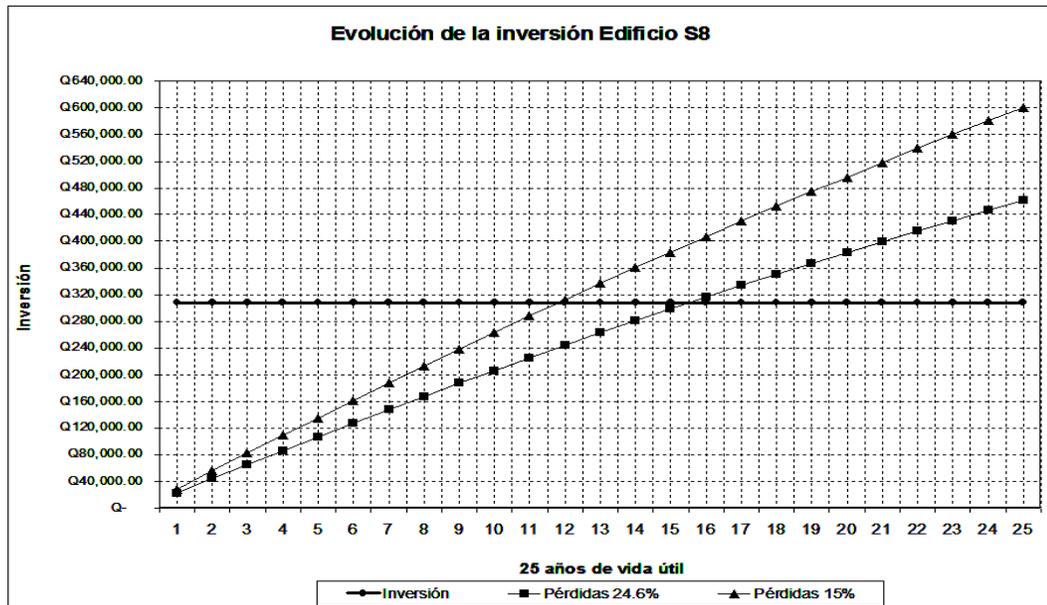
Es importante mencionar que la universidad obtendría beneficios a mediano plazo por concepto de reducción de pago de factura eléctrica; sin olvidar que a partir de los plazos de recuperación de inversión se obtendría un saldo a favor que se traduce en ganancia o beneficio; además, se debe recordar que el diseño se realizó bajo un esquema de autoconsumo, esto significa que el sistema no está sobredimensionado debido a que a corto o mediano plazo el crédito obtenido por generar más energía de la consumida no es recuperable, provocando una pérdida de inversión, motivo por el cual el sistema está dimensionado con base en el consumo requerido de cada edificio.

En las siguientes 3 gráficas se muestra el tiempo de recuperación de la inversión, si el sistema opera con factores de pérdidas de 24.6 % y 15,0 %, sin olvidar que en este diseño se realizó con un factor de pérdidas de 24.6 %.

Figura 60. Tiempo de recuperación de la inversión



Continuación de la figura 60.



Fuente: elaboración propia.

Las gráficas anteriores muestran la evolución y el tiempo de recuperación de la inversión en los 3 edificios a lo largo de la vida útil del generador, utilizando 2 factores de pérdidas con el fin de mostrar el panorama esperado y el optimista por medio de los factores de pérdidas de 24,6 % y 15,0 % respectivamente. En la siguiente tabla se muestran los valores de los parámetros de TIR y VPN para los valores de pérdidas mencionados (ver apéndices 12-14).

Tabla LI. **TIR y VPN con factor de pérdidas de 24,6 % y 15,0 %**

<b>Factor de pérdidas 24.6 %</b>	<b>Edificio S3</b>	<b>Edificio S6</b>	<b>Edificio S8</b>
TIR (i=10%) vida útil 25 años	11,16 %	9,46 %	3,64 %
VPN (i =3,42%) vida útil 25 años (Q)	441 439,57	252 349,15	(81 780,88)
Índice de rentabilidad (25 años)	1,38	1,22	0,73
Periodo de retorno (años)	8	9	16
<b>Factor de pérdidas 15 %</b>			
TIR (i= 10 % ) vida útil 25 años	14,56 %	13,00 %	6,39 %
VPN (i = 7 %) vida útil 25 años (Q)	836 876,72	647 786,31	(15 875,66)
Índice de rentabilidad (25 años)	1,71	1,55	0,95
Periodo de retorno (años)	7	8	12

Fuente: elaboración propia.

### 2.10.6. Costo de kilovatio instalado

La inversión inicial para el edificio S3 es de Q 1 172 422,31, para el edificio S6 es de Q 1 171 322,31 y para el edificio S8 es de Q 308 121,01; la potencia pico instalada para los edificios S3 y S6 es de 67,32 kWp (264 paneles x 255 Wp) y para el edificio S8 es de 11,22 kWp.

Tabla LII. **Costo de kilovatio instalado**

<b>Costo kilovatio instalado</b>	<b>Edificio S3</b>	<b>Edificio S6</b>	<b>Edificio S8</b>
Inversión del proyecto	Q 1 172 422,31	Q 1 171 322,63	Q 308 121,01
Potencia instalada kWp	67,32	67,32	11,22
Costo kWp instalado	Q 17 415,66	Q 17 399,33	Q 27 461,77
Costo USD / kWp (Q 7,71 x 1 USD <sup>47</sup> )	2 258,84	2 256,72	3 561,84

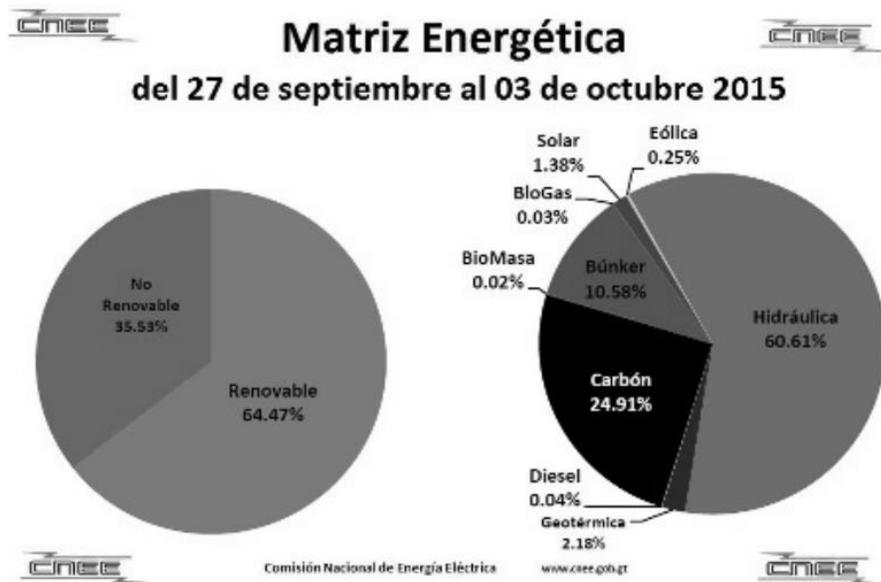
Fuente: elaboración propia.

<sup>47</sup> <http://www.banguat.gob.gt/cambio>. Consulta: 31 de marzo de 2016.

## 2.11. Beneficio ambiental

Guatemala en el año 2015 cambia su estructura de matriz energética, luego que la generadora de energía por carbón Jaguar Energy Guatemala (JEG) que cuenta con dos unidades capaces de generar 150 MW por unidad, entrara en operación, reestructurando así la matriz energética del país. El uso de este mineral para la generación eléctrica pasó de significar un 10,22 % en diciembre de 2014 a un 14,04 % a junio de 2015. El Ministerio de Energía y Minas (MEM) ha previsto que llegue a un 16,86 % de la matriz energética.

Figura 61. Matriz energética



Fuente: [http://www.cnee.gob.gt/xhtml/informacion/wp\\_monitoreo-mercado.html](http://www.cnee.gob.gt/xhtml/informacion/wp_monitoreo-mercado.html). Consulta: 15 de octubre de 2015.

“La capacidad instalada de generación con recursos renovables se registro en el año 2014 con 56,94 % encabezadas por las hidroeléctricas que significan el 37 % (951,71 MW) del total del parque energético del país y la biomasa un 18,41 % (473,21 MW). En el año 2015 subió el volumen de las generadoras renovables a un valor de 59,16 %, en donde a este porcentaje se le sumaron los porcentajes de la energía solar y eólica siendo de 1,87 % y 1,68 % respectivamente”.<sup>48</sup>

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) refiere que en el año 2007 el 50,2 % de la demanda del país se cubrió con generación renovable y el resto de 49,8 % con recursos fósiles, para el año 2014 la relación fue de 64,5 % a 35,5 %, respectivamente. Es importante mencionar que las tarifas de energía eléctrica para el consumidor de EEGSA y Energuate bajaron entre 8 % y 17 % por kilovatio hora a partir del 1 de mayo de 2015.

### **2.11.1. Emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)**

El dióxido de carbono es un gas de referencia para la medición de otros gases de efecto invernadero, causante del calentamiento del planeta. Para calcular y obtener la estimación por ahorro de emisiones de dióxido de carbono CO<sub>2</sub> del sistema de generación fotovoltaico se multiplicará la energía generada durante 25 años de vida útil del proyecto por un factor de referencia, el factor de referencia a utilizar es de 0,28567 kg<sup>49</sup> de CO<sub>2</sub> por cada kilovatio hora (kWh) de energía producida; posteriormente se convertirán a toneladas de CO<sub>2</sub> al dividir el resultado obtenido por 1 000 kg equivalentes a una tonelada de CO<sub>2</sub> y, finalmente se realiza el cálculo de ahorro de combustible por medio de los barriles equivalentes de petróleo (BEP).

---

<sup>48</sup> <http://americaeconomia.com/negocios-industrias/guatemala-cambia-su-estructura-de-matriz-energetica>. y <http://www.prensalibre.com/economia/cambia-estructura-de-la-matriz-energetica>www.prensalibre.com. Consulta: 14 de octubre de 2015.

<sup>49</sup> [http://www.sunearthtools.com/tools/CO2-emissions-calculator.php#txtCO2\\_16](http://www.sunearthtools.com/tools/CO2-emissions-calculator.php#txtCO2_16). Consulta: 17 de octubre de 2015.

El barril equivalente de petróleo (BEP) es la unidad básica de energía equivalente a la energía liberada durante la quema de un barril de petróleo crudo, equivalente a 1 700 kilovatios hora (kWh)<sup>50</sup>; es decir, 1,70 MWh por cada BEP; finalmente, los valores obtenidos anteriormente se multiplicarán por el precio actual de un barril de petróleo que es de USD 39,74 por barril.<sup>51</sup>

Ahora bien, la producción de un kWh de electricidad se puede realizar por medio del uso de diferentes fuentes de energía, donde cada fuente puede ser caracterizada de acuerdo a un factor que indica cuantos kilogramos de CO<sub>2</sub> se emiten hacia la atmósfera. Algunas de esas fuentes se presentan en la siguiente tabla.

Tabla LIII. Factores de emisiones de CO<sub>2</sub>

Descripción	Factor de emisiones de CO <sub>2</sub>
Diesel	0,263
Bunker	0,274
Gas Natural	0,202
Carbón	0,342
Hidráulicas	0,014

Fuente: <http://www.cnee.gob.gt/pet/Docs/PET%20esp.pdf>. Consulta: 13 de enero de 2016.

En la siguiente tabla se muestra el total por ahorro de cada edificio por las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) durante los 25 años de vida útil del generador fotovoltaico.

<sup>50</sup> <http://m.convert-me.com/es/convert/energy/boe.html>. Consulta: 14 de enero de 2016.

<sup>51</sup> <http://www.notilogia.com/2016/04/precio-del-barril-de-petroleo-abril-2016.html>. Consulta: 14 de enero de 2016.

Tabla LIV. **Emisiones de dióxido de carbono por edificio**

Años	Energía generada kWh/año edificio S3	Energía generada kWh/año edificio S6	Energía generada kWh/año edificio S8	Factor CO <sub>2</sub> kg/kWh generado	Ahorro de CO <sub>2</sub> edificio S3 kg CO <sub>2</sub>	Ahorro de CO <sub>2</sub> edificio S6 kg CO <sub>2</sub>	Ahorro de CO <sub>2</sub> edificio S8 kg CO <sub>2</sub>
1	104 874,5	104 874,5	17 479,1	0,28567	29 959,5	29 959,5	4 993,3
2	104 035,5	104 035,5	17 339,3	0,28567	29 719,8	29 719,8	4 953,3
3	103 203,2	103 203,2	17 200,6	0,28567	29 482,1	29 482,1	4 913,7
4	102 377,6	102 377,6	17 062,9	0,28567	29 246,2	29 246,2	4 874,4
5	101 558,6	101 558,6	16 926,4	0,28567	29 012,2	29 012,2	4 835,4
6	100 746,1	100 746,1	16 791,0	0,28567	28 780,1	28 780,1	4 796,7
7	99 940,1	99 940,1	16 656,7	0,28567	28 549,9	28 549,9	4 758,3
8	99 140,6	99 140,6	16 523,5	0,28567	28 321,5	28 321,5	4 720,3
9	98 347,5	98 347,5	16 391,3	0,28567	28 094,9	28 094,9	4 682,5
10	97 560,7	97 560,7	16 260,1	0,28567	27 870,2	27 870,2	4 645,0
11	96 780,2	96 780,2	16 130,1	0,28567	27 647,2	27 647,2	4 607,9
12	96 006,0	96 006,0	16 001,0	0,28567	27 426,0	27 426,0	4 571,0
13	95 237,9	95 237,9	15 873,0	0,28567	27 206,6	27 206,6	4 534,4
14	94 476,0	94 476,0	15 746,0	0,28567	26 989,0	26 989,0	4 498,2
15	93 720,2	93 720,2	15 620,1	0,28567	26 773,1	26 773,1	4 462,2
16	92 970,5	92 970,5	15 495,1	0,28567	26 558,9	26 558,9	4 426,5
17	92 226,7	92 226,7	15 371,1	0,28567	26 346,4	26 346,4	4 391,1
18	91 488,9	91 488,9	15 248,2	0,28567	26 135,6	26 135,6	4 355,9
19	90 757,0	90 757,0	15 126,2	0,28567	25 926,5	25 926,5	4 321,1
20	90 030,9	90 030,9	15 005,2	0,28567	25 719,1	25 719,1	4 286,5
21	89 310,7	89 310,7	14 885,1	0,28567	25 513,4	25 513,4	4 252,2
22	88 596,2	88 596,2	14 766,0	0,28567	25 309,3	25 309,3	4 218,2
23	87 887,4	87 887,4	14 647,9	0,28567	25 106,8	25 106,8	4 184,5
24	87 184,3	87 184,3	14 530,7	0,28567	24 905,9	24 905,9	4 151,0
25	86 486,8	86 486,8	14 414,5	0,28567	24 706,7	24 706,7	4 117,8
<b>Total</b>	<b>2 384 944,2</b>	<b>2 384 944,2</b>	<b>397 491,1</b>		<b>681 307,0</b>	<b>681 307,0</b>	<b>113 551,3</b>

Fuente: elaboración propia.

En la tabla anterior se muestra la estimación total de la energía generada durante los 25 años de vida útil de proyecto y del ahorro total equivalente de dióxido de carbono durante esos años, obteniéndose un total por ahorro de los 3 edificios de 1 476 165,3 kg de CO<sub>2</sub> (681 307,0 + 681 307,0 + 113 551,3), equivalentes a 1 476,16 toneladas de CO<sub>2</sub>. En la siguiente tabla se muestra la estimación de ahorro de barriles equivalentes de petróleo de los 3 edificios.

Tabla LV. **Estimación de ahorro de combustible BEP**

Años	Energía generada MWh/año edificio S3	Energía generada MWh/año edificio S8	BEP/ (MWh)	Ahorro de combustible BEP para edificio S3	Ahorro de combustible BEP para edificio S8	Precio barril de petróleo USD	Ahorro anual en USD edificio S3	Ahorro anual en USD edificio S8
1	104,87	17,48	1,70	61,69	10,28	39,74	2 451,60	408,60
2	104,04	17,34	1,70	61,20	10,20	39,74	2 431,98	405,33
3	103,20	17,20	1,70	60,71	10,12	39,74	2 412,53	402,09
4	102,38	17,06	1,70	60,22	10,04	39,74	2 393,23	398,87
5	101,56	16,93	1,70	59,74	9,96	39,74	2 374,08	395,68
6	100,75	16,79	1,70	59,26	9,88	39,74	2 355,09	392,52
7	99,94	16,66	1,70	58,79	9,80	39,74	2 336,25	389,37
8	99,14	16,52	1,70	58,32	9,72	39,74	2 317,56	386,26
9	98,35	16,39	1,70	57,85	9,64	39,74	2 299,02	383,17
10	97,56	16,26	1,70	57,39	9,56	39,74	2 280,63	380,10
11	96,78	16,13	1,70	56,93	9,49	39,74	2 262,38	377,06
12	96,01	16,00	1,70	56,47	9,41	39,74	2 244,28	374,05
13	95,24	15,87	1,70	56,02	9,34	39,74	2 226,33	371,05
14	94,48	15,75	1,70	55,57	9,26	39,74	2 208,52	368,09
15	93,72	15,62	1,70	55,13	9,19	39,74	2 190,85	365,14
16	92,97	15,50	1,70	54,69	9,11	39,74	2 173,32	362,22
17	92,23	15,37	1,70	54,25	9,04	39,74	2 155,93	359,32
18	91,49	15,25	1,70	53,82	8,97	39,74	2 138,69	356,45
19	90,76	15,13	1,70	53,39	8,90	39,74	2 121,58	353,60
20	90,03	15,01	1,70	52,96	8,83	39,74	2 104,61	350,77
21	89,31	14,89	1,70	52,54	8,76	39,74	2 087,77	347,96
22	88,60	14,77	1,70	52,12	8,69	39,74	2 071,07	345,18
23	87,89	14,65	1,70	51,70	8,62	39,74	2 054,50	342,42
24	87,18	14,53	1,70	51,28	8,55	39,74	2 038,06	339,68
25	86,49	14,41	1,70	50,87	8,48	39,74	2 021,76	336,96
<b>Total</b>	<b>2 384,94</b>	<b>397,49</b>		<b>1 402,91</b>	<b>233,82</b>		<b>55 751,58</b>	<b>9 291,94</b>

Fuente: elaboración propia.

La tabla anterior muestra el ahorro por año en barriles de petróleo y el precio equivalente en dólares estadounidenses, es importante mencionar que la energía generada del edificio S3 igual a la del edificio S6 dado que utilizan la misma cantidad de paneles e inversores.

De los valores obtenidos anteriormente se puede decir que el ahorro BEP del primer año de funcionamiento de los 3 edificios es de 133,66 barriles de petróleo (61,69 + 61,69 + 10,28), equivalentes a 5 311,79 USD el primer año; de igual forma la tabla muestra el comportamiento de ahorro de barriles de petróleo a lo largo de los 25 años de vida útil del proyecto, alcanzado un valor estimado de ahorro de barriles equivalentes de petróleo durante los 25 años de funcionamiento de 3 039,63 BEP (1 402,91 + 1 402,91 + 233,82), equivalentes a 120 795,10 USD.

### **3. FASE DE ENSEÑANZA Y APRENDIZAJE**

#### **3.1. Curso de capacitación**

El curso de capacitación fue dirigido a toda persona, principalmente a estudiantes, profesionales, entidades públicas y privadas interesadas en las etapas de diseño y cálculo de un generador fotovoltaico y sus protecciones conectadas a red.

Se impartieron 2 cursos que combinaron breves presentaciones de contenidos teóricos y prácticos relacionados con el diseño y cálculo de un sistema de generación solar fotovoltaica en la Universidad de San Carlos de Guatemala, con una duración de 3 horas cada una.

Los cursos de capacitación impartidos se dividieron en 3 temas principales:

- Marco teórico
- Diseño y cálculo
- Normativas, inversión y plan de mantenimiento

##### **3.1.1. Marco teórico**

El marco teórico se elaboró con temas sencillos y claros empezando por conceptos básicos de antecedentes de los sistemas de generación renovables, radiación solar, generación fotovoltaica, elementos o componentes del sistema fotovoltaico y protecciones eléctricas.

### **3.1.2. Diseño y cálculo**

El segundo tema es la parte profesional del proyecto de generación fotovoltaica. Los puntos que se impartieron en las capacitaciones se relacionaron con el diseño y cálculo del generador fotovoltaico:

- Historial de consumo de un edificio de la universidad
- Radiación y horas sol pico para Guatemala
- Inclinación y distancia de los paneles
- Panel fotovoltaico, inversor y pérdidas en el sistema
- Estructura
- Conductores
- Protecciones eléctricas
- Sistema de tierra física y pararrayos
- Herramientas de diseño (*software* y simuladores)

### **3.1.3. Normativas, inversión y plan de mantenimiento**

Los puntos impartidos en este tema fueron técnico-profesionales, iniciando por el marco legal para el sector eléctrico nacional, pliego tarifarlo, normas nacionales e internacionales para el diseño y construcción del sistema, seguido por la inversión necesaria, costos y gastos generados por mantenimiento, ingresos y egresos por energía generada y consumida respectivamente, plan de mantenimiento y tiempo de recuperación del proyecto.

De esta manera se abarcaron varios puntos importantes en el diseño del sistema de generación fotovoltaico.

Figura 62. **Seminario I y II de sistemas de generación fotovoltaica**



Fuente: elaboración propia.

## **3.2. Plan de contingencia**

### **3.2.1. Riesgo por fenómenos atmosféricos**

Los fenómenos atmosféricos más comunes que pueden presentarse en el país son: tormentas o tempestades, vientos, insolación por altas temperaturas y en ocasiones especiales granizo.

Cuando estos fenómenos tienen un nivel altamente riesgoso para el personal que realiza el mantenimiento al sistema FV, se recomienda suspender toda actividad en la azotea.

En caso de tormentas, las edificaciones deben protegerse por medio de un sistema de pararrayos para resguardar la vida de las personas, equipos y la propia instalación eléctrica.

### **3.2.2. Riesgo por incendio**

Es importante disponer de un plan contra incendios, los componentes y recomendaciones básicas que debe poseer cada edificio son los siguientes:

- Disponer de extintores portátiles instalados en lugares o puntos clave.
- Comprobar periódicamente el estado de carga, peso, gas, válvulas y presión del extintor.
- Mantener en buenas condiciones la señalización de salida en caso de incendios.
- Inspeccionar visualmente el estado externo de las boquillas, válvulas y manguera de los extintores.
- Seguir las instrucciones de uso del fabricante.

- Tener un sistema visual y audible en caso de incendios para alertar a las personas dentro de los edificios.
- Realizar simulacros de incendios supervisados por los cuerpos de bomberos voluntarios y Municipales.

### **3.2.3. Riesgos causados por personal humano**

El mantenimiento debe ser realizado por personal técnico calificado (conocimientos básicos de electricidad) con el fin de evitar lesiones o accidentes por contacto eléctrico. A continuación se indican las reglas y herramientas básicas que debe poseer el personal antes y durante el mantenimiento eléctrico del proyecto.

Reglas básicas:

- Utilizar señalización de la zona de trabajo, evitando el paso de personas no autorizadas.
- Llevar hoja de control o historial del mantenimiento.
- Prestar atención al trabajo que se realice y estar alerta.
- Zapatos o botas con suela de hule.
- Utilizar casco de seguridad.
- Utilizar gafas protectoras.
- No manejar alimentos en el área de trabajo.
- No usar ningún tipo de joyería metálica que pueda estar expuesta a circuitos activos.
- Evitar contacto directo con las terminales de los paneles FV debido a que se encuentran energizadas debido a la radiación solar.

- Antes de realizar la limpieza de los paneles FV se debe revisar la temperatura de la superficie de los paneles debido a que pueden estar con temperatura elevada.

Herramientas básicas:

- Caja para herramientas
- Porta herramientas, generalmente de cuero
- Juego de destornilladores y llaves
- Corta alambre
- Juego de alicates y pinzas
- Pelacables y navaja
- Multímetro o amperímetro de gancho
- Tester o probador de voltaje tipo destornillador
- Cinta de aislar de preferencia súper *scotch* +33
- Guantes aislantes de electricidad
- Barreno acompañado de brocas y lija para metal
- Mascarilla antipolvo
- Cinta métrica de por lo menos 5 metros
- Martillo de tamaño mediano o pequeño
- Escalera de tamaño mediana o pequeña
- Linterna de preferencia recargable
- Kit de primeros auxilios

#### **3.2.4. Mantenimiento preventivo**

El mantenimiento preventivo tiene como objetivo evitar o mitigar las consecuencias de los fallos o averías de los equipos que componen el sistema

FV, logrando prevenir las incidencias antes que estas sucedan. Por otro lado, un plan de mantenimiento permite detectar fallos repetitivos; también, aumenta la vida útil de los equipos y disminuye los costos de reparación.

El programa de mantenimiento preventivo se cifra en 4 aspectos sencillos: mantenimiento de paneles fotovoltaicos, mantenimiento de la estructura, mantenimiento de los inversores y mantenimiento de las líneas eléctricas AC, red de tierra y pararrayos.

### **3.2.5. Mantenimiento de paneles FV**

La instalación FV debe poseer un plan de mantenimiento que ayude a prolongar la vida útil y correcto funcionamiento de los equipos; también, se debe contar con personal capacitado. La limpieza de los paneles se recomienda realizarla entre 4 a 6 veces durante el año, debido a que las pérdidas de energía generada por acumulación de suciedad pueden llegar a ser de un 5 %.

El plan de mantenimiento de los paneles FV consiste en:

- Limpiar con agua (sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos), la superficie del panel; además, no se recomienda hacerlo en horas sol pico críticas aproximadamente entre 12:00 pm a 2:00 pm para evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el panel.
- Inspección visual de las posibles degradaciones del panel.
- Revisar el estado de las conexiones eléctricas y mecánicas de los paneles, filas, inversores, tableros, etc. Para evitar sulfatación y oxidación de los elementos.
- Mantener rotulados e identificados los equipos, las terminales o cables (polo positivo, negativo y tierra), dispositivos de protección, paneles FV,

voltajes de operación, advertencias sobre choques eléctricos y áreas de peligro.

- Controlar, si fuera posible mediante termografía infrarroja, puntos calientes fuera de rango presentes en el panel, principalmente en época de verano.

### **3.2.6. Mantenimiento de la estructura de soporte**

La estructura de soporte de los paneles está fabricada principalmente con perfiles de acero inoxidable y tornillería galvanizada o inoxidable que requieren mantenimiento de preferencia anticorrosivo. El mantenimiento debe realizarse por lo menos 2 veces al año y consiste en:

- Comprobación de posibles degradaciones o deformaciones de la estructura.
- Comprobar el estado de las fijaciones de la estructura y apretado de la tornillería.
- Comprobar el estado de fijación de los paneles y la estructura.
- Comprobar las conexiones de toma a tierra.
- Comprobar el correcto anclaje de cajas, inversores, etc.
- Revisar la presencia de agua que pueda afectar los equipos por medio de la condensación.
- Inspeccionar etiquetas de identificación de los equipos y de advertencia de peligro.
- Revisar la firmeza de apriete de los conductores en DC y AC.

### **3.2.7. Mantenimiento de los inversores**

Los inversores son equipos delicados y como tal requieren trabajo de mantenimiento por lo menos 2 a 4 veces al año, el mantenimiento consiste en lo siguiente:

- Antes de empezar tomar las medidas pertinentes debido a que los equipos se mantienen energizados, por lo que se recomienda desconectarlos antes.
- Lectura de datos archivados en el inversor o por medio del PC, controlando los parámetros de tensión, corriente, potencia, alarmas, etc.
- Limpieza de las rejillas protectoras de entrada y salida de aire (en caso de ser accesible).
- Limpieza de los disipadores de calor del componente de potencia (en caso de ser posible).
- Inspección de polvo, suciedad, humedad y filtraciones de agua en el interior del armario.
- Revisar bornes y conexiones y si es necesario cambiar las piezas deterioradas o elementos oxidados.
- Inspeccionar etiquetas de identificación de los equipos y de advertencia de peligro.
- Revisar el funcionamiento de los dispositivos de protección.
- Comprobar el funcionamiento de la desconexión principal.

### **3.2.8. Mantenimiento de las líneas eléctricas AC, red de tierra y pararrayos**

La conservación de la instalación eléctrica depende del correcto funcionamiento y mantenimiento; también, mantener los valores y condiciones

del sistema de protección dentro de los límites de seguridad, es una tarea que requiere una serie puntos importantes:

- Mantenimiento, para cables 1 vez al año, para red de tierras entre 1 a 2 años y para pararrayos entre 2 a 3 años, pero se pueden a realizar las 3 actividades el mismo año.
- Desconectar los equipos previamente al mantenimiento para evitar riesgo eléctrico.
- Limpieza superficial de los equipos, clavijas, mecanismos, etc.
- Comprobar el estado de aislamiento de los conductores en AC, red de tierras, pararrayos, etc.
- Comprobar el estado de empalmes, conexiones y accesorios que presenten sulfatación y oxidación.
- Limpiar y apretar bornes y terminales de conexión.
- Comprobar los dispositivos de protección termomagnéticos, diferencial, de sobrecorriente.
- Revisar la línea principal, derivaciones y conexiones de toma tierra mediante inspección visual de sulfatación y oxidación.
- Comprobar continuidad de la red de tierra de preferencia en época seca.
- Medir el valor de la resistencia de la puesta a tierra para saber si los valores aun están dentro de la norma.
- Regado de la toma de tierra, en caso exista un aumento de la resistencia.
- Revisar los conductores y conexiones de pararrayos mediante inspección visual.

Finalmente, el mantenimiento correctivo se realizará cuando el mantenimiento preventivo sea insuficiente o falle provocando un mal funcionamiento, provocando pérdidas parciales o totales del sistema.

## CONCLUSIONES

1. El diseño propuesto brinda información suficiente, simple y sencilla para desarrollar y diseñar un sistema de generación fotovoltaica conectado a red.
2. Se determinó que los espacios disponibles en las azoteas de cada edificio son capaces de generar energía eléctrica suficiente para cubrir las necesidades de consumo eléctrico de cada edificio; la potencia de generación máxima que se puede generar en las azotea del edificio S3 y S6 es de 132,6 kilovatios pico y para el edificio S8 es de 123,4 kilovatios pico.
3. Con el proyecto se obtuvieron los valores de energía necesarios de generación para cubrir la demanda de autoconsumo de los tres edificios: para el edificio S3 el valor de 57,1 kilovatios pico, para el edificio S6 de 65,0 kilovatios pico y para el edificio S8 de 10,7 kilovatios pico. El valor total de la energía generada por los tres edificios es de 132,8 kilovatios pico.
4. La inversión necesaria para la construcción del sistema de generación fotovoltaica para el edificio S3 es de Q 1 172 422,31, para el edificio S6 es de Q 1 171 322,63 y para el edificio S8 es de Q 308 121,01. Esta inversión es recuperable a mediano plazo: para el edificio S3 de 9 años, para el edificio S6 de 10 años y para el edificio S8 de 16 años. Este último edificio tiene un tiempo de recuperación considerable haciéndolo poco rentable.

5. Los resultados obtenidos por medio del cálculo de la tasa interna de retorno y del valor presente neto indican que el proyecto es viable y conveniente para los edificios S3 y S6, no así para el edificio S8 que tiene un tiempo de recuperación de 16 años, haciendo que sea poco rentable.
6. El valor del kilovatio pico instalado para este sistema de generación fotovoltaica de autoconsumo conectado a red para el edificio S3 es de USD 2 258,58, para el edificio S6 es de USD 2 256,72 y para el edificio S8 es de USD 3 561,84, valores obtenidos a partir de una tasa de cambio promedio con fecha 31 marzo del año 2016 de Q 7,71 x 1 USD.
7. El valor total estimado de los 3 edificios por concepto de ahorro de dióxido de carbono y el equivalente a barriles de petróleo liberados a la atmósfera durante un año es de 64 912,3 kg de CO<sub>2</sub> (64,91 toneladas de CO<sub>2</sub>), equivalentes a 386,29 barriles de petróleo por año.
8. Para este proyecto la inversión necesaria para convertir el sistema fijo a un sistema móvil con seguidor solar de un eje, es bastante parejo. Mientras que el tiempo de recuperación se ve reducido entre 1 a 2 años para los edificios S3 y S6, utilizando 5 inversores y para el edificio S8 el tiempo de recuperación se reduce de 16 a 10 años.

## RECOMENDACIONES

1. En este proyecto que está formado por tres edificios, se recomienda utilizar el espacio disponible en las azoteas, debido a que los espacios son suficientes para que cada edificio pueda generar su propia energía eléctrica por medio de los paneles fotovoltaicos, principalmente los edificios S3 y S6, debido a que los resultados de ahorro en el costo de energía eléctrica y el tiempo de recuperación de la inversión son alentadores y satisfactorios.
2. Con base en los de costo y beneficio se recomienda elegir dos de tres edificios: los edificios S3 y S6, debido a que el edificio S8 no contiene aulas donde se imparten clases; por lo tanto, su consumo eléctrico es relativamente bajo, comparados con los dos recomendados.
3. Realizar un proyecto piloto que abarque uno o la totalidad de los edificios de este proyecto, con el objetivo de obtener valores estimados de energía eléctrica generada y consumida y a la vez obtener datos estadísticos que indiquen la rentabilidad y beneficios que se obtendrían al realizar varios proyectos de este tipo dentro o fuera de la universidad.
4. Para prolongar la vida útil del sistema se recomienda realizarle como mínimo 4 servicios de mantenimientos durante el año, principalmente a los paneles fotovoltaicos, para evitar pérdidas por sombreado y contaminación en la superficie del panel.



## BIBLIOGRAFÍA

1. *ABC de los sistemas de puesta a tierra y pararrayo*. [en línea]. <[http://massatierra.net/download/ABC\\_Sistemas\\_PuestaTierra\\_y\\_Pararrayos\\_v03-03-12.pdf](http://massatierra.net/download/ABC_Sistemas_PuestaTierra_y_Pararrayos_v03-03-12.pdf)>. [Consulta: 15 de marzo de 2015].
2. ABELLA, Miguel Alonso. *Dimensionado de sistema fotovoltaicos*. Tesis de Master en Energías Renovables y Mercado Energético. España: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, 2005. 73 p.
3. Academia. *Protección externa contra rayos*. [en línea] <[http://www.academia.edu/5515821/Esfera\\_Rodante](http://www.academia.edu/5515821/Esfera_Rodante)>. [Consulta: 13 de marzo de 2015].
4. BARRERO FRANCO, Walter Isaac; RIVERA CASTRO, Frank Rudy Alberto; RODRIGUEZ SOTO, Ana Marcella. *Diseño de un prototipo de suministro eléctrico proveniente de paneles solares a los edificios de la FIA-UES*. El Salvador: Universidad de El Salvador, Facultad de Ingeniería y Arquitectura, 2011. 242 p.
5. BLANCO SARDINERO, Israel. *Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial*. Tesis de Ingeniería Técnica Industrial. Universidad Carlos III de Madrid, España, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2010. 154 p.

6. Buenastareas. *Técnicas de evaluación de la inversión en activos no circulantes*. [en línea]. <<http://www.buenastareas.com/ensayos/Tecnicas-De-Evaluacion-De-La-Inversion/2726035.html>>. [Consulta: 5 de mayo de 2015].
7. DE LEÓN MORALES, Víctor Herbert. *Generación eléctrica fotovoltaica en la Facultad de Ingeniería USAC y estudio del aprovechamiento*. Tesis Maestría en Ciencias y Tecnología del Medio Ambiente. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2008. 127 p.
8. HARPER, Gilberto. *El abc de las instalaciones eléctricas en sistemas eólicos y fotovoltaicos*. México: Limusa, 2011. 368 p.
9. EPM. *Medida de resistividad eléctrica del suelo*. [en línea]. <[https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro\\_de\\_documentos/proveedores\\_y\\_contratistas/normas\\_y\\_especificaciones/normas\\_aereas/grupo\\_6\\_Normas\\_de\\_montajes\\_complementarios/RA6-014MEDIDADERESISTIVIDAD\\_V3.pdf](https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/proveedores_y_contratistas/normas_y_especificaciones/normas_aereas/grupo_6_Normas_de_montajes_complementarios/RA6-014MEDIDADERESISTIVIDAD_V3.pdf)>. [Consulta: 20 de marzo de 2015].
10. FERNÁNDEZ FERICHOLA, Julio. *Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil*. Universidad Carlos III de Madrid, España, Departamento de Ingeniería Eléctrica. 2010. 153 p.

11. GUARDIOLA PARERA, Roger. *Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de 1,1 MW*. Escola Técnica Superior Enginyeria, España: Departament d'Enginyeria Electrónica Eléctrica i Automática, 2008. 279 p.
12. Idsprotec. *Protección externa contra rayo*. [en línea]. <<http://www.idsprotec.com/externa.htm>>. [Consulta: 13 de marzo de 2015].
13. Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología, INSIVUMEH [en línea]. <<http://www.insivumeh.gob.gt/>>. [Consulta: 15 de junio de 2014].
14. JOACHÍN BARRIOS, Carmencito de Los Ángeles. *Diseño de un sistema fotovoltaico aislado, para el suministro de energía eléctrica a la comunidad rural de Buena Vista, San Marcos*. Trabajo de graduación de Ingeniería Química. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2008. 284 p.
15. MARTÍNEZ GÓMEZ, Elisa. *Diseño de una planta generadora solar fotovoltaica de 20MW*. Tesis de Ingeniero Eléctrico-Electrónico. Universidad Nacional Autónoma de México, México, Facultad de Ingeniería, 2012. 289 p.
16. Ministerio de Ciencia y Tecnología. *Cálculo de las caídas de tensión*. [en línea]. <[www.sainel.es/intraweb/buscadocman/lanzar.php?idarch=5921](http://www.sainel.es/intraweb/buscadocman/lanzar.php?idarch=5921)>, septiembre 2003. [Consulta: 5 de agosto de 2014].

17. MOLINA CASTAÑEDA, José Estuardo. *Criterios para selección, diseño, montaje y comparación de costos en pararrayos para edificaciones aplicados en Guatemala*. Trabajo de graduación de Ingeniería Mecánica Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2004. 137 p.
18. MORA FLÓREZ, Juan José. *Perturbaciones en la onda de tensión*. Universidad de Girona, España, 2003. 43 p.
19. LETONA EMBEITA, Mario Andrés. *Proyecto de generación de energía eléctrica e inyección hacia la red distribuidora de energía eléctrica proveniente de módulos fotovoltaicos en los edificios TEC de la Universidad Rafael Landívar*. Tesis Licenciatura en Ingeniería Química Industrial. Universidad Rafael Landívar, Facultad de Ingeniería Química Industrial, 2014. 136 p.
20. NEAGU, Serban y CAMPERO, Eduardo. *Instalaciones eléctricas: conceptos básicos y diseño*. México: ediciones Alfaomega, 1992. 240 p.
21. New Mexico State University. *Sistemas de energía otovoltaica y el código eléctrico nacional*. [en línea]. <<http://www.nmsu.edu/~tdi/pdf-resources/SpanishNEC.pdf>>. [Consulta: 18 de enero de 2015].
22. NFPA 780. *Norma para la instalación de sistemas de protección contra rayos*. Estados Unidos: editorial Grupo 3 Américas, 2008. 74 p.

23. PINTO, Patricia. *Sistema de puesta a tierra*. [en línea]. <<http://resistividaddepuestatierraen.blogspot.com/2012/09/medicion-de-resistividad.html>>. [Consulta: 12 de mayo de 2015].
24. PRAT VIÑAS, Luis. *Dimensionado de sistemas fotovoltaicos*. Universidad Politécnica de Catalunya, Barcelona, España: Departamento de Ingeniería Electrónica, 2013. 61 p.
25. QUESHUAYLLO CANCHA, Wilbert Rene. *Diseño y ejecución de una puesta a tierra de baja resistencia*. Universidad Nacional de San Marcos. Lima Perú: Facultad de Ciencias Físicas, 2005. 31 p.
26. SANCHEZ JUAREZ, Aaron. *Sistemas de energía fotovoltaica y el Código Eléctrico Nacional*. Universidad Nacional Autónoma de México, México: Centro de Investigación en Energía, 2012. 88 p.
27. SULÁ SUL, Luis Fernando. *Subestación eléctrica y alimentadores (ducto barra) del edificio de apartamentos torre 14 Dielcom, S.A.* Trabajo de graduación de Ingeniería Mecánica Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2014. 122 p.
28. Universidad de Salamanca. *Seguridad eléctrica de plantas fotovoltaicas con conexión en baja tensión*. [en línea]. <[http://electricidad.usal.es/Principal/Circuitos/Descargas/Seguridad\\_en\\_PFotovoltaicas.pdf](http://electricidad.usal.es/Principal/Circuitos/Descargas/Seguridad_en_PFotovoltaicas.pdf)>. [Consulta: 6 de mayo de 2015].

29. Universidad del Valle de Guatemala. *Informe técnico seguimiento proyecto piloto de eficiencia energética, generación fotovoltaica*. Guatemala: UVG, 2013. 91 p.
30. VEGAS P., Alberto. *Diseño de una instalación fotovoltaica de 20 kW en un edificio*. Proyecto de fin de carrera (Ingeniería técnica industrial – electricidad). Madrid: Universidad Carlos III, 2009. 181 p.
31. Yuba. Tutorial *Instalación fotovoltaica para vivienda*. [en línea]. <<http://www.yubasolar.net/2015/02/tutorial-instalacion-solar-fotovoltaica.html>>. [Consulta: 15 de abril de 2014].

## APÉNDICES

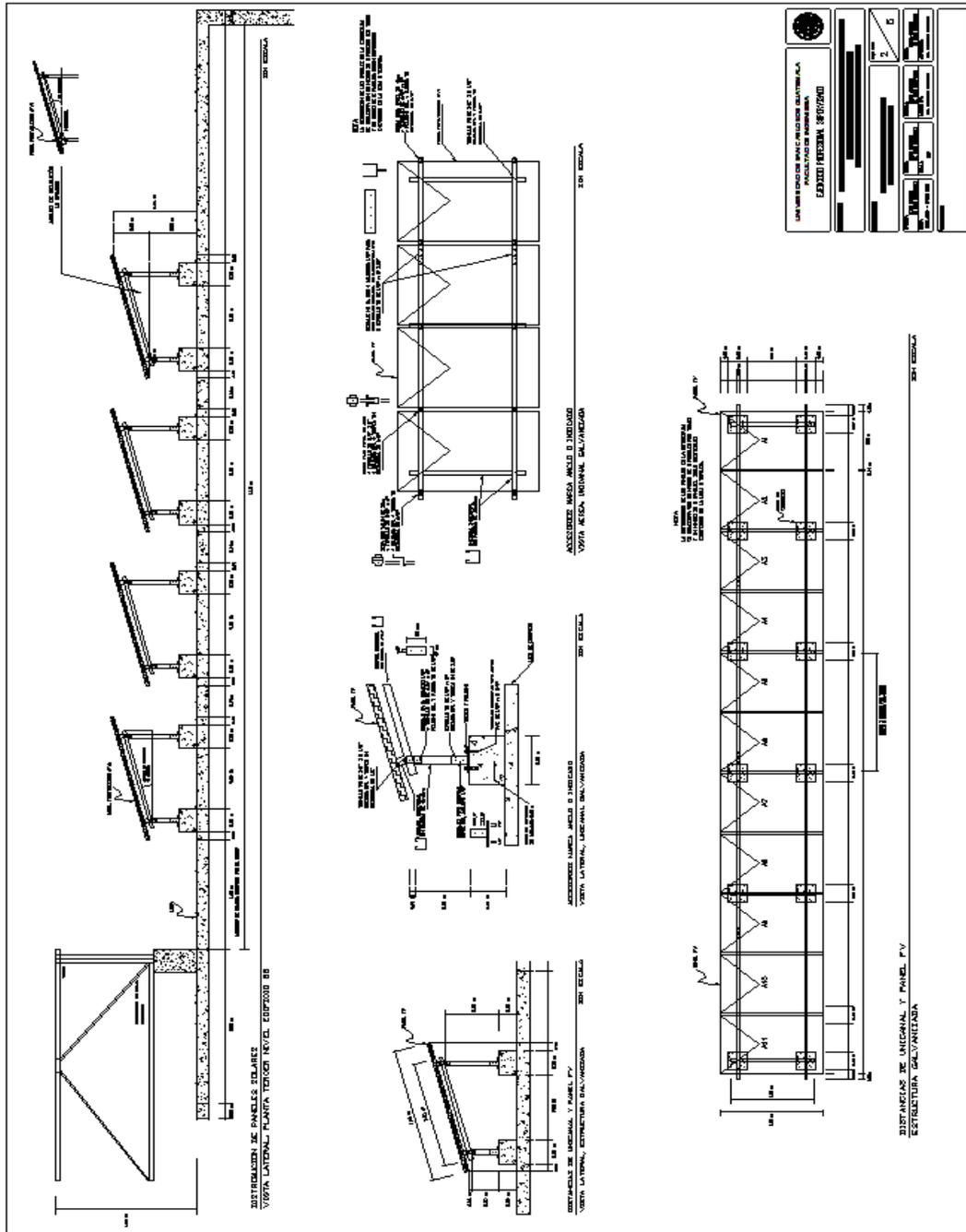
### Apéndice 1. Relámpagos y truenos por estación en Guatemala

Estación	Relámpago	Trueno
Cahabón Alta Verapaz	34,80	40,00
Camantulul, Escuintla	39,11	68,90
Camotán, Chiquimula	120,25	33,32
Catalina, San Marcos	81,00	62,83
Chiguilá Chichicastenango, Quiché	3,75	18,00
Chinique, Quiché	12,00	16,00
Chixoy Chicamán	3,08	14,83
Chojolá Mazatenango, Suchitepéquez	36,29	52,80
Chupadero, Escuintla	107,80	113,40
Cobán, Alta Verapaz	38,40	53,17
Cubulco, Baja Verapaz	72,33	23,00
Cuilco, Huehuetenango	4,67	96,83
El Porvenir La Libertad, Petén	35,60	31,00
El Tablón, Sololá	35,00	39,29
Esquipulas, Chiquimula	37,00	67,75
Huehuetenango	57,70	63,50
ICTA Chimaltenango	162,88	65,89
<b>La Aurora, Guatemala</b>	<b>57,67</b>	<b>69,00</b>
La Ceibita, Chimaltenango	156,00	34,00
La Fragua, Zacapa	49,90	64,42
La Unión, Zacapa	117,67	64,82
Labor Ovalle, Quetzaltenango	12,00	65,71
Las Vegas, Izabal	52,75	42,78
Los Esclavos, Santa Rosa	85,75	87,75
Montúfar, Jutiapa	29,30	60,33
Morazán, El Progreso	182,92	114,09
Nebaj, Quiché	63,64	53,80
Pasabién Río Hondo, Zacapa	129,17	11,00
Puerto Barrios, Izabal	77,75	116,75
Puerto San José, Escuintla	84,70	119,33
Quezada, Jutiapa	48,67	46,38
Retalhuleu, Retalhuleu	20,00	157,92
Sabana Grande, Escuintla	5,67	17,00
Sacapulas, Quiché	5,33	15,33
San Agustín Chixoy, Alta Verapaz	49,00	29,00
San Jerónimo, Baja Verapaz	4,38	13,75
San Marcos, San Marcos	1,00	25,50
San Martín Jilotepeque, Chimaltenango	75,22	58,45
San Miguel Acatán, Huehuetenango	58,00	47,50
San Pedro Necta, Huehuetenango	6,40	71,11
Santa Cruz Balanyá, Chimaltenango	19,00	55,67
Santiago Atitlán, Sololá	2,22	39,56
Soloma San Pedro, Huehuetenango	28,00	56,20
Suiza Contenta, Sacatepequez	22,60	30,50
Tikal, Petén	158,00	107,40

Fuente: elaboración propia.

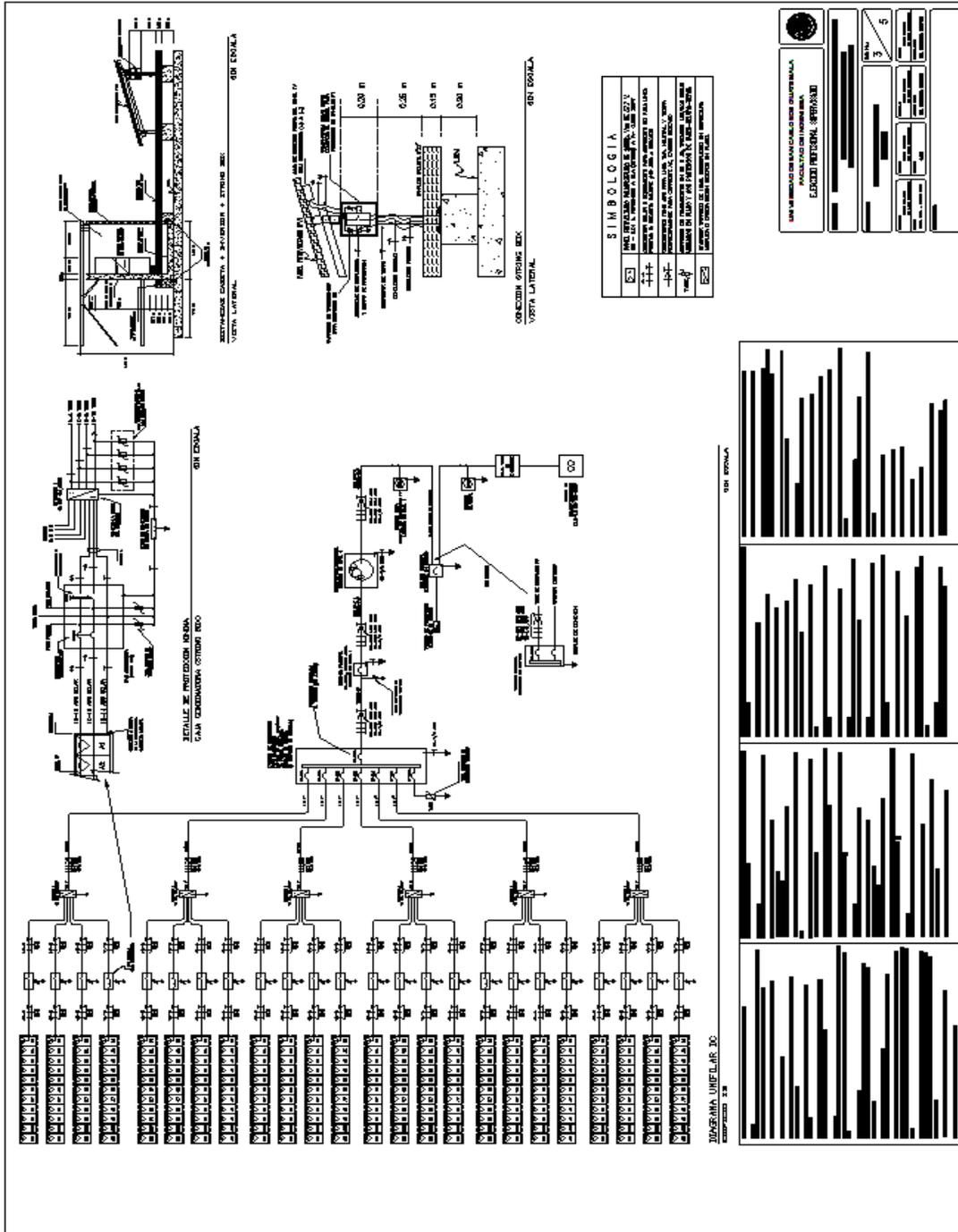


### Apéndice 3. Plano de estructura de soporte



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

# Apéndice 4. Plano de diagrama unifilar



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.



## Apéndice 6. Lista de materiales por edificio

Material panel FV + Inversor cable + accesorios	Unidades edificio S3	Unidades edificio S8	Unidades edificio S3	Costo unitario (Q)
Cable de cobre fotovoltaico # 10 AWG USE-2 75C	1 555	1 436	248	12,80
Cable de cobre fotovoltaico # 14 AWG USE-2 75C	778	718	124	7,20
Cinchos plásticos de 5"	282	282	50	0,36
Cinta de aislar Scotch +33	8	8	4	29,40
Conectores MC4 hembra	277	264	44	10,00
Conectores MC4 macho	277	264	44	10,00
Inversor trifásico de 10 kW, 120/208 V	6	6	1	23 184,00
Panel solar de 255 Wp policristalino	264	264	44	1 863,68
<b>Material para segmento inversor + tablero de inversores</b>				
Breaker 3x30A para filas o <i>strings</i>	6	6	2	257,90
Cable de cobre # 10 THHN AWG para inversores	163	148	12	3,90
Cable de cobre # 6 THHN, para inversores	334	304		9,67
Cable de cobre # 8 THHN, para inversores	317	288	48	6,30
Cajas combinadoras compacta SL series para 6 <i>strings</i>	25	24	4	1 000,00
Cajas cuadradas 10"x10"	4	4		80,00
Conectores ducton 1 1/4"	15	15	4	67,37
Coplas conduit galvanizado 1 1/4	30	30	9	12,10
Fusibles fotovoltaicos DF electric 15 A, 1 000 V DC				25,00
interruptor o cortacircuito de 20 A de 3 polos 1 000 V DC	25	24	4	100,00
Porta fusibles FV, 2 polos, con indicador, 1 000 V DC				75,00
Sierras para metal	5	5	5	12,00
Tornillos # 8 x 1/2"	16	16		1,50
Tubo conduit galvanizado 1"	30	30	9	90,25
Varistor para 15 amperios, para <i>strings</i>	24	24	4	250,00
Varistor para 200 amperios, tablero de inversores	1	1	1	1 000,00
Varistor para 50 amperios, para inversor	6	6	1	500,00
Vueltas conduit galvanizado 1 1/4"	15	15	4	53,10
<b>Alimentador tablero inversores a red eléctrica</b>				
Canaleta metálica 4"x6"	3	3		121,47
Cable de cobre # 1/0 THHN AWG, tab-red	72	69		37,90
Cable de cobre # 10 THHN AWG, tab-red			40	3,90
Cable de cobre # 250 THHN AWG, tab-red	286	276		84,89
Cable de cobre # 6 THHN AWG, tab-red			160	9,67
Codo para canaleta metálica 4"x6"	3	3		63,50
Interruptor diferencial para 200 A, acometida	1	1	1	3 270,00
Interruptor diferencial para 50 A, acometida S8				1 635,00
<b>Tablero principal + tubería + accesorios</b>				
Breaker 3x200 A, tablero inv	1	1		1 093,74
Breaker principal + caja de 3x200 A, red	1	1		1 233,22
Conectores conduit galvanizados 4"	3	3		5,20
Contador + caja socket para medición FV	1	1	1	3 237,64
Coplas conduit galvanizado 4"	23	23		105,18
Tablero centro de carga, barras 100 A, 12 polos 120/208 V			1	834,40
Tablero industrial trifásico, barras 400 A, 30 polos 120/208 V	1	1		1 122,98
Tubo conduit galvanizado 3"	23	23		372,96
Vueltas conduit galvanizado 3"	3	3		524,38
<b>Pararrayos</b>				
Abrazaderas de cable M-8 Ingesco	125	125	125	110 00
Adaptador cabeza-mástil de 2" Ingesco	2	2	2	550 00
Arandelas planas de 1/2" galvanizadas	8	8	8	1 25
Base soporte de 2" Ingesco	2	2	2	335 00

Continuación apéndice 6.

Cable trenzado 50 o 70 mm Ingesco calibre (2/0)	250	250	250	55 00
Caja para junta de prueba Ingesco	4	4	4	550 00
Coplas para cable tipo T Ingesco	2	2	2	280 00
Coplas para cable tipo X Ingesco	8	8	8	300 00
Mástil de 6 metros Ingesco	2	2	2	3 400 00
Protector de cable	2	2	2	390 00
Punta Ingesco PDC (pararrayo)	2	2	2	22 475 00
Roldanas de presión de 1/2" galvanizadas	8	8	8	1 25
Soldaduras <i>Cadweld</i>	24	24	24	57 47
Tarugos de expansión de 1/2"	8	8	8	7 50
Puente de comprobación modelo 25001 G	1	1	1	550 00
Tornillos de 1/2"x2" galvanizados	8	8	8	3 50
Varilla de cobre UL 5/8" x 8'	4	4	4	193 00
<b>Caseta (opcional)</b>				
Cable de cobre # 10 THHN AWG (iluminación)	143	143	44	3 90
Cable de cobre # 12 THHN AWG (iluminación)	72	72	44	2 24
Cajas octogonales	6	6	2	2 13
Cajas rectangulares tipo pesada 4"x6"	9	9	9	6 23
Conectores conduit galvanizados 3/4"	26	26	11	1 88
Coplas conduit galvanizado 3/4"	26	26	11	5 97
Interruptor simple o sencillo + placa para interruptor	3	3	1	20 02
Lámpara ahorrador 25 W	6	6	2	26 64
Plafoneras	6	6	2	5 16
Tomacorriente doble polarizado 120V	6	6	2	19 89
Tubo Conduit galvanizado de 3/4"	26	26	11	52 64
<b>Estructura metálica</b>				
Abrazaderas tipo grapa para malla + tornillo + acc	68	68	11	50,00
Bases de concreto 0,30x0,30x0,20 m	341	339	59	9,00
Block de 0,20x0,10x0,20 m	39	40	44	4,50
Brocas para concreto de 1/2"	34	67	11	14,53
Brocas para metal de 1/2"	89	90	15	14,53
Brocas para metal de 3/8"	5	6	1	18,03
Canaleta metálica tipo parrilla o guileta / 3 m longitud	29	29	5	200,00
Herraje HA 10 de 4 agujeros de 1/2"	146	148	24	34,98
Herraje HA 9, agujero de 1/2"	676	672	112	22,04
Herraje para unicanal serie HN1, agujero 1/2"	338	340	56	10,00
Omega para fijar panel FV de 40 mm	623	612	112	17,00
Remates para unicanal de PVC de 40x40 mm HS 02	446	448	72	12,00
Roldana plana galvanizada RPL de 1/2" (13 mm)	2 228	2 239	368	0,57
Roldana plana galvanizada RPL de 3/8"	731	724	128	0,24
Tornillo expansivo tipo arpón AAC de 1/2" x 2 3/4"	680	1 344	224	5,43
Tornillo TG de 1/2" x 2 1/2"	876	887	144	4,64
Tornillo TG de 1/2" x 3"	1 352	1 352	224	5,57
Tornillo TG de 3/8" x 2"	731	724	128	2,01
Tuerca hexagonal galvanizada TH 1/2" (13 mm)	2 228	2 239	368	0,67
Tuerca hexagonal galvanizada TH 3/8"	731	724	128	0,28
Unicanal industrial sin ranuras de 40x40 mm	308	310	52	73,50
Zeta para fijar panel FV de 40 mm	108	112	16	17,00

Fuente: elaboración propia.

## Apéndice 7. Costo de materiales por edificio

Material panel FV + Inversor cable + accesorios	Costo por renglón edificio S3 (Q)	Costo por renglón edificio S6 (Q)	Costo por renglón edificio S8 (Q)
Cable de cobre fotovoltaico # 10 AWG USE-2 75C	20 108,21	18 564,61	3 206,14
Cable de cobre fotovoltaico # 14 AWG USE-2 75C	5 655,43	5 221,30	901,73
Cinchos plásticos de 5"	102,54	102,54	18,18
Cinta de aislar Scotch +33	237,55	237,55	118,78
Conectores MC4 hembra	2 799,72	2 666,40	444,40
Conectores MC4 macho	2 799,72	2 666,40	444,40
Inversor trifásico de 10 kW, 120/208 V	140 495,04	140 495,04	23 415,84
Panel solar de 255 Wp policristalino	496 931,64	496 931,64	82 821,94
<b>Material para segmento inversor + tablero de inversores</b>			
Breaker 3x30A para filas o strings	1 562,87	1 562,87	520,96
Cable de cobre # 10 THHN AWG para inversores	641,27	582,97	47,27
Cable de cobre # 6 THHN, para inversores	3 265,98	2 969,08	-
Cable de cobre # 8 THHN, para inversores	2 015,80	1 832,54	305,42
Cajas combinadoras compacta SL series para 6 strings	25 452,00	24 240,00	4 040,00
Cajas cuadradas 10"x10"	323,20	323,20	-
Conectores ducton 1 1/4"	1 020,66	1 020,66	272,17
Coplas conduit galvanizado 1 1/4	366,63	366,63	109,99
Fusibles fotovoltaicos DF electric 15 A, 1 000 V DC	2 545,20	2 424,00	404,00
interruptor o cortacircuito de 20 A de 3 polos 1 000 V DC	60,60	60,60	60,60
Porta fusibles FV, 2 polos, con indicador, 1 000 V DC	24,24	24,24	-
Sierras para metal	2 734,58	2 734,58	820,37
Tornillos # 8 x 1/2"	6 060,00	6 060,00	1 010,00
Tubo conduit galvanizado 1"	1 010,00	1 010,00	1 010,00
Varistor para 15 amperios, para strings	3 030,00	3 030,00	505,00
Varistor para 200 amperios, tablero de inversores	804,47	804,47	214,52
Varistor para 50 amperios, para inversor			
Vueltas conduit galvanizado 1 1/4"	368,05	368,05	-
<b>Alimentador tablero inversores a red eléctrica</b>			
Canaleta metálica 4"x6"	-	-	157,56
Cable de cobre # 1/0 THHN AWG, tab-red	24 521,33	23 663,94	-
Cable de cobre # 10 THHN AWG, tab-red	-	-	1 562,67
Cable de cobre # 250 THHN AWG, tab-red	192,41	192,41	-
Cable de cobre # 6 THHN AWG, tab-red	3 302,70	3 302,70	3 302,70
Codo para canaleta metálica 4"x6"	-	-	-
<b>Tablero principal + tubería + accesorios</b>			
Breaker 3x200 A, tablero inv	1 104,68	1 104,68	-
Breaker principal + caja de 3x200 A, red	1 245,55	1 245,55	-
Conectores conduit galvanizados 4"	15,76	15,76	-
Contador + cajaj socket para medicion FV	3 270,02	3 270,02	3 270,02
Coplas conduit galvanizado 4"	2 443,33	2 443,33	-
Tablero centro de carga, barras 100A, 12 polos 120/208 V	-	-	842,74
Tablero industrial trifasico, barras 400 A, 30 polos 120/208 V	1 134,21	1 134,21	-
Tubo conduit galvanizado 3"	8 663,86	8 663,86	-
Vueltas conduit galvanizado 3"	1 588,87	1 588,87	-
<b>Pararrayos</b>			
Abrazaderas de cable M-8 Ingesco	13 887,50	13 887,50	13 887,50
Adaptador cabeza-mástil de 2" Ingesco	1 111,00	1 111,00	1 111,00
Arandelas planas de 1/2" galvanizadas	10,10	10,10	10,10
Base soporte de 2" Ingesco	676,70	676,70	676,70
Cable trenzado 50 o 70 mm Ingesco calibre (2/0)	13 887,50	13 887,50	13 887,50
Caja para junta de prueba Ingesco	2 222,00	2 222,00	2 222,00

Continuación apéndice 7.

Coplas para cable tipo T Ingesco	565,60	565,60	565,60
Coplas para cable tipo X Ingesco	2 424,00	2 424,00	2 424,00
Mástil de 6 metros Ingesco	6 868,00	6 868,00	6 868,00
Protector de cable	787,80	787,80	787,80
Punta Ingesco PDC (pararrayo)	555,50	555,50	555,50
Roldanas de presión de 1/2" galvanizadas	41 359,50	41 359,50	41 359,50
Soldaduras <i>Cadweld</i>	10,10	10,10	10,10
Tarugos de expansión de 1/2"	1 393,07	1 393,07	1 393,07
Puente de comprobación modelo 25001 G	60,60	60,60	60,60
Tornillos de 1/2"x2" galvanizados	28,28	28,28	28,28
Varilla de cobre UL 5/8" x 8'	779,72	779,72	779,72
<b>Caseta (opcional)</b>			
Cable de cobre # 10 THHN AWG (iluminación)	563 28	563 28	173 32
Cable de cobre # 12 THHN AWG (iluminación)	161 76	161 76	99 55
Cajas octogonales	12 91	12 91	4 30
Cajas rectangulares tipo pesada 4"x6"	56 63	56 63	56 63
Conectores conduit galvanizados 3/4"	49 37	49 37	20 89
Coplas conduit galvanizado 3/4"	156 77	156 77	66 33
Interruptor simple o sencillo + placa para interruptor	60 66	60 66	20 22
Lámpara ahorrador 25 W	161 44	161 44	53 81
Plafoneras	31 27	31 27	10 42
Tomacorriente doble polarizado 120V	120 53	120 53	40 18
Tubo Conduit galvanizado de 3/4"	1 382 33	1 382 33	584 83
<b>Estructura metálica</b>			
Abrazaderas tipo grapa para malla + tornillo + acc	2 828,00	2 828,00	454,50
Bases de concreto 0,30x0,30x0,20 m	981,47	1 007,73	167,41
Block de 0,20x0,10x0,20 m	114,23	117,16	128,88
Brocas para concreto de 1/2"	865,84	895,19	146,75
Brocas para metal de 1/2"	1 203,37	1 218,05	190,78
Brocas para metal de 3/8"	91,05	91,05	18,21
Canaleta metálica tipo parrilla o guileta / 3 m longitud	6 504,40	6 504,40	1 131,20
Herraje HA 10 de 4 agujeros de 1/2"	5 016,83	5 016,83	847,92
Herraje HA 9, agujero de 1/2"	13 178,16	13 534,32	2 137,00
Herraje para unicanal serie HN1, agujero 1/2"	3 030,00	3 151,20	484,80
Omega para fijar panel FV de 40 mm	8 104,24	8 155,75	1 339,26
Remates para unicanal de PVC de 40x40 mm HS 02	4 702,56	4 993,44	727,20
Roldana plana galvanizada RPL de 1/2" (13 mm)	1 176,73	1 201,49	193,44
Roldana plana galvanizada RPL de 3/8"	136,71	141,32	21,82
Tornillo expansivo tipo arpón AAC de 1/2" x 2 3/4"	6 493,41	6 663,42	1 052,99
Tornillo TG de 1/2" x 2 1/2"	3 992,81	4 006,87	674,84
Tornillo TG de 1/2" x 3"	6 705,83	6 930,86	1 080,13
Tornillo TG de 3/8" x 2"	1 144,98	1 183,55	182,71
Tuerca hexagonal galvanizada TH 1/2" (13 mm)	1 383,17	1 414,30	227,37
Tuerca hexagonal galvanizada TH 3/8"	159,50	164,87	25,45
Unicanal industrial sin ranuras de 40x40 mm	23 977,91	23 903,67	4 231,40
Zeta para fijar panel FV de 40 mm	1 579,64	1 854,36	206,04
Imprevistos	11 988,05	11 974,87	1 762,43
<b>Costo total de materiales</b>	<b>971 032,42</b>	<b>969 964,74</b>	<b>236 753,12</b>

Fuente: elaboración propia.

## Apéndice 8. Estimación de la producción con PR de 85,0 % y 75,4 %

En la siguientes 3 tablas se muestran las comparaciones de los valores de la energía generada en kWh/mes, utilizando 2 valores de eficiencia, no olvidando que este proyecto se utilizó una eficiencia del 75.4 % (factor de pérdidas de 24.6 %).

### Energía generada con 2 valores de eficiencia edificio S3

Año 2014	No, días mes	HSP SWERA 2014	P <sub>INVERSORES</sub> kWp	E <sub>CONSUMIDA</sub> kWh/mes	E <sub>GENERADA</sub> kWh/mes PR=75,4 %	E <sub>GENERADA</sub> kWh/mes PR=85,0 %
Enero	31	6,026	67,32	2 220	9 482,1	10 689,4
Febrero	28	6,517	67,32	5 040	9 262,4	10 441,6
Marzo	31	6,823	67,32	9 040	10 736,2	12 103,2
Abril	30	6,419	67,32	7 120	9 774,7	11 019,2
Mayo	31	5,504	67,32	5 920	8 660,8	9 763,4
Junio	30	4,919	67,32	7 340	7 490,5	8 444,3
Julio	31	4,999	67,32	7 340	7 866,1	8 867,6
Agosto	31	5,198	67,32	7 340	8 179,2	9 220,6
Septiembre	30	5,058	67,32	9 280	7 702,2	8 682,9
Octubre	31	5,295	67,32	9 520	8 331,9	9 392,7
Noviembre	30	5,565	67,32	9 120	8 474,3	9 553,2
Diciembre	31	5,665	67,32	8 800	8 914,1	10 049,0
<b>Total</b>	<b>365</b>	<b>5,666</b>		<b>88 080,0</b>	<b>104 874,5</b>	<b>118 227,1</b>

Fuente: elaboración propia.

Porcentaje de la energía generada versus energía consumida:

- $E_{GENERADA} (PR= 75,4 \%) = 119,1 \%$  (valor esperado en el diseño)
- $E_{GENERADA} (PR= 85,0 \%) = 134,2 \%$  (valor optimista)

Continuación apéndice 8.

### Energía generada con 2 valores de eficiencia edificio S6

Año 2014	No, días mes	HSP SWERA 2014	P <sub>INVERSORES</sub> kWp	E <sub>CONSUMIDA</sub> kWh/mes	E <sub>GENERADA</sub> kWh/mes PR=75,4 %	E <sub>GENERADA</sub> kWh/mes PR=85,0 %
Enero	31	6,026	67,32	2 220	9 482,1	10 689,4
Febrero	28	6,517	67,32	9 480	9 262,4	10 441,6
Marzo	31	6,823	67,32	10 120	10 736,2	12 103,2
Abril	30	6,419	67,32	8 800	9 774,7	11 019,2
Mayo	31	5,504	67,32	7 600	8 660,8	9 763,4
Junio	30	4,919	67,32	8 336	7 490,5	8 444,3
Julio	31	4,999	67,32	8 336	7 866,1	8 867,6
Agosto	31	5,198	67,32	8 336	8 179,2	9 220,6
Septiembre	30	5,058	67,32	9 680	7 702,2	8 682,9
Octubre	31	5,295	67,32	9 560	8 331,9	9 392,7
Noviembre	30	5,565	67,32	8 920	8 474,3	9 553,2
Diciembre	31	5,665	67,32	8 640	8 914,1	10 049,0
<b>Total</b>	<b>365</b>	<b>5,666</b>		<b>100 028,0</b>	<b>104 874,5</b>	<b>118 227,1</b>

Fuente: elaboración propia.

Porcentaje de la energía generada versus energía consumida:

- $E_{GENERADA (PR= 75,4 \%)} = 104,8 \%$  (valor esperado en el diseño)
- $E_{GENERADA (PR= 85,0 \%)} = 118,2 \%$  (valor optimista)

Continuación apéndice 8.

### Energía generada con 2 valores de eficiencia edificio S8

Año 2014	No, días mes	HSP SWERA 2014	P <sub>INVERSORES</sub> kWp	E <sub>CONSUMIDA</sub> kWh/mes	E <sub>GENERADA</sub> kWh/mes PR=75,4 %	E <sub>GENERADA</sub> kWh/mes PR=85,0 %
Enero	31	6,026	11,22	1 220	1 580,4	1 781,6
Febrero	28	6,517	11,22	1 259	1 543,7	1 740,3
Marzo	31	6,823	11,22	1 545	1 789,4	2 017,2
Abril	30	6,419	11,22	1 418	1 629,1	1 836,5
Mayo	31	5,504	11,22	1 240	1 443,5	1 627,2
Junio	30	4,919	11,22	1 352	1 248,4	1 407,4
Julio	31	4,999	11,22	1 352	1 311,0	1 477,9
Agosto	31	5,198	11,22	1 352	1 363,2	1 536,8
Septiembre	30	5,058	11,22	1 461	1 283,7	1 447,1
Octubre	31	5,295	11,22	1 440	1 388,6	1 565,5
Noviembre	30	5,565	11,22	1 312	1 412,4	1 592,2
Diciembre	31	5,665	11,22	1 270	1 485,7	1 674,8
<b>Total</b>	<b>365</b>	<b>5,666</b>	11,22	<b>16 221,0</b>	<b>17 479,1</b>	<b>19 704,5</b>

Fuente: elaboración propia.

Porcentaje de la energía generada versus energía consumida:

- $E_{GENERADA (PR=75,4\%)} = 107,8\%$  (valor esperado en el diseño)
- $E_{GENERADA (PR=85,0\%)} = 121,5\%$  (valor optimista)

Apéndice 9. **Cálculo de la TIR y VPN durante 25 años para el edificio S3**  
**(PR= 75,4 %)**

Años	Tarifa media Q/kWh (incremento de 3 % c/5años)	E <sub>GENERADA</sub> kWh (degradación d e panel 0,8 % c/año)	Ingresos por energía generada Q	Gastos por mantenimiento (incremento de 2 % c/año) Q	Gasto por energía eléctrica consumida Q/kWh	Beneficio neto o flujos de efectivo Q	TIR (i=10 %)	VPN o VAN (i=7 %) Q
0					Inversión	(1 172 422,31)		
1	1,308	104 874,5	137 512,97	6 759,00	(23 203,97)	153 957,94	-	(1 028 536,38)
2	1,308	104 035,5	136 078,44	6 894,18	(20 869,80)	150 054,06	-	(897 473,36)
3	1,308	103 203,2	134 989,81	7 032,06	(19 781,17)	147 738,92	-	(776 874,39)
4	1,308	102 377,6	133 909,89	7 172,70	(18 701,25)	145 438,44	-22,58%	(665 920,10)
5	1,308	101 558,6	132 838,61	7 316,16	(17 629,97)	143 152,43	-13,73%	(563 854,40)
6	1,347	100 746,1	135 729,18	7 462,48	(17 064,28)	145 330,98	-7,54%	(467 014,23)
7	1,347	99 940,1	134 643,35	7 611,73	(15 978,45)	143 010,07	-3,20%	(377 954,74)
8	1,347	99 140,6	133 566,20	7 763,97	(14 901,30)	140 703,54	-0,06%	(296 064,00)
9	1,347	98 347,5	132 497,67	7 919,25	(13 832,77)	138 411,20	2,28%	(220 777,48)
10	1,347	97 560,7	131 437,69	8 077,63	(12 772,79)	136 132,85	4,06%	(151 574,44)
11	1,683	96 780,2	134 297,78	8 239,18	(12 072,93)	138 131,52	5,47%	(85 949,15)
12	1,683	96 006,0	133 223,39	8 403,97	(10 998,55)	135 817,97	6,58%	(25 644,35)
13	1,683	95 237,9	132 157,61	8 572,05	(9 932,76)	133 518,32	7,46%	29 761,01
14	1,683	94 476,0	131 100,35	8 743,49	(8 875,50)	131 232,36	8,16%	80 655,18
15	1,683	93 720,2	130 051,54	8 918,36	(7 826,70)	128 959,88	8,73%	127 396,17
16	1,734	92 970,5	132 881,46	9 096,72	(6 989,87)	130 774,61	9,21%	171 694,06
17	1,734	92 226,7	131 818,41	9 278,66	(5 926,82)	128 466,57	9,61%	212 363,29
18	1,734	91 488,9	130 763,86	9 464,23	(4 872,27)	126 171,91	9,94%	249 693,00
19	1,734	90 757,0	129 717,75	9 653,52	(3 826,16)	123 890,40	10,21%	283 949,73
20	1,734	90 030,9	128 680,01	9 846,59	(2 788,42)	121 621,85	10,44%	315 379,13
21	1,786	89 310,7	131 480,09	10 043,52	(1 811,75)	123 248,32	10,63%	345 145,21
22	1,786	88 596,2	130 428,25	10 244,39	(759,91)	120 943,77	10,80%	372 443,81
23	1,786	87 887,4	129 384,82	10 449,28	283,52	118 652,03	10,94%	397 473,08
24	1,786	87 184,3	128 349,74	10 658,26	1 318,60	116 372,89	11,06%	420 415,61
25	1,786	86 486,8	127 322,95	10 871,43	2 345,39	114 106,12	11,16%	441 439,57
	<b>Total</b>	<b>2 384 944,2</b>	<b>3 304 861,84</b>	<b>216 492,80</b>	<b>(247 469,90)</b>			

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 10. **Cálculo de la TIR y VPN durante 25 años para el edificio S6**  
**(PR= 75,4 %)**

Años	Tarifa media Q/kWh (incremento de 3 % c/5años)	E <sub>GENERADA</sub> kWh (degradación d e panel 0,8 % c/año)	Ingresos por energía generada Q	Gastos por mantenimiento (incremento de 2 % c/año) Q	Gasto por energía eléctrica consumida Q/kWh	Beneficio neto o flujos de efectivo Q	TIR (i=10 %)	VPN o VAN (i=7 %) Q
0					Inversión	(1 171 322,63)		
1	1,308	104 874,5	137 512,97	6 759,00	(7 060,37)	137 814,34	-	(1 042 524,18)
2	1,308	104 035,5	136 078,44	6 894,18	(5 241,82)	134 426,07	-	(925 111,24)
3	1,308	103 203,2	134 989,81	7 032,06	(4 153,19)	132 110,94	-	(817 269,36)
4	1,308	102 377,6	133 909,89	7 172,70	(3 073,27)	129 810,46	-25,57%	(718 237,58)
5	1,308	101 558,6	132 838,61	7 316,16	(2 001,99)	127 524,45	-16,62%	(627 314,42)
6	1,347	100 746,1	135 729,18	7 462,48	(967,46)	129 234,16	-10,29%	(541 200,24)
7	1,347	99 940,1	134 643,35	7 611,73	118,37	126 913,24	-5,82%	(462 165,05)
8	1,347	99 140,6	133 566,20	7 763,97	1 195,52	124 606,71	-2,56%	(389 642,81)
9	1,347	98 347,5	132 497,67	7 919,25	2 264,05	122 314,38	-0,11%	(323 111,89)
10	1,347	97 560,7	131 437,69	8 077,63	3 324,03	120 036,03	1,75%	(262 091,66)
11	1,683	96 780,2	134 297,78	8 239,18	4 506,80	121 551,79	3,25%	(204 343,28)
12	1,683	96 006,0	133 223,39	8 403,97	5 581,18	119 238,24	4,43%	(151 400,07)
13	1,683	95 237,9	132 157,61	8 572,05	6 646,97	116 938,59	5,37%	(102 874,71)
14	1,683	94 476,0	131 100,35	8 743,49	7 704,23	114 652,63	6,13%	(58 410,45)
15	1,683	93 720,2	130 051,54	8 918,36	8 753,03	112 380,15	6,75%	(17 678,71)
16	1,734	92 970,5	132 881,46	9 096,72	10 087,25	113 697,49	7,28%	20 834,57
17	1,734	92 226,7	131 818,41	9 278,66	11 150,30	111 389,45	7,71%	56 097,61
18	1,734	91 488,9	130 763,86	9 464,23	12 204,85	109 094,79	8,07%	88 374,82
19	1,734	90 757,0	129 717,75	9 653,52	13 250,96	106 813,28	8,38%	117 909,59
20	1,734	90 030,9	128 680,01	9 846,59	14 288,70	104 544,73	8,63%	144 925,93
21	1,786	89 310,7	131 480,09	10 043,52	15 777,68	105 658,89	8,86%	170 443,93
22	1,786	88 596,2	130 428,25	10 244,39	16 829,52	103 354,33	9,04%	193 772,37
23	1,786	87 887,4	129 384,82	10 449,28	17 872,95	101 062,59	9,21%	215 091,21
24	1,786	87 184,3	128 349,74	10 658,26	18 908,03	98 783,45	9,34%	234 566,03
25	1,786	86 486,8	127 322,95	10 871,43	19 934,83	96 516,69	9,46%	252 349,15
	<b>Total</b>	<b>2 688 594,8</b>	<b>3 304 861,84</b>	<b>216 492,80</b>	<b>167 901,16</b>			

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 11. Cálculo de la TIR y VPN durante 25 años para el edificio S8  
(PR= 75,4 %)

Años	Tarifa media Q/kWh (incremento de 3 % c/5años)	E <sub>GENERADA</sub> kWh (degradación d e panel 0,8 % c/año)	Ingresos por energía generada Q	Gastos por mantenimiento (incremento de 2 % c/año) Q	Gasto por energía eléctrica consumida Q/kWh	Beneficio neto o flujos de efectivo Q	TIR (i=10 %)	VPN o VAN (i=7 %) Q
0					Inversión	(308 121,01)		
1	1,308	17 479,1	22 918,85	2 418,00	(1 693,88)	22 194,73	-	(287 378,27)
2	1,308	17 339,3	22 679,76	2 466,36	(1 462,69)	21 676,09	-	(268 445,53)
3	1,308	17 200,6	22 498,32	2 515,69	(1 281,26)	21 263,89	-	(251 087,86)
4	1,308	17 062,9	22 318,34	2 566,00	(1 101,27)	20 853,60	-	(235 178,75)
5	1,308	16 926,4	22 139,79	2 617,32	(922,72)	20 445,19	-	(220 601,61)
6	1,347	16 791,0	22 621,55	2 669,67	(767,97)	20 719,86	-20,81%	(206 795,09)
7	1,347	16 656,7	22 440,58	2 723,06	(587,00)	20 304,52	-15,80%	(194 150,46)
8	1,347	16 523,5	22 261,05	2 777,52	(407,47)	19 891,01	-12,03%	(182 573,71)
9	1,347	16 391,3	22 082,97	2 833,07	(229,39)	19 479,28	-9,14%	(171 978,27)
10	1,347	16 260,1	21 906,30	2 889,73	(52,72)	19 069,29	-6,87%	(162 284,41)
11	1,683	16 130,1	22 382,98	2 947,53	126,20	19 309,25	-5,00%	(153 110,73)
12	1,683	16 001,0	22 203,92	3 006,48	305,27	18 892,17	-3,50%	(144 722,37)
13	1,683	15 873,0	22 026,29	3 066,61	482,90	18 476,78	-2,27%	(137 055,17)
14	1,683	15 746,0	21 850,08	3 127,94	659,11	18 063,03	-1,26%	(130 050,01)
15	1,683	15 620,1	21 675,28	3 190,50	833,91	17 650,87	-0,42%	(123 652,53)
16	1,734	15 495,1	22 146,93	3 254,31	1 037,53	17 855,09	0,32%	(117 604,39)
17	1,734	15 371,1	21 969,76	3 319,40	1 214,71	17 435,65	0,93%	(112 084,71)
18	1,734	15 248,2	21 794,00	3 385,78	1 390,46	17 017,75	1,46%	(107 049,77)
19	1,734	15 126,2	21 619,65	3 453,50	1 564,82	16 601,33	1,91%	(102 459,36)
20	1,734	15 005,2	21 446,69	3 522,57	1 737,77	16 186,35	2,30%	(98 276,50)
21	1,786	14 885,1	21 913,37	3 593,02	1 966,63	16 353,72	2,64%	(94 326,87)
22	1,786	14 766,0	21 738,06	3 664,88	2 141,93	15 931,25	2,95%	(90 730,97)
23	1,786	14 647,9	21 564,16	3 738,18	2 315,84	15 510,14	3,21%	(87 459,16)
24	1,786	14 530,7	21 391,64	3 812,94	2 488,35	15 090,35	3,44%	(84 484,15)
25	1,786	14 414,5	21 220,51	3 889,20	2 659,49	14 671,82	3,64%	(81 780,88)
	<b>Total</b>	<b>397 491,1</b>	<b>550 810,83</b>	<b>77 449,26</b>	<b>12 418,55</b>			

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 12. Cálculo de la TIR y VPN durante 25 años para el edificio S3  
(PR= 85,0 %)

Años	Tarifa media Q/kWh (incremento de 3 % c/5años)	E <sup>GENERADA</sup> kWh (degradación d e panel 0,8 % c/año)	Ingresos por energía generada Q	Gastos por mantenimiento (incremento de 2 % c/año) Q	Gasto por energía eléctrica consumida Q/kWh	Beneficio neto o flujos de efectivo Q	TIR (i=10 %)	VPN o VAN (i=7 %) Q
0					Inversión	(1 172 422,31)		
1	1,308	118 227,1	155 021,11	6 759,00	(40 712,11)	188 974,21	-	(995 810,89)
2	1,308	117 281,3	153 403,92	6 894,18	(38 195,28)	184 705,02	-	(834 482,38)
3	1,308	116 343,0	152 176,69	7 032,06	(36 968,05)	182 112,67	-29,85%	(685 824,19)
4	1,308	115 412,3	150 959,27	7 172,70	(35 750,63)	179 537,20	-16,48%	(548 856,12)
5	1,308	114 489,0	149 751,60	7 316,16	(34 542,96)	176 978,40	-7,89%	(422 672,96)
6	1,347	113 573,1	153 010,19	7 462,48	(34 345,29)	179 893,01	-2,01%	(302 802,66)
7	1,347	112 664,5	151 786,11	7 611,73	(33 121,21)	177 295,59	2,05%	(192 391,87)
8	1,347	111 763,2	150 571,82	7 763,97	(31 906,92)	174 714,78	4,94%	(90 706,28)
9	1,347	110 869,1	149 367,25	7 919,25	(30 702,35)	172 150,35	7,06%	2 932,11
10	1,347	109 982,1	148 172,31	8 077,63	(29 507,41)	169 602,09	8,65%	89 149,21
11	1,683	109 102,3	151 396,54	8 239,18	(29 171,69)	172 329,05	9,89%	171 021,50
12	1,683	108 229,4	150 185,37	8 403,97	(27 960,52)	169 741,92	10,85%	246 388,95
13	1,683	107 363,6	148 983,89	8 572,05	(26 759,04)	167 170,88	11,60%	315 758,92
14	1,683	106 504,7	147 792,01	8 743,49	(25 567,17)	164 615,70	12,19%	379 599,72
15	1,683	105 652,7	146 609,68	8 918,36	(24 384,83)	162 076,15	12,67%	438 343,58
16	1,734	104 807,4	149 799,90	9 096,72	(23 908,31)	164 611,49	13,06%	494 103,19
17	1,734	103 969,0	148 601,51	9 278,66	(22 709,91)	162 032,76	13,38%	545 398,61
18	1,734	103 137,2	147 412,69	9 464,23	(21 521,10)	159 469,56	13,64%	592 579,90
19	1,734	102 312,1	146 233,39	9 653,52	(20 341,80)	156 921,68	13,85%	635 970,05
20	1,734	101 493,6	145 063,52	9 846,59	(19 171,93)	154 388,87	14,03%	675 867,07
21	1,786	100 681,7	148 220,11	10 043,52	(18 551,77)	156 728,36	14,18%	713 719,02
22	1,786	99 876,2	147 034,35	10 244,39	(17 366,01)	154 155,96	14,30%	748 514,05
23	1,786	99 077,2	145 858,07	10 449,28	(16 189,73)	151 598,53	14,40%	780 493,28
24	1,786	98 284,6	144 691,21	10 658,26	(15 022,87)	149 055,81	14,49%	809 879,13
25	1,786	97 498,3	143 533,68	10 871,43	(13 865,34)	146 527,59	14,56%	836 876,72
	<b>Total</b>	<b>2 688 594,8</b>	<b>3 725 636,19</b>	216 492,80	<b>(668 244,25)</b>			

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 13. Cálculo de la TIR y VPN durante 25 años para el edificio S6  
(PR= 85,0 %)

Años	Tarifa media Q/kWh (incremento de 3 % c/5años)	E <sub>GENERADA</sub> kWh (degradación d e panel 0,8 % c/año)	Ingresos por energía generada Q	Gastos por mantenimiento (incremento de 2 % c/año) Q	Gasto por energía eléctrica consumida Q/kWh	Beneficio neto o flujos de efectivo Q	TIR (i=10 %)	VPN o VAN (i=7 %) Q
0					Inversión	(1 171 322,63)		
1	1,308	118 227,1	155 021,11	6 759,00	(24 568,51)	172 830,62	-	(1 009 798,68)
2	1,308	117 281,3	153 403,92	6 894,18	(22 567,29)	169 077,03	-	(862 120,26)
3	1,308	116 343,0	152 176,69	7 032,06	(21 340,06)	166 484,69	-32,57%	(726 219,16)
4	1,308	115 412,3	150 959,27	7 172,70	(20 122,65)	163 909,22	-19,16%	(601 173,60)
5	1,308	114 489,0	149 751,60	7 316,16	(18 914,98)	161 350,42	-10,46%	(486 132,98)
6	1,347	113 573,1	153 010,19	7 462,48	(18 248,47)	163 796,18	-4,45%	(376 988,67)
7	1,347	112 664,5	151 786,11	7 611,73	(17 024,39)	161 198,77	-0,27%	(276 602,18)
8	1,347	111 763,2	150 571,82	7 763,97	(15 810,10)	158 617,96	2,72%	(184 285,08)
9	1,347	110 869,1	149 367,25	7 919,25	(14 605,53)	156 053,53	4,93%	(99 402,30)
10	1,347	109 982,1	148 172,31	8 077,63	(13 410,59)	153 505,27	6,60%	(21 368,01)
11	1,683	109 102,3	151 396,54	8 239,18	(12 591,97)	155 749,32	7,91%	52 627,37
12	1,683	108 229,4	150 185,37	8 403,97	(11 380,79)	153 162,20	8,93%	120 633,22
13	1,683	107 363,6	148 983,89	8 572,05	(10 179,31)	150 591,15	9,73%	183 123,19
14	1,683	106 504,7	147 792,01	8 743,49	(8 987,44)	148 035,97	10,37%	240 534,09
15	1,683	105 652,7	146 609,68	8 918,36	(7 805,10)	145 496,42	10,89%	293 268,69
16	1,734	104 807,4	149 799,90	9 096,72	(6 831,19)	147 534,37	11,32%	343 243,69
17	1,734	103 969,0	148 601,51	9 278,66	(5 632,79)	144 955,64	11,67%	389 132,94
18	1,734	103 137,2	147 412,69	9 464,23	(4 443,98)	142 392,44	11,95%	431 261,72
19	1,734	102 312,1	146 233,39	9 653,52	(3 264,68)	139 844,56	12,19%	469 929,91
20	1,734	101 493,6	145 063,52	9 846,59	(2 094,81)	137 311,75	12,39%	505 413,87
21	1,786	100 681,7	148 220,11	10 043,52	(962,33)	139 138,92	12,55%	539 017,74
22	1,786	99 876,2	147 034,35	10 244,39	223,43	136 566,53	12,70%	569 842,61
23	1,786	99 077,2	145 858,07	10 449,28	1 399,70	134 009,09	12,81%	598 111,41
24	1,786	98 284,6	144 691,21	10 658,26	2 566,57	131 466,38	12,91%	624 029,56
25	1,786	97 498,3	143 533,68	10 871,43	3 724,10	128 938,15	13,00%	647 786,31
	<b>Total</b>	<b>2 688 594,8</b>	<b>3 725 636,19</b>	216 492,80	<b>(252 873,19)</b>			

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 14. Cálculo de la TIR y VPN durante 25 años para el edificio S8  
(PR= 85,0 %)

Años	Tarifa media Q/kWh (incremento de 3 % c/5años)	E <sub>GENERADA</sub> kWh (degradación d e panel 0,8 % c/año)	Ingresos por energía generada Q	Gastos por mantenimiento (incremento de 2 % c/año) Q	Gasto por energía eléctrica consumida Q/kWh	Beneficio neto o flujos de efectivo Q	TIR (i=10 %)	VPN o VAN (i=7 %) Q
0					Inversión	(308 121,01)		
1	1,308	19 704,5	25 836,84	2 418,00	(4 611,86)	28 030,70	#¡NUM!	(281 924,09)
2	1,308	19 546,9	25 567,30	2 466,36	(4 350,23)	27 451,17	#¡NUM!	(257 947,18)
3	1,308	19 390,5	25 362,76	2 515,69	(4 145,69)	26 992,76	#¡NUM!	(235 913,04)
4	1,308	19 235,4	25 159,86	2 566,00	(3 942,79)	26 536,65	#¡NUM!	(215 668,36)
5	1,308	19 081,5	24 958,58	2 617,32	(3 741,51)	26 082,77	-22,60%	(197 071,71)
6	1,347	18 928,8	25 501,68	2 669,67	(3 648,10)	26 480,11	-15,95%	(179 426,89)
7	1,347	18 777,4	25 297,66	2 723,06	(3 444,08)	26 018,69	-11,17%	(163 223,76)
8	1,347	18 627,2	25 095,28	2 777,52	(3 241,70)	25 559,46	-7,62%	(148 347,92)
9	1,347	18 478,2	24 894,52	2 833,07	(3 040,94)	25 102,39	-4,93%	(134 693,89)
10	1,347	18 330,3	24 695,36	2 889,73	(2 841,78)	24 647,41	-2,84%	(122 164,39)
11	1,683	18 183,7	25 232,74	2 947,53	(2 723,55)	25 008,75	-1,14%	(110 282,91)
12	1,683	18 038,2	25 030,87	3 006,48	(2 521,69)	24 546,08	0,22%	(99 384,16)
13	1,683	17 893,9	24 830,63	3 066,61	(2 321,44)	24 085,46	1,32%	(89 389,55)
14	1,683	17 750,8	24 631,98	3 127,94	(2 122,79)	23 626,83	2,21%	(80 226,66)
15	1,683	17 608,8	24 434,93	3 190,50	(1 925,74)	23 170,16	2,95%	(71 828,72)
16	1,734	17 467,9	24 966,63	3 254,31	(1 782,17)	23 494,49	3,59%	(63 870,33)
17	1,734	17 328,1	24 766,90	3 319,40	(1 582,43)	23 029,93	4,13%	(56 579,64)
18	1,734	17 189,5	24 568,76	3 385,78	(1 384,30)	22 567,28	4,58%	(49 902,80)
19	1,734	17 052,0	24 372,21	3 453,50	(1 187,75)	22 106,46	4,96%	(43 790,18)
20	1,734	16 915,6	24 177,23	3 522,57	(992,77)	21 647,43	5,28%	(38 196,07)
21	1,786	16 780,3	24 703,33	3 593,02	(823,33)	21 933,64	5,57%	(32 898,81)
22	1,786	16 646,0	24 505,70	3 664,88	(625,71)	21 466,53	5,82%	(28 053,53)
23	1,786	16 512,9	24 309,66	3 738,18	(429,66)	21 001,14	6,04%	(23 623,40)
24	1,786	16 380,8	24 115,18	3 812,94	(235,18)	20 537,42	6,22%	(19 574,52)
25	1,786	16 249,7	23 922,26	3 889,20	(42,26)	20 075,32	6,39%	(15 875,66)
	<b>Total</b>	<b>448 098,8</b>	<b>620 938,85</b>	<b>77 449,26</b>	<b>(57 709,46)</b>			

Fuente: elaboración propia.

# ANEXOS

## Anexo 1. Radiación solar para Guatemala



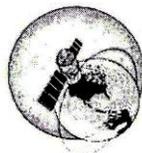
NASA Surface meteorology and Solar Energy: **RETScreen** Data



Latitude 14.588 / Longitude -90.549 was chosen.

	Unit	Climate data location
Latitude	°N	14.588
Longitude	°E	-90.549
Elevation	m	744
Heating design temperature	°C	16.30
Cooling design temperature	°C	29.22
Earth temperature amplitude	°C	10.68
Frost days at site	day	0

Month	Air temperature °C	Relative humidity %	Daily solar radiation - horizontal kWh/m <sup>2</sup> /d	Atmospheric pressure kPa	Wind speed m/s	Earth temperature °C	Heating degree-days °C-d	Cooling degree-days °C-d
January	21.3	64.0%	5.18	93.2	4.4	22.7	0	359
February	22.6	59.5%	5.73	93.1	4.2	24.7	0	361
March	23.8	57.1%	6.02	93.0	3.8	26.8	0	433
April	24.6	61.2%	6.05	93.0	3.5	27.7	0	443
May	23.9	73.0%	5.48	92.9	3.1	26.1	0	437
June	23.2	80.1%	5.16	93.0	3.0	24.4	0	404
July	23.1	76.0%	5.45	93.1	3.3	24.0	0	417
August	23.2	76.3%	5.34	93.0	3.2	24.1	0	419
September	22.7	80.4%	4.73	93.0	2.8	23.6	0	392
October	22.3	78.0%	4.76	93.0	3.5	23.0	0	390
November	21.9	71.3%	4.90	93.1	3.8	22.8	0	366
December	21.3	67.7%	4.95	93.2	4.2	22.3	0	360
<b>Annual</b>	<b>22.8</b>	<b>70.4%</b>	<b>5.31</b>	<b>93.0</b>	<b>3.6</b>	<b>24.3</b>	<b>0</b>	<b>4781</b>
Measured at (m)					10.0	0.0		

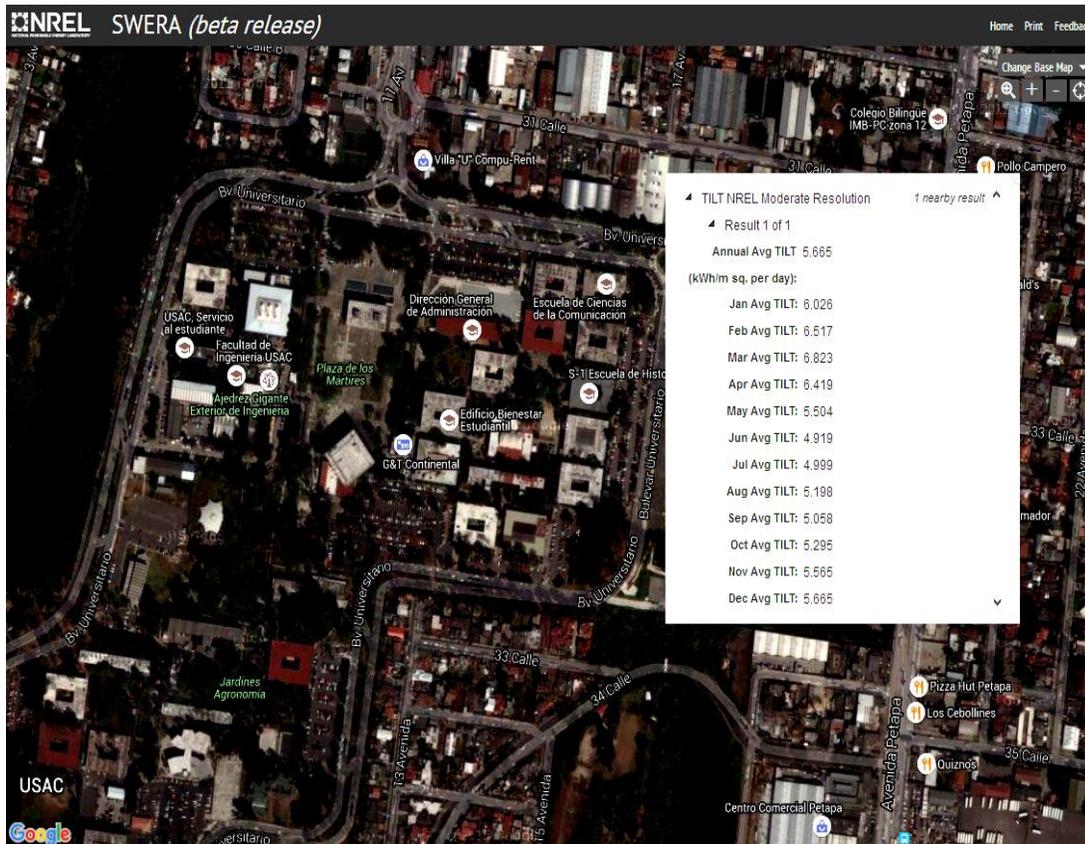


[Back to SSE Data Set Home Page](#)

Responsible > Data: Paul W. Stackhouse, Jr., Ph.D.  
 Officials > Archive: John M. Kusterer  
 Site Administration/Help: NASA Langley ASDC User Services ([support-asdc.nasa.gov](mailto:support-asdc.nasa.gov))  
[\[Privacy Policy and Important Notices\]](#)  
 Document generated on Wed Jul 2 11:12:51 EDT 2014

Fuente: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=rets%40nrcan.gc.ca&step=1&lat=14.588&lon=-90.549&submit=Submit>. Consulta: 2 de julio de 2014.

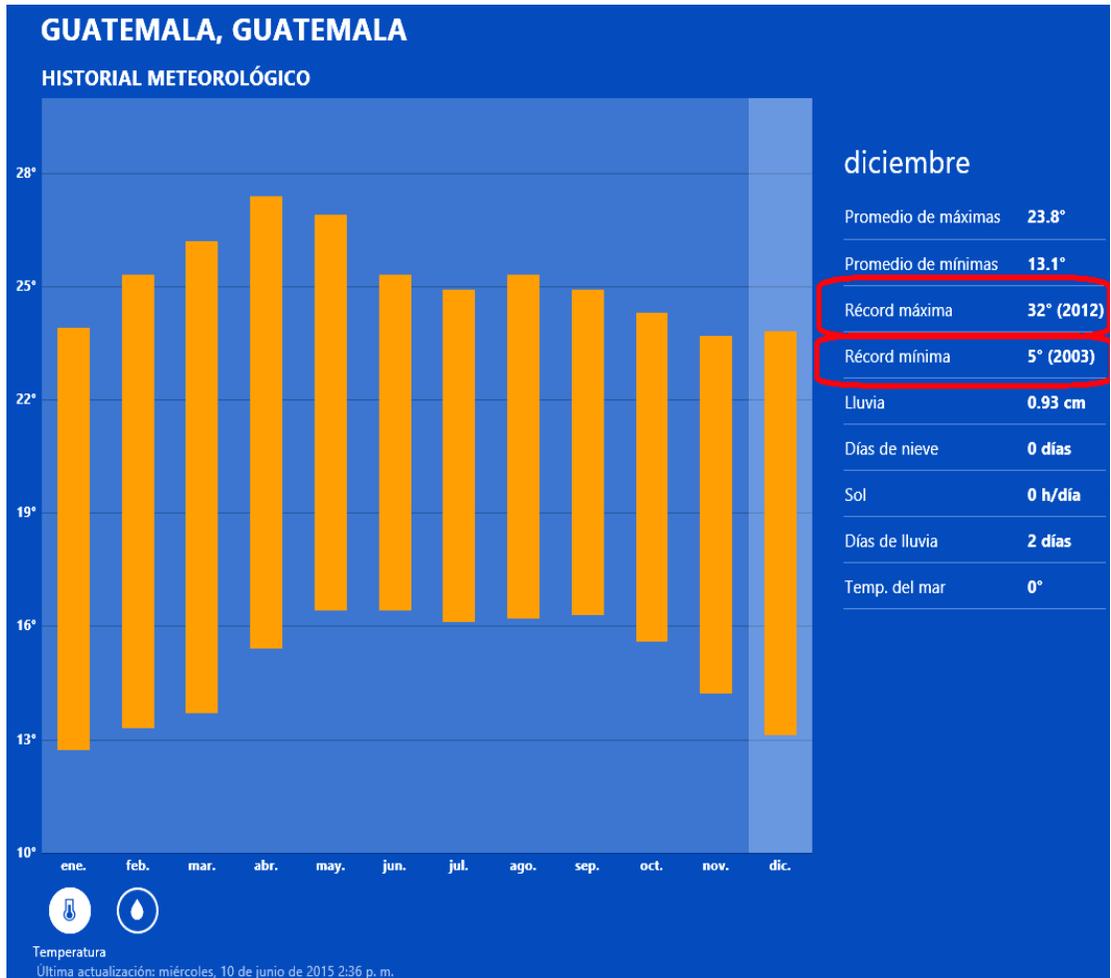
## Anexo 2. Horas sol pico para Guatemala



Fuente:

<https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=kKV2XW%255Bv%255D%3Dt&bL=groad&cE=0&IR=0&mC=14.583074679361685%2C-90.55407464504242&zL=18>. Consulta: 2 de julio de 2014.

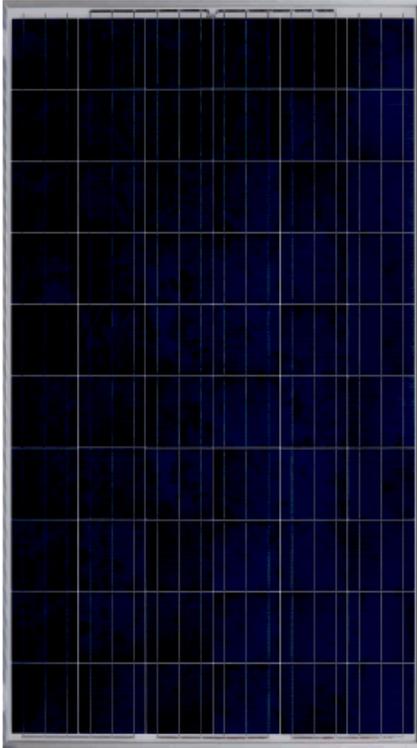
### Anexo 3. Registro de temperatura mínima y máxima para Guatemala



Fuente: <http://www.accuweather.com/es/gt/guatemala-city/187765/weather-forecast/187765>.

Consulta: 3 junio de 2014.

## Anexo 4. Panel FV Yingli Solar



### ABOUT YINGLI GREEN ENERGY

Yingli Green Energy Holding Company Limited (NYSE: YGE) is one of the world's largest fully vertically integrated PV manufacturers, which markets its products under the brand "Yingli Solar". With over 7.0GW of modules installed globally, we are a leading solar energy company built upon proven product reliability and sustainable performance. We are the first renewable energy company and the first Chinese company to sponsor the FIFA World Cup™.

### PERFORMANCE

- High efficiency, multicrystalline silicon solar cells with high transmission and textured glass deliver a module efficiency of up to 15.9%, minimizing installation costs and maximizing the kWh output of your system per unit area.
- Tight positive power tolerance of 0W to +5W ensures you receive modules at or above nameplate power and contributes to minimizing module mismatch losses leading to improved system yield.
- Top ranking in the "TÜV Rheinland Energy Yield Test" and the "PHOTON Test" demonstrates high performance and annual energy production.

### RELIABILITY

- Tests by independent laboratories prove that Yingli Solar modules:
  - ✓ Fully conform to certification and regulatory standards.
  - ✓ Withstand wind loads of up to 2.4kPa and snow loads of up to 5.4kPa, confirming mechanical stability.
  - ✓ Successfully endure ammonia and salt-mist exposure at the highest severity level, ensuring their performance in adverse conditions.
- Manufacturing facility certified by TÜV Rheinland to ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 and BS OHSAS 18001:2007.

### WARRANTIES

- 10-year limited product warranty<sup>1</sup>.
  - Limited power warranty<sup>1</sup>: 10 years at 91.2% of the minimal rated power output, 25 years at 80.7% of the minimal rated power output.
- <sup>1</sup>In compliance with our Warranty Terms and Conditions.

### QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

IEC 61215, IEC 61730, MCS, CE, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, PV Cycle, SA 8000



Fuente:

[http://www.yinglisolar.com/assets/uploads/products/downloads/YGE\\_60\\_Cell\\_Series\\_EN.pdf](http://www.yinglisolar.com/assets/uploads/products/downloads/YGE_60_Cell_Series_EN.pdf).

Consulta: 10 de junio de 2014.

## Anexo 5. Características panel FV Yingli Solar

# YGE 60 Cell 40mm SERIES

### ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)						
Module type	YLocalP-295 (60cellP <sub>max</sub> )					
Power output	P <sub>max</sub>	W	260	255	250	245
Power output tolerance	ΔP <sub>max</sub>	W	0 / +5			
Module efficiency	η <sub>m</sub>	%	15.9	15.6	15.3	15.0
Voltage at P <sub>max</sub>	V <sub>mp</sub>	V	30.3	30.0	29.8	29.5
Current at P <sub>max</sub>	I <sub>mp</sub>	A	8.59	8.49	8.39	8.28
Open-circuit voltage	V <sub>oc</sub>	V	37.7	37.7	37.6	37.5
Short-circuit current	I <sub>sc</sub>	A	9.09	9.01	8.92	8.83

STC: 1000W/m<sup>2</sup> irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.  
Average relative efficiency reduction of 3.3% at 200W/m<sup>2</sup> according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)						
Power output	P <sub>mp</sub>	W	189.7	186.0	182.4	178.7
Voltage at P <sub>mp</sub>	V <sub>mp</sub>	V	27.6	27.4	27.2	27.0
Current at P <sub>mp</sub>	I <sub>mp</sub>	A	6.87	6.79	6.71	6.62
Open-circuit voltage	V <sub>oc</sub>	V	34.8	34.8	34.7	34.6
Short-circuit current	I <sub>sc</sub>	A	7.35	7.28	7.21	7.14

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m<sup>2</sup> irradiance, 30°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

### THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 ± 2
Temperature coefficient of P <sub>max</sub>	γ	%/°C	-0.42
Temperature coefficient of V <sub>oc</sub>	β <sub>oc</sub>	%/°C	-0.32
Temperature coefficient of I <sub>sc</sub>	β <sub>sc</sub>	%/°C	0.05
Temperature coefficient of V <sub>mp</sub>	β <sub>mp</sub>	%/°C	-0.42

### OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V <sub>DC</sub>
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

### CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / dimensions / number of busbars)	60 / monocrystalline silicon / 156mm x 156mm / 2 or 3
Encapsulant (material)	ethylene vinyl acetate (EVA)
Frame (material / color / anodization color / edge sealing)	anodized aluminum alloy / silver / clear / silicone or tape
Junction box (protection degree)	≥ IP65
Cable (length / cross-sectional area)	1100mm / 4mm <sup>2</sup>
Plug connector (type / protection degree)	MC4 / IP67 or YTO8-1 / IP67 or Amphenol HI / IP68

\* Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.

\* The data do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only serve for comparison to different module types.

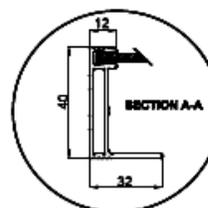
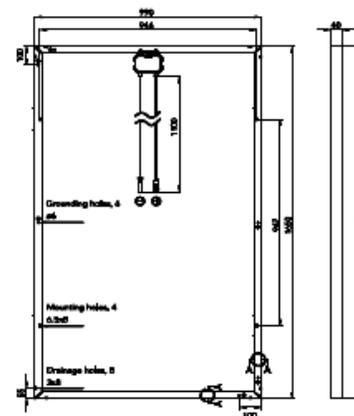
### GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	1650mm / 990mm / 40mm
Weight	18.5kg

### PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	25
Number of pallets per 40' container	25
Packaging box dimensions (L / W / H)	1710mm / 1160mm / 1170mm
Box weight	514kg

Unit: mm



**Warning:** Read the Installation and User manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli Solar modules.

Our Partners:

Fuente:

[http://www.yinglisolar.com/assets/uploads/products/downloads/YGE\\_60\\_Cell\\_Series\\_EN.pdf](http://www.yinglisolar.com/assets/uploads/products/downloads/YGE_60_Cell_Series_EN.pdf).

Consulta: 10 de junio de 2014.

## Anexo 6. Inversor power one serie aurora 10 kw

**PVI-10.0**  
**PVI-12.5**

### ESPECIFICACIONES GENERALES MODELOS DE EXTERIOR

El inversor no aislado de 10,0 y 12,5 kW trifásico es líder en su segmento.

Diseñado para uso industrial, este inversor trifásico es único en su capacidad de controlar el rendimiento de los paneles FV, especialmente durante períodos de condiciones climáticas variables. Este dispositivo sin transformador tiene dos MPPTs independientes y rendimientos de hasta el 97.8%.

El amplio rango de tensión de entrada hace que el inversor sea el más adecuado para instalaciones de baja potencia con reducido tamaño de string. Está disponible opcionalmente con un seccionador DC completamente integrado, fusibles y función de desconexión DC controlada en remoto. La unidad está libre de condensadores electrolíticos, lo que supone un producto de mayor duración.

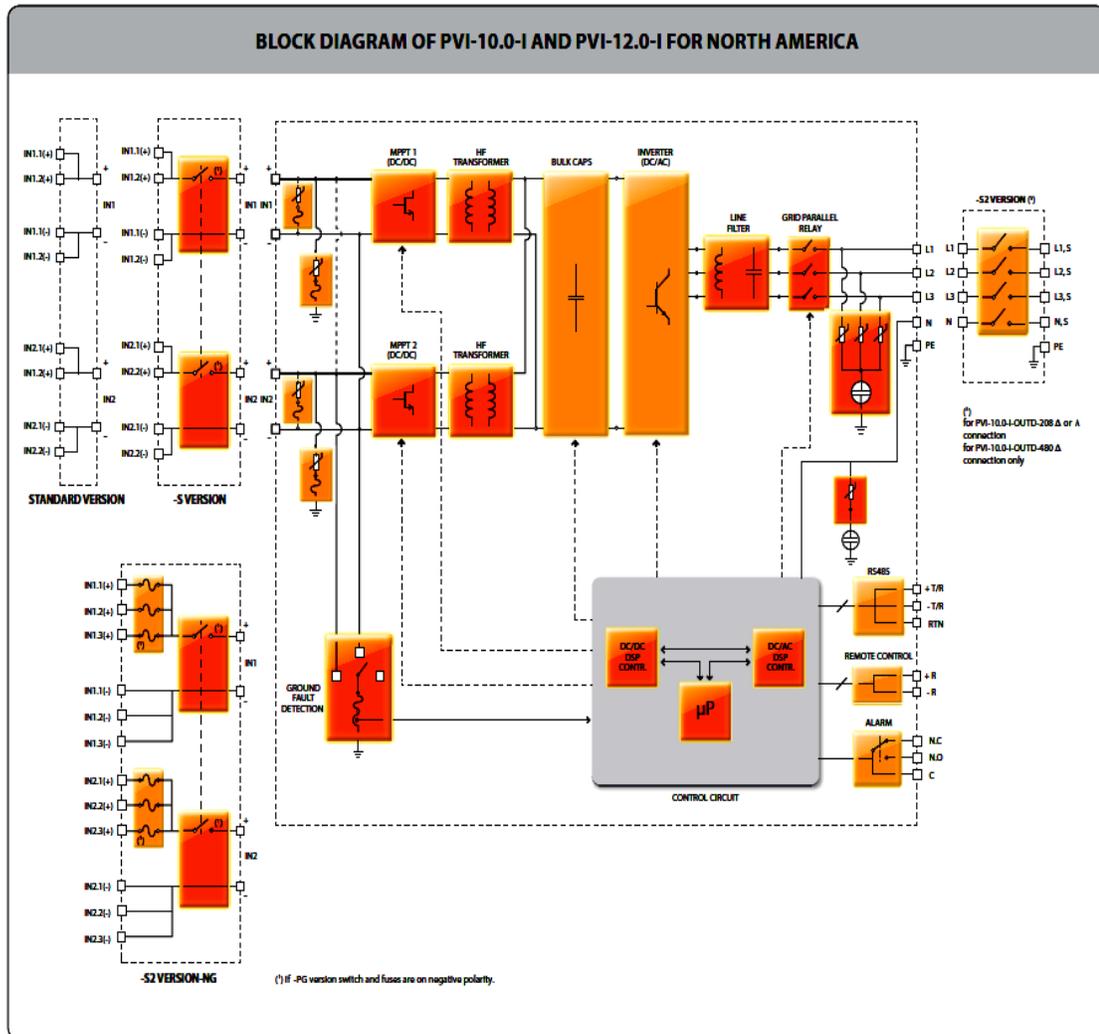


## Características

- Inversor de potencia "libre de electrolitos", para aumentar aún más la esperanza de vida y la fiabilidad a largo plazo
- Topología de puente trifásico verdadero, para Inversor DC/AC
- Cada inversor está programado con códigos de red específicos, los cuales pueden ser seleccionados en campo
- Secciones de doble entrada, con seguimiento MPP independientes, permiten una captación de energía óptima de dos zonas con diferentes orientaciones o inclinaciones
- Amplia gama de entradas
- Algoritmo MPPT de alta velocidad y preciso, para el seguimiento de potencia en tiempo real y la mejora de captación de energía
- Curvas de eficiencia planas que aseguran una elevada eficiencia en todos los niveles de producción, garantizando un rendimiento consistente y estable, a través de toda la gama de tensiones de entrada y potencias de salida
- Envoltorio para exterior, pudiendo ser usado sin restricciones en todas las condiciones ambientales
- Seccionador DC integrado, de acuerdo con las Normas Internacionales (versión -S y -FS)
- Interfaz de comunicación RS-485 (para la conexión al ordenador portátil o datalogger)
- Compatible con PVI-RADIOMODULE, para comunicación inalámbrica con Aurora PVI-DESKTOP

Fuente: Power One. *Catálogo de inversores serie aurora*. p 1.

## Anexo 7. Diagrama en bloques del inversor power one serie aurora



Fuente: Power One. *Catálogo de inversores serie aurora*. p 2.

## Anexo 8. Características eléctricas del inversor power one serie aurora

TECHNICAL DATA	VALUES	PVI-10.0-I-OUTD-US		PVI-10.0-I-OUTD-CAN		
Nominal Output Power	W	10000	10000	10000	10000	10000
Maximum Output Power	W	11000**	11000**	10000***	10000***	10000***
Rated Grid AC Voltage	V	208	480	208	480	600
<b>Input Side (DC)</b>						
Number of Independent MPPT Channels		2; programmable as a single paralleled input		2; programmable as a single paralleled input		
Maximum Usable Power for Each Channel	W	6800		6800		
Absolute Maximum Voltage (Vmax)	V	520		520		
Start-Up Voltage (Vstart)	V	200 (Adj. 120-350)		200 (Adj. 120-350)		
Full Power MPPT Voltage Range	V	220-470		220-470		
Operating MPPT Voltage Range	V	0.7 x Vstart-520		0.7 x Vstart-520		
Maximum Current (Idcmax) for both MPPT in Parallel	A	48		48		
Maximum Usable Current per Channel	A	24		24		
Maximum Short Circuit Current Limit per Channel	A	29		29		
Number of Wire Landing Terminals per Channel		Standard version: 2; -S1/-S2 version: 3		Standard version: 2; -S1/-S2 version: 3		
Array Wiring Termination Type		Terminal Block, Pressure Clamp, 20AWG-6AWG		Terminal Block, Pressure Clamp, 20AWG-6AWG		
<b>Output Side (AC)</b>						
Grid Connection Type		3Ø/3W or 4W+Ground	3Ø/4W+Ground	3Ø/3W or 4W+Ground	3Ø/4W+Ground	3Ø/3W or 4W+Ground
Adjustable Voltage Range (Vmin-Vmax)	V	183-228	422-528	183-228	422-528	528-660
Grid Frequency	Hz	60		60		
Adjustable Grid Frequency Range	Hz	57-63		57-63		
Maximum Current (Iac max)	A <sub>max</sub>	30.0	14.0	30.0	14.0	10.6
Power Factor		>0.995 (+/-0.9)		>0.995 (+/-0.9)		
Total Harmonic Distortion At Rated Power	%	<2		<2		
Grid Wiring Termination Type		Terminal Block, Pressure Clamp, 12AWG-4AWG		Terminal Block, Pressure Clamp, 12AWG-4AWG		
<b>Protection Devices</b>						
<b>Input</b>						
Reverse Polarity Protection		Yes		Yes		
Over-Voltage Protection Type		Varistor, 2 for each channel		Varistor, 2 for each channel		
PV Array Ground Fault Detection		GFDI (GFD fuse) per UL 1741/NEC690.5 (A)		GFDI (GFD fuse) per UL 1741/NEC690.5 (A)		
<b>Output</b>						
Anti-Islanding Protection		Meets UL 1741/IEEE1547 requirements		Meets UL 1741/IEEE1547 requirements		
Over-Voltage Protection Type		3 + gas arrester		3 + gas arrester		
		Varistor, One per line + spark gap to Ground		Varistor, One per line + spark gap to Ground		
<b>Efficiency</b>						
Maximum Efficiency	%	96.5	97.3	96.5	97.3	97.3
CEC Efficiency	%	96.0	97.0	96.0	97.0	97.0
<b>Operating Parameters</b>						
Feed-In Power Threshold	WRMS	30		30		
Stand-by Consumption	WRMS	< 8		< 8		
<b>Communication</b>						
User-Interface (Display)		16 Characters X 2 lines LCD display		16 Characters X 2 lines LCD display		
Remote Monitoring (1xRS485 incl.)		AURORA-UNIVERSAL (opt.)		AURORA-UNIVERSAL (opt.)		
Wired Local Monitoring (1xRS485 incl.)		PVI-USB-RS485-232 (opt.), PVI-DESKTOP (opt.)		PVI-USB-RS485-232 (opt.), PVI-DESKTOP (opt.)		
Wireless Local Monitoring		PVI-DESKTOP (opt), with PVI-RADIO MODULE (opt)		PVI-DESKTOP (opt), with PVI-RADIO MODULE (opt)		
<b>Environmental</b>						
Ambient Air Operating Temperature Range	F(°C)	-13 to +140 (-25 to +60) Derating above +122 (+50)		-13 to +140 (-25 to +60) Derating above +122 (+50)		-13 to +140 (-25 to +60) Derating above +113 (+45)
Ambient Air Storage Temperature Range	F(°C)	-40 to +176 (-40 to +80)		-40 to +176 (-40 to +80)		
Relative Humidity	%RH	0-100 condensing		0-100 condensing		
Acoustic Noise Emission Level	db (A) @ 1m	<50		<50		
Maximum Operating Altitude without Derating	ft(m)	6560 (2000)		6560 (2000)		
<b>Mechanical Specifications</b>						
Enclosure rating		NEMA 4X		NEMA 4X		
Cooling		Natural Convection		Natural Convection		
Dimensions (H x W x D)	in/mm	28.2" x 25.4" x 8.7" / 716mm x 645mm x 222mm // 37.7" x 25.4" x 8.7" / 958mm x 645mm x 222mm		28.2" x 25.4" x 8.7" / 716mm x 645mm x 222mm // 37.7" x 25.4" x 8.7" / 958mm x 645mm x 222mm		
Unit Weight	lb(kg)	101(45.8) (US version); 107(48.5) (S1 version); 114(51.7)(S2 version)		101(45.8) (US version); 107(48.5) (S1 version); 114(51.7)(S2 version)		
Shipping Weight	lbs(kg)	with pallet: 254(<115); without pallet: 143(<65)		with pallet: 254 (<115); without pallet: m143 lb(<65)		
<b>Conduit Connections</b>						
Mounting System		Wall Bracket		Wall Bracket		
Ground Fault Detector Fuse Size/ Type	A/V / mm	1/600/10x38		1/600/10x38		
Optional String Combiner Fuse Size/Type	A, A/V / mm	12, 15/600/10x38		12, 15/600/10x38		
DC Switch Current Rating (Per Contact)	A	32		32		
<b>Safety</b>						
Isolation Level		Isolated - High Frequency transformer		Isolated - High Frequency transformer		
Safety and EMC Standard		UL1741, CSA22.2 #107.1-01		UL1741, CSA22.2 #107.1-01		
Safety Approval		cCSA <sub>us</sub>		cCSA <sub>us</sub>		
<b>Warranty</b>						
Standard Warranty	Years	10		10		
Extended Warranty	Years	15 & 20		15 & 20		
<b>Available Models</b>						
Standard		PM-10.0-I-OUTD-US-208HG	PM-10.0-I-OUTD-US-480HG	PM-10.0-I-OUTD-CAN-208HG	PM-10.0-I-OUTD-CAN-480HG	PM-10.0-I-OUTD-CAN-480HG
With DC Switch and DC Fuses		PM-10.0-I-OUTD-S1-US-208HG	PM-10.0-I-OUTD-S1-US-480HG	PM-10.0-I-OUTD-S1-CAN-208HG	PM-10.0-I-OUTD-S1-CAN-480HG	PM-10.0-I-OUTD-S1-CAN-480HG
With AC and DC Switches and DC Fuses		PM-10.0-I-OUTD-S2-US-208HG	PM-10.0-I-OUTD-S2-US-480HG	PM-10.0-I-OUTD-S2-CAN-208HG	PM-10.0-I-OUTD-S2-CAN-208HG	PM-10.0-I-OUTD-S2-CAN-208HG

\*\*Capability enabled at power-factor of +/- 0.995 and with sufficient DC power available.

\*\*\*Inverter can be field configured to output up to 110% of rated power under certain conditions

AURORA TRIO 3

Fuente: Power One. *Catálogo de inversores serie aurora*. p 3.

## Anexo 9. Evaluación de riesgo de impacto por rayos



### EVALUACION DEL RIESGO DE IMPACTO DE RAYO Y SELECCIÓN DEL NIVEL DE PROTECCION PARA UNA INSTALACION EXTERIOR

Compañía: FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS Fecha: mar-15  
 Lugar: Ciudad Universitaria Zona 12, Gt Realizó: Giovanni De León H.  
 Estructura a Proteger: Edificios S3, S6 y S8

#### 1. Densidad de impactos de rayos sobre el terreno Ng.

Teclee la Densidad de impactos de rayos de la región (Ng)=  impactos/km<sup>2</sup>/año

#### 2. Seleccione la Situación Relativa a la Estructura C1.

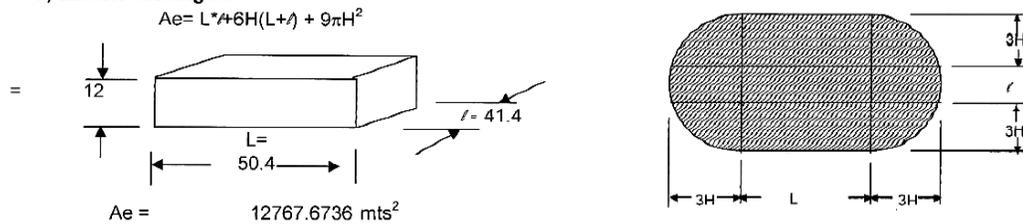
Teclee C1=

Situación relativa a la estructura	C1
Estructura situada en un espacio donde hay otras estructuras o árboles de la misma altura o más alto	0.5
Estructura rodeada de estructuras más bajas	0.75
Estructura aislada	1
Estructura aislada situada sobre una colina o promontorio	2

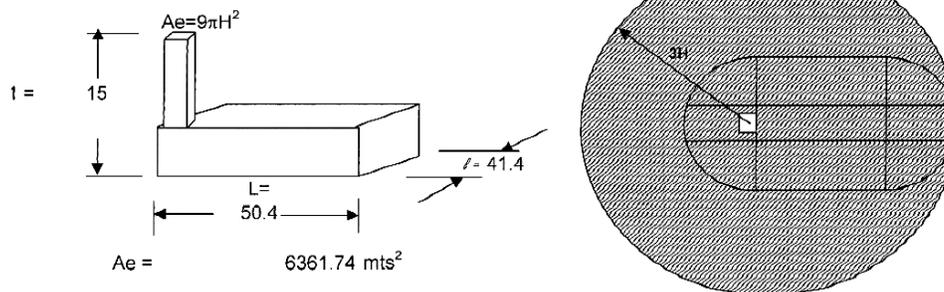
#### 3. Cálculo de la Superficie de Captura Ae

Teclee la Superficie de Captura Ae=  mts<sup>2</sup>

##### a) Edificio rectangular.



##### b) Edificio rectangular con un parte predominante.



#### 4. Cálculo de la Frecuencia anual de impactos directos de rayos sobre la estructura (Nd)

Nd =  $Ng \cdot 1.1Ae \cdot C1 \cdot 10^{-6} = 0.48453321$

Continuación anexo 9.

5. Cálculo de la Frecuencia Aceptable de Impactos de Rayos sobre una Estructura (Nc)

$$NC = \frac{3 \cdot 10^{-3}}{C2 \cdot C3 \cdot C4 \cdot C5}$$

C2 =	0.5
C3 =	10
C4 =	3
C5 =	5

Nc = 4E-05

C2 Coeficiente de estructura			
Tejado \ Estructura	Metal	Común	Inflamable
Metal	0.5	1	2
Común	1	1	2.5
Inflamable	2	2.5	3

C3 Contenido de la estructura	
Sin valor o no inflamable	0.5
Valor común o normalmente inflamable	2
Gran valor o particularmente inflamable	5
Valor excepcional, irremplazable o muy inflamable, explosivo	10

C4 Ocupación de la estructura	
No ocupada	0.5
Ocupada normalmente	3
De difícil evacuación o riesgo de pánico	7

C5 Consecuencias sobre el entorno	
Sin necesidad de continuidad en el servicio y alguna consecuencia sobre el entorno	1
Necesidad de continuidad en el servicio y alguna consecuencia sobre el entorno	5
Consecuencias para el entorno	10

6. Diagnóstico: *Se requiere protección de pararrayos*

7. Eficiencia (E) = 1- Nc/Nd = 0.999917446

8. Nivel de protección requerida = 1

9. Distancia de cebado (D) = 20

Fuente: [http://www.fervisa.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=7&Itemid=6](http://www.fervisa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=7&Itemid=6).

Consulta: 10 de marzo de 2015.

## Anexo 10. Informe de puesta a tierra, CII



CENTRO DE INVESTIGACIONES DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



### INFORME PUESTA A TIERRA No. ME- 2S - 017 - 2014

No. 4016

DATOS GENERALES:

No. Orden de trabajo	34039
Fecha de solicitud:	Jueves 30 de octubre 2014
Interesado:	Giovanni de León
Dirección:	Ciudad Universitaria Zona 12
Trabajo solicitado:	09 mediciones de resistividad de suelo
Proyecto:	Diseño de un sistema de generación fotovoltaico y sistemas de protección eléctrica para los edificios de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

**Datos: Medición de puesta a tierra**

Equipo utilizado:	Ground Resistance Tester Model 4610, AEMC
Punto de medición:	Edificios S3, S6 y S8
# de mediciones:	09 mediciones

Distancia	RESULTADOS Edificio S3			RESULTADOS Edificio S6		
	Capa 1 1 m	Capa 2 2 m	Capa 3 3 m	Capa 1 1 m	Capa 2 2 m	Capa 3 3 m
Mensurado en $\Omega m$	17.03	26.77	37.32	33.05	37.70	24.32

Distancia	RESULTADOS Edificio S8		
	Capa 1 1 m	Capa 2 2 m	Capa 3 3 m
Mensurado en $\Omega m$	30.10	45.24	59.38

Inga. Pamela Uljanova Vega Morales  
Coordinación de Variables Eléctricas

VoBo. Inga. Telma Mariceia Cano Morales  
Directora CII-USAC

Guatemala, noviembre 17 de 2014.

## Anexo 11. Cotización de materiales de Amesa



8ª. Avenida 29-51, Zona 8  
 Tel: (502) 2420.4000 Ext. 1724  
 Cel: (502) 3035.3304  
[ccabrera@amesagt.net](mailto:ccabrera@amesagt.net)



Agradeciendo su amable solicitud nos permitimos presentarle la siguiente oferta de paneles solares marca YINGLI SOLAR modelo YL255P-29b, potencia de salida 255 Watts, esperando sea de su agrado:

CANTIDAD	kW	PRECIO PANEL CON IVA Q
2 a 12	0.51 a 3.06	Q2,150.40
13 a 24	3.315 a 6.12	Q2,086.21
25 a 50	6.375 a 12.75	Q2,025.74
51 a 100	13.005 a 25.5	Q1,941.33
101 en adelante	25.755 en adelante	Q1,863.68

Garantía de producto: 10 años por desperfectos de fabricación

Garantía de potencia: 10 años 90 %  
 25 años 80 %

Forma de pago: Contado / Crédito

Tiempo de entrega: Inmediata

Entrega: Bodega de AMESA  
 Bodega de cliente dentro del  
 perímetro de la capital

Vendedor: Carlos Cabrera

e-mail: [ccabrera@amesagt.net](mailto:ccabrera@amesagt.net)

Cel: 3035.3304



Fuente: AMESA.

## Anexo 12. Cotización de materiales de SolarGuat

ENERGIA SOLAR DE GUATEMALA SOCIEDAD ANONIMA 24 Calle 3-45, Zona 1 Guatemala, Guatemala Teléfono: 2412-7499 - www.solarguat.com				<b>FACTURA SERIE A</b> Nº <b>01409</b>	
NOMBRE: <b>Giovanni de León</b>		NIT: <b>4661233-5</b>			
DIRECCION: Ciudad		FECHA: <b>14 de julio del 2015</b>			
CANTIDAD	DESCRIPCION	VALOR UNIT.	TOTAL		
1	Mts. Cable 6mm	12.80	12.80		
1	Mts. Cable 2.5mm	7.20	7.20		
1	Fijador final 40mm	17.60	17.60		
1	Fijador interior 40mm	17.60	17.60		
1	Union de riel	17.60	17.60		
1	Silla sporte L 1	17.60	17.60		
1	Silla sporte L 2	17.60	17.60		
4	Conector simple macho/hembra	20.00	80.00		
TOTAL EN LETRAS: Ciento ochenta y ocho quetzales con 00/100			TOTAL Q.	188.00	
<small>                     IMPRESORA MICRÓN NIT: 759355-5 Tel.: 2253,2408, 2401-4533, 2481-8923 Cx. No. 761 al No. 1760. Autorizado según Resolución No. 2015-5-438-317 de fecha 07-07-2015. VENCE: 07-01-2017.                 </small>					

	
Inversor GROWWAT 10KTL	Q23,184.00
Caja multiple de PVC grande	Q280.00
Flipon AC 20 A	Q53.00
Fusible 15 A	Q18.00
Cable TUV 6mm	Q12.80 por metro
Cable TUV 2.5mm	Q7.20 por metro
Conector MC4 simple	Q20.00 c/u
Panel 235w	Q1,974.00
Panel 295w	Q2,242.00
Cable cobre desnudo	Q.6.00
Interruptor 50 A DC	Q480.00
Efren Aragón 5947-0126 efrena@solarguat.com	

Fuente: SolarGuat.

## Anexo 13. Cotización de materiales de Electroma S.A.



**ELECTROMA**  
Electro Materiales, S.A.

8a. Calle 0-10, Zona 9  
Guatemala  
2207-3838  
<http://electroma.com>  
NIT: 402340-4

NIT: 255117-9  
Cliente FACULTAD DE INGENIERIA USAC

### Cotización

Numero	CTBP90000023278
Fecha	10/1/2015
Cuenta n.º	C010513
Tienda	9-Electroma Zona 9
Telefono	2207-3838
Direccion	8 Calle 0-10, Zona 9
Ciudad	Guatemala
Vendedor	37 LUIS RODOLFO G...
NIT	255117-9
Vencimiento	13/1/2015

Nota:

Dirección: Guatemala

Descripción	Cantidad	Precio	Total
1. 046.16.CAN CANAL ELECTRICA 4"X6" 2.44 MTS.	71	121.47	8,624.37
2. 046.16.COD CODO P/CANAL DE 4"X6".	21	63.5	1,333.50
3. 330.25.FQL FLIPON G.E. THQL 3 X 30 THQL32030.	6	242.33	1,453.98
4. 370.16.TAG TABLERO G.E. TQL370.	6	304.95	1,829.70
5. 350.25.FQL FLIPON G.E. THQL 3 X 50 THQL32050.	12	242.33	2,907.96
6. 370.16.TAG TABLERO G.E. TQL370.	12	304.95	3,659.40
7. 004.22.CTN CABLE THHN 4 NEGRO. DESNUDO	230	15.64	3,597.20
8. 100.22.CHH CABLE THHN 1/0.	644	37.9	24,407.60
9. 010.22.CTN CABLE THHN 10 NEGRO.	1,298	3.9	5,062.20
10. 012.22.CTN CABLE THHN 12 NEGRO.	449	2.56	1,149.44
11. 002.22.CTN CABLE THHN 2 NEGRO.	644	24.48	15,765.12
12. 004.22.CTN CABLE THHN 4 NEGRO.	1,298	15.64	20,300.72
13. 006.22.CTN CABLE THHN 6 NEGRO.	1,298	9.67	12,551.66
14. 008.22.CTN CABLE THHN 8 NEGRO.	2,442	6.3	15,384.60
15. 072.23.CAJ CAJA CUADRADA 5 X 5 72171.	9	5.9	53.10
16. 063.21.CAJ CAJA OCTAGONAL 1/2&3/4 EMBUTIDAS MASACA.	18	1.95	35.10
17. 041.18.CAJ CAJA RECTANGULAR 58361 3/4 PESADA.	27	6.23	168.21
18. 506.19.ABP ABRAZADERA PLASTICA 6" (150 X 3MM).	2,100	0.12	252.00
19. 033.17.CIN CINTA AISLANTE #33 3/4X66'.	15	29.4	441.00
20. 075.18.CDU CONECTOR DUCTO DE 3/4".	79	1.65	130.35
21. 300.18.COC COPLA CONDUIT DE 3".	30	35.97	1,079.10
22. 075.18.COC COPLA CONDUIT DE 3/4".	79	3.98	314.42
23. 400.18.COC COPLA CONDUIT DE 4".	30	53.34	1,600.20
24. 301.13.SWI SWITCH SENCILLO # 1301 SILENCIOSO.	9	5.8	52.20
25. 134.13.PLA PLACA # 134 P/SWITCH.	9	1.27	11.43
26. 025.25.BEU BOMBILLA BEU FLE26/T3/HLX65K 86811 66227.	18	26.64	479.52
27. 081.13.PLA PLAFONERO # 81 SENCILLO # 1175V.	18	3.66	65.88
28. 430.16.TAG TABLERO G.E. TL-30420.	3	1,074.08	3,222.24
29. 028.21.TAP TAPA 72-C1 DE 5X5 CIEGA.	9	2.15	19.35
30. 270.13.ARM ARMADURA CON CONTACTO EN U #270-V 3232-I.	18	3.77	67.86
31. 025.14.TRA TRANSFORMADOR SECO 1F 25KVA 240-480 120/240.	1	12,208	12,208.00
32. 076.14.TRA TRANSFORMADOR SECO 3F 75KVA 480 120/208V.	1	16,845.42	16,845.42
33. 400.12.TCG TUBO CONDUIT GALVANIZADO 4" ROSCA Y COPLA 3MTS..	30	372.96	11,188.80
34. 300.12.TCG TUBO CONDUIT GALVANIZADO 3" ROSCA Y COPLA 3MTS..	30	296.8	8,904.00
35. 075.12.TCG TUBO CONDUIT GALVANIZADO 3/4" ROSCA Y COPLA3MTS.	79	52.64	4,158.56
36. 058.19.BAR BARRA DE COBRE DE 5/8" X 8'.	1	40.04	40.04

Fuente: Electroma S.A.

## Anexo 14. Cotización de materiales de Celasa



Fecha: 10/06/15  
 Hora: 08:33:34  
 Página: 1

N.I.T. C. P.  
**Nombre** GIOVANNI DE LEON  
**Dirección** SAN MARCOS  
**Comentario (Obra)**

**Proforma No.** 1248738  
**Guatemala,** 10/06/15

**Forma de Pago:** EF EFECTIVO

Codigo	Cantidad	Catalogo	Descripcion	Precio Unitario	Totales
CHW19	1307	5.26MM2	CABLE THHN #10 (METRO)	3.4100	4456.87
CHW17	1307	2.08MM2	CABLE THHN #14 (METRO)	1.4700	1921.29
CHW19	1	5.26MM2	CABLE THHN #10 (METRO)	3.4100	3.41
CHW19	163	5.26MM2	CABLE THHN #10 (METRO)	3.4100	555.83
CHW27	286	126.68MM2	CABLE THHN #250MCM (METRO)	84.8900	24278.54
CHW24	72	53.51MM2	CABLE THHN #1/0 (METRO)	34.5600	2488.32
CHW21	1	13.30MM2	CABLE THHN #6 (METRO)	8.5700	8.57
CHW21	334	13.30MM2	CABLE THHN #6 (METRO)	8.5700	2862.38
CHW20	317	8.37MM2	CABLE THHN #8 (METRO)	5.5800	1768.86
SWT29	19	3PX200	SWITCH DE CUCHILLA 3X20A DOBLE TIRO PORCELANA 'IMPORTADO'	81.0000	1539.00
FG082	1	TQD32200WL	FLIP-ON 3X200A 240V TQD 'G.E.'	1093.7400	1093.74
FLX17	6	THQL32030	FLIP-ON 3X30A THQL 'G.E.'	257.9000	1547.40
FG082	1	TQD32200WL	FLIP-ON 3X200A 240V TQD 'G.E.'	1093.7400	1093.74
CJ113	1		CAJA PARA FLIP-ON TEB, TED, TQD, TQJ, FI, FD, CC 'INS'	139.4800	139.48
CAB06	1	CS1001-4	CAJA SOCKET CUADRADA MONOFASICA 100A 120/240V 'PROELCA'	362.9900	362.99
COB14	1	ZQC300000	CONTADOR CL-200 120-480V 3H ALD+ FM2S MONOFASICO 'ELSTER'	2874.6500	2874.65
TA017	1	TW12410	TABLERO TRIFASICO 12 CIRCUITOS 100A P/FLIP-ON PRINC. 'G.E.'	834.4000	834.40
TA015	1	TL30420	TABLERO TRIFASICO 30 CIRCUITOS 200A 'G.E.'	1122.9800	1122.98
HEP20	2	HPB-2772	BASE DE SOPORTE DE PARA CABLE 'HELITA'	50.1800	100.36
CPR11	250	506-ZEUS	CABLE PARA DARARRAYO DE COBRE #2/0 1/2" 'THOMPSON' (PIE)	69.3500	17337.50
HEP03	2	IMH-3012/IMH-300	DARARRAYO PULGAR 30 ACERO INOXIDABLE ZMT 'HELITA' (S/MASTIL)	14550.6600	29101.32
THE05	24	115	CARTUCHO DE POLVORA PARA SOLDAR #115 'THERMOWELD'	57.4700	1379.28
VAT12	4		VARILLA DE COBRE PARA TIERRA 5/8"X8"	41.9400	167.76
CCA02	4		CAJA CUADRADA 4"X4"	6.3000	25.20
CH01	282	SIN/30LB/NAT	CINCHO PLASTICO 5" NATURAL '3M'	0.3600	101.52
CIN05	8	SUPER 33+	CINTA SUPER 33+ 3/4"X66" GRANDE '3M'	29.1700	233.36
CDD04	15	9570205	CONECTOR DUCTON/EMT 1 1/4"	5.2000	78.00
CDD09	3		CONECTOR DUCTON/EMT 4"	67.3600	202.08
CPC04	30		COPLA CONDUIT 1 1/4"	12.1000	363.00
CPC09	23		COPLA CONDUIT 4"	105.1800	2419.14
TOR48	16		TORNILLO PARA LAMINA #8 DE 1"	0.1700	2.72
TUC13	30		TUBO CONDUIT GALVANIZADO 1 1/4"X3MT	90.2500	2707.50
TUC18	23		TUBO CONDUIT GALVANIZADO 4"X3MT	339.2800	7803.44
VUC13	15		VUELTA CONDUIT 1 1/4" 'NACIONAL'	53.1000	796.50
VUC09	3		VUELTA CONDUIT 4"	524.3800	1573.14
CHW19	143	5.26MM2	CABLE THHN #10 (METRO)	3.4100	487.63
CHW18	72	3.31MM2	CABLE THHN #12 (METRO)	2.2400	161.28
CAG28	6		CAJA OCTAGONAL 1/2"X3/4" EMBUTIDA 'IMPORTADA'	2.1300	12.78
CAR13	9	533	CAJA RECTANGULAR PLASTICA 1/2"X3/4" 'BTICINO'	2.2400	20.16
CDD02	26	9570105	CONECTOR DUCTON/EMT 3/4"	1.8800	48.88
CPC02	26		COPLA CONDUIT 3/4"	5.9700	155.22
DA001	3	P1100	SWITCH SENCILLO 10A 125V DOMINO AVANT 'BTICINO'	20.0200	60.06
BM355	6	RU25M/65K	BOMBILLA AHORRADORA ESPIRAL 25W DL 'SYLVANIA'	23.7500	142.50
PLP15	6	1175/M	PLAFONERO SIN CADENA BEIGE 'EAGLE'	5.1600	30.96
DA009	6	P1228	ARMADURA DOBLE 2P+T 15A 125V DOMINO AVANT 'BTICINO'	19.8900	119.34
TUC11	26		TUBO CONDUIT GALVANIZADO 3/4"X3MT	48.1000	1250.60
ATW06	55	5.26MM2	ALAMBRE THHN #10 (METRO)	3.4100	187.55
ATW06	23	5.26MM2	ALAMBRE THHN #10 (METRO)	3.4100	78.43
MOR02	4		MORDAZA DE BRONCE 5/8"	4.7800	19.12
THE06	4	150	CARTUCHO DE POLVORA PARA SOLDAR #150 'THERMOWELD'	69.0000	276.00
TCC32	2	LYA4CL	TERMINAL DE COMPRESION CABLE 4 TORNILLO 1/4" 'LCT'	9.8800	19.76
VAT12	3		VARILLA DE COBRE PARA TIERRA 5/8"X8"	41.9400	125.82

**Entrega** 0 dias  
**Vigencia** 0 dias

**Valor Total en Quetzales Q.** 116,540.36

LOS PRECIOS YA INCLUYEN I.V.A.  
 PRECIOS SUJETOS A CAMBIO SIN PREVIO AVISO  
 MATERIAL SUJETO A PREVIA VENTA  
 PREGUNTE POR VISA-CUOTAS  
 SI PAGA CON CHEQUE EMITIR A NOMBRE DE:

F) \_\_\_\_\_  
 Vendedor VSM02 Tp: ANn  
 LUIS CIFUENTES / SAN MARCOS / 79574800

Fuente: Celasa.

## Anexo 15. Cotización de materiales de Anclo Centroamericana S.A.



COTIZACION No. 111428

Guatemala 30 Diciembre 2014

SUJETO A PAGOS TRIMESTRALES

ATENCION A :	
CODIGO	49
CONTACTO	LUIS GALVEZ
CARGO	COMPRAS
TELEFONO	2207-3838
EMAIL	

REFERENCIA	0
DATOS PARA FACTURAR	
NIT	402340-4
NOMBRE	ELECTROMA, S.A.
DIRECCION	Bd. CALLE 0-10 ZONA 9 GUATEMALA GUATEMALA
FORMA PAGO	CREDITO

Reciba un cordial saludo en nombre de la familia ANCLO CENTROAMERICANA, S.A. es un gusto atender su cotización del siguiente material:

No.	CODIGO	DESCRIPCION	MARCA	TIEMPO DE ENTREGA	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO Q.	TOTAL Q.	
1	BCT 12 600	-	ANCLO	INMEDIATA	201	14.53	2,920.53	
2	BMT 12	BROCA DE METAL DE 1/2"	ANCLO	4 SEMANAS	405	18.03	7,302.15	
3	BMT 38	BROCA PARA METAL DE 3/8"	ANCLO	4 SEMANAS	14	9.74	136.36	
4	HA 10	Conector 18 cm, 4 Perforaciones P 1067		4 SEMANAS	890	34.98	31,132.20	
5	HA-09	UNIONES PARA EL RIEL UNICANAL		4 SEMANAS	3,468	22.04	76,434.72	
6	RPL 12	Rondana Plana Nacional Galv. de 12.7 mm ( 1/2 ) BOLSA DE CIENTO		INMEDIATA	122	57.37	6,999.14	
7	RPL 38	Rondana Plana Nacional Galv. de 9.5 mm ( 3/8 ) BOLSA DE CIENTO		INMEDIATA	33	24.86	820.38	
8	AA 12 234	ANCLO Arpon de 13 x 70 mm ( 1/2 x 2 3/4 )		4 SEMANAS	6,936	5.43	37,662.48	
9	TMG 12 212	Tornillo Maq. Galv. 13 x 63 mm ( 1/2 x 2 1/2" )		4 SEMANAS	5,221	4.64	24,225.44	
10	TMG 12 300	Tornillo Maq. Galv. 13 x 76 mm ( 1/2" x 3" )		4 SEMANAS	6,940	5.57	38,655.80	
11	TMG 38 200	Tornillo Maq. Galv. 9.5 x 51 mm ( 3/8" x 2" )		4 SEMANAS	3,307	2.01	6,647.07	
12	TH 12	Tuerca Hexagonal Galv. de 13.0 mm ( 1/2 )		4 SEMANAS	12,163	0.67	8,149.21	
13	TH 38	Tuerca Hexagonal Galv. de 9.5 mm ( 3/8 )		INMEDIATA	3,307	0.28	925.96	
14	USE 4 X 4 305	Riel unicanal P1000 Perforado		INMEDIATA	800	73.50	58,800.00	
15	BCT 12 600	Broca Concreto de 13 x 150 mm ( 1/2 x 6" )		4 SEMANAS	30	14.53	435.90	
16	USE 4 X 4 305	Riel unicanal P1000 Perforado		4 SEMANAS	937	73.50	68,869.50	
17	HB 05	Placa Tipo X Plana de 5 perforaciones P 1028		4 SEMANAS	424	64.23	27,233.52	
18	OT 400	Omegas Tubo Pared Gruesa (HW) de 100 mm ( 4" )		4 SEMANAS	2,883	15.90	45,839.70	
19	-	-	-	-	-	-	-	
20	-	-	-	-	-	-	-	
							Q 443,190.06	
TOTAL EN LETRAS:		CUATROCIENTOS CUARENTA Y TRES MIL CIENTO NOVENTA con 06/100						

Despues de aceptada la presente considerar que:

El tiempo de entrega esta sujeto de acuerdo a lo solicitado en la orden de compra  
podriamos hacerle una entrega parcial de lo que tengamos en existencia

Esperando poder atenderle quedamos a la espera de una respuesta favorable.

Atentamente,

ISMAR CRUZ  
EJECUTIVO DE VENTAS  
2378 4300/ 5029 6463  
lsanchez@othec.com

Fuente: Anclo Centroamérica S.A.

Anexo 16. Cotización de materiales de Patrimonios Consolidados S.A.

		<b>Protección contra el rayo y sobretensiones</b> <b>COTIZACION</b> <b>www.servicioselectronicos.com.gt</b>				
Razón Social:	PATRIMONIOS CONSOLIDADOS, S.A.	Para:	Giovanni de León Hernández			
NIT:	512461-1	Contacto:				
De:	Ana Mateo	Tel:	5412-7057			
Dirección:	3era. Avenida 12-37 zona 9	Fax:	*****			
Tel:	(502) 2327-2225	E-mail:	egdlh7@hotmail.com			
Fax:	(502) 2327-2223	Oferta No.:	713211			
E-mail:	ventas@servicioselectronicos.com.gt	Fecha:	15/07/2015			
Ref: VEN-FO-001						
Item	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Total	Tiempo Entrega	Foto
1	1	<p><b>Pararrayos marca INGESCO NO ELECTRONICO Modelo PDC 6.4</b> con dispositivo de cebado y punta de acero inoxidable (incluye pieza de adaptación a mástil de 2"). Para protección externa contra rayos para todo tipo de edificaciones.</p> <p><b>Normas de Aplicación:</b> UNE 21186, 21185, CE1024-1, NFC 17 102, UNE 50164-1</p> <p><b>Radio de cobertura:</b></p> <p>80 Mts de radio al nivel I de protección                      89 Mts de radio al nivel II de protección                      102 Mts. De radio al nivel III de protección                      113 Mts. De radio al nivel IV de protección</p>	Q22,475.00	Q22,475.00	<b>INMEDIATO</b> (La disponibilidad de productos queda sujeto a cambios sin previo aviso)	
2	1	ABRAZADERA DE FIJACIÓN CON TARUGO	Q100.00	Q100.00		
3	1	MÁSTIL DE 6 MTS. DE HIERRO GALVANIZADO SECCIONADO DE 2"	Q3,400.00	Q3,400.00		
4	1	CABLE DE COBRE THOMPSON 28R 1/2" DE DIAMETRO Modelo 28R SAMPSON	Q126.00	Q126.00		
5	1	VARILLA DE COBRE UL DE 5/8" x 8"	Q193.00	Q193.00		
6	1	MOLDE DE CABLE 1/0 A VARILLA DE 5/8" EN "T"	Q696.00	Q696.00		

Continuación anexo 16.

7	1	CARGA No. 115	Q62.00	Q62.00	      
8	1	GRASA	Q50.00	Q50.00	
9	1	HERRAMIENTAS DE MANO	Q720.00	Q720.00	
10	1	ENCENDEDOR	Q86.00	Q86.00	
11	1	PUENTE DE COMPROBACIÓN, <b>Modelo 250001 G</b>	Q550.00	Q550.00	
12	1	MANGUITO T	Q480.00	Q480.00	
13	1	MANGUITO DE UNION EN CRUZ	Q460.00	Q460.00	
<b>TOTAL</b>			<b>Q29,398.00</b>		
<b>Condiciones Generales</b>					
Condiciones de pago:	CONTADO		Emitir cheque a nombre de:	SERVICIOS ELECTRONICOS	
Validez de la oferta:	15 días				
Lugar de entrega:	3ra ave 12-37 zona 9		HORARIO	LUNES A JUEVES 7.30-1 Y DE 2-5.30 P.M Y VIERNES DE 8-1 Y 2-5 P.M	
Garantía:	<b>POR DESPERFECTOS DE FABRICA</b>				
Observaciones:	<b><u>NO SE ACEPTAN CAMBIOS NI DEVOLUCIONES</u></b>			<b><u>NO INCLUYE INSTALACIÓN</u></b>	

Fuente: Patrimonios Consolidados S.A.

## Anexo 17. Tasa de interés junio 2015

# TASAS DE INTERES ANUAL PARA OPERACIONES PASIVAS | (En Q.)

### DEPÓSITOS DE AHORRO

AHORRO CORRIENTE MEGACUENTA INTERVALOS		TASA NOMINAL	TASA EFECTIVA	AHORRO PREFERENTE INTERVALOS		TASA NOMINAL	TASA EFECTIVA
0.01	4,999.99	0.00	0.00	0.01	999.99	0.00	0.00
5,000.00	24,999.99	0.10	0.10	1,000.00	En Adelante	3.00	3.04
25,000.00	99,999.99	0.50	0.50				
100,000.00	499,999.99	1.75	1.76				
500,000.00	999,999.99	2.50	2.53				
1,000,000.00	En Adelante	3.50	3.56				

a. Serie\*A\* 0.20% a partir de Q.100.00

### DEPÓSITOS MONETARIOS

PREMIER EMPRESARIAL INTERVALOS		TASA NOMINAL	TASA EFECTIVA	PREMIER INDIVIDUAL INTERVALOS		TASA NOMINAL	TASA EFECTIVA
0.01	4,999.99	0.00	0.00	0.01	249,999.99	0.00	0.00
5,000.00	49,999.99	0.10	0.10	250,000.00	499,999.99	0.40	0.40
50,000.00	249,999.99	0.25	0.25	500,000.00	999,999.99	0.60	0.60
250,000.00	499,999.99	0.50	0.50	1,000,000.00	En adelante	0.80	0.80
500,000.00	999,999.99	0.75	0.75				
1,000,000.00	En Adelante	1.00	1.00				

### DEPÓSITOS A PLAZO

INTERVALOS		DEPÓSITOS A PLAZO		
		90 DIAS	180 DIAS	365 DIAS
5,000.00	49,999.99	2.25	2.50	3.00
50,000.00	99,999.99	2.75	3.25	3.50
100,000.00	199,999.99	3.75	4.25	4.50
200,000.00	499,999.99	4.75	5.25	5.75
500,000.00	999,999.99	5.50	6.00	6.75
1,000,000.00	2,999,999.99	5.50	6.75	7.00
3,000,000.00	En Adelante	6.00	6.75	7.00

### TASAS NOMINALES DE INTERES ANUAL Y DEMAS RECARGOS PARA OPERACIONES ACTIVAS | (En Q)

#### TASAS ACTIVAS PARA PRÉSTAMOS

Mínima 6.00% Máxima 30.00%

#### TASA PARA PRÉSTAMOS DE CONSUMO, MICROFINANZAS, TARJETA DE CRÉDITO\*\*

Mínima\*\* 1.00% Máxima\*\* 6.50%

Demás recargos: Recargo comisiones por desembolso van desde 0.00% al 5.00% (\*\*). Tasa Mensual (\*\*).

(Tasas Vigentes a partir del 1 de Junio de 2015).



**BANCO  
G&T CONTINENTAL**

Fuente: [http://www.gytcontinental.com.gt/portal/portal/files/TI\\_P\\_BGYTC\\_2015\\_06.pdf](http://www.gytcontinental.com.gt/portal/portal/files/TI_P_BGYTC_2015_06.pdf).

Consulta: 3 de junio de 2015.

