



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

**DISEÑO PRELIMINAR DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y SU
PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS DE LA ESCUELA DE CIENCIAS DE LA
COMUNICACIÓN DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**

Luis Fernando Alvarado Arroyo

Asesorado por el Ing. Francisco Javier González López

Guatemala, enero de 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO PRELIMINAR DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y SU
PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS DE LA ESCUELA DE CIENCIAS DE LA
COMUNICACIÓN DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

LUIS FERNANDO ALVARADO ARROYO
ASESORADO POR EL ING. FRANCISCO JAVIER GONZÁLEZ LÓPEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Ángel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
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. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
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 LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y SU PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS DE LA ESCUELA DE CIENCIAS DE LA COMUNICACIÓN DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

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



Luis Fernando Alvarado Arroyo



Guatemala, 17 de octubre de 2016.
Ref.EPS.DOC.734.10.16.

Inga. Christa Classon de Pinto
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Classon de Pinto.

Por este medio atentamente le informo que como Asesor-Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Luis Fernando Alvarado Arroyo** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, con carné No. **200117406**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"DISEÑO PRELIMINAR DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y SU PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS DE LA ESCUELA DE CIENCIAS DE LA COMUNICACIÓN DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA"**.

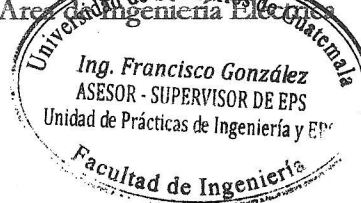
En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Francisco Javier González
Asesor-Supervisor de EPS
Área Ingeniería Eléctrica
Universidad de San Carlos de Guatemala



c.c. Archivo
FJA/ra



Guatemala 17 de octubre de 2016.
Ref.EPS.D.451.10.16.

Ing. Francisco Javier González
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero González.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"DISEÑO PRELIMINAR DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y SU PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS DE LA ESCUELA DE CIENCIAS DE LA COMUNICACIÓN DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, Luis Fernando Alvarado Arroyo, quien fue debidamente asesorado y supervisado por el Ing. Francisco Javier González.

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

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"


Inga. Christa Classon de Pinto
Directora Unidad de EPS



CCdP/ra



Ref. EIME 68. 2016.

Guatemala, 19 de OCTUBRE 2016.

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO PRELIMINAR DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y SU PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS DE LA ESCUELA DE CIENCIAS DE LA COMUNICACIÓN DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA,** del estudiante Luis Fernando Alvarado Arroyo, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



sro.



REF. EIME 68. 2016.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; LUIS FERNANDO ALVARADO ARROYO titulado: DISEÑO PRELIMINAR DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y SU PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS DE LA ESCUELA DE CIENCIAS DE LA COMUNICACIÓN DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 2 DE NOVIEMBRE 2016.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **DISEÑO PRELIMINAR DE LOS SISTEMAS DE GENERACION FOTOVOLTAICA Y SU PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS DE LA ESCUELA DE CIENCIAS DE LA COMUNICACIÓN DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario: Luis Fernando Alvarado Arroyo, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Pedro Antonio Aguilar Pofán
Decano



Guatemala, enero de 2017

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por darme la vida y estar siempre delante de mí para guiarme, a mi lado para defenderme y levantarme.
Mis padres	María Elena y Arcadio por su amor, su comprensión, apoyo y por formarme como una persona de bien.
Mi esposa	Silvia Marina Alonzo por cuidar con tanto amor a nuestros hijos y apoyarme en todo momento.
Mis hijos	Fernando Josué, Carmen Sofía y Luis Ricardo por ser la luz de mi vida.
Mis hermanos	Anibal, Henry, Daniel, Carlos y Carmen por estar conmigo en todo los momentos importantes.
Mis abuelos	Felisa Solís (QEPD) y Gregorio Arroyo (QEPD) por todos sus consejos y enseñanzas de vida.
Mis amigos	Por su apoyo en los buenos y malos momentos.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por darme la oportunidad de superarme académicamente y a la Unidad de Servicios Generales de la DIGA por la oportunidad de realizar el EPS.
Facultad de Ingeniería y la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica	Por toda la enseñanza académica y profesional impartida. En especial al ingeniero Benigno Orozco por la revisión de este informe.
Ing. Francisco González	Por su enseñanza, su confianza y asesoría para realizar este trabajo de graduación.
Mis compañeros y amigos	Hugo Alvarado y Carlos Díaz por compartir sus conocimientos.
Ing. Gelver Cárdenas	Por su amistad, apoyo y oportunidad de realizar las practicas finales de ingeniería.
Ingenio Santa Ana	Por abrir las puertas para aprender sobre los procesos industriales en el área de Automatización.
Colegio El Sagrado Corazón de Jesús	Por darme la oportunidad de culminar la carrera, en especial al Ing. Guillermo González

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XV
GLOSARIO	XVII
RESUMEN	XIX
OBJETIVOS	XXI
INTRODUCCIÓN	XXIII
1. FASE DE INVESTIGACIÓN	1
1.1. Antecedentes de la institución	1
1.1.1. División de Servicios Generales	2
1.2. Fuentes de energía renovable en Guatemala	4
1.2.1. Hidráulica	6
1.2.2. Biomasa	7
1.2.3. Eólica	7
1.2.4. Solar	9
1.2.5. Geotérmica	10
1.3. La energía solar fotovoltaica	11
1.3.1. Radiación solar	11
1.3.2. Horas sol pico (HSP)	13
1.4. Componentes de un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red de distribución	14
1.5. Panel Fotovoltaico	14
1.5.1. Curva característica del módulo fotovoltaico	16
1.5.1.1. Condiciones estándar de medida (<i>standard test conditions STC</i>)	18

1.5.2.	Eficiencia del módulo fotovoltaico	20
1.5.2.1.	Paneles en el mercado	20
1.5.3.	Orientación e inclinación de módulos solares	24
1.5.4.	Separación entre módulos	26
1.6.	Inversor	27
1.6.1.	Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)....	29
1.6.1.1.	Algoritmo de perturbación y observación (P&O)	31
1.6.1.2.	Algoritmo de conductancia incremental (CondInc).....	32
1.6.2.	Características de los inversores para instalaciones conectadas a red.....	33
1.6.3.	Inversores en el mercado	36
1.7.	Medidores	40
1.8.	Estructuras y accesorios	41
1.8.1.	Características del soporte	43
1.9.	Protecciones	44
1.9.1.	Protección contra cortocircuitos y sobrecargas.....	46
1.9.2.	Interruptor electromagnético	47
1.9.3.	Cajas combinadoras CC (<i>string boxes</i>)	49
1.9.4.	Características técnicas de las cajas combinadoras en el mercado	54
1.9.4.1.	Software de configuración <i>String Box</i> Aros-solar	55
1.9.5.	Cajas de conexión CA	57
1.10.	Canalización eléctrica	58
1.10.1.	Modos de instalación de la canalización	60
1.10.2.	Bandejas para canalizar cables solares.....	60
1.10.3.	Algunas prescripciones de instalación	62

1.10.4.	Dimensionado de canalizaciones	63
1.10.5.	Factores que se deben tomar en cuenta en la canalización	63
1.11.	Cableado AC/DC	65
1.12.	Sistema de puesta a tierra	69
1.12.1.	La seguridad del personal	69
1.12.2.	Conexión para asegurar la operación del dispositivo de protección	70
1.12.3.	Objetivos del sistema de puesta a tierra.....	71
1.12.4.	Conexión a tierra efectiva	71
1.12.5.	La resistividad de terreno	72
1.12.5.1.	Medición de la resistividad del terreno.....	73
1.12.6.	Elementos principales de un sistema de tierras	74
1.12.6.1.	Dispensores.....	75
1.12.6.2.	Conductores.....	76
1.12.6.3.	Conectores.....	77
1.12.7.	El tamaño o extensión del sistema de tierras	77
1.12.8.	Requisitos de una malla a tierra	78
1.13.	Protección contra descargas electroatmosféricas	79
1.13.1.	Nivel cerámico	80
1.14.	Calidad de la potencia	81
1.14.1.	Transientes	81
1.14.2.	SWELL.....	82
1.14.3.	SAG	82
1.14.4.	Distorsión armónica	82
1.15.	Normas y reglamentos.....	83
1.15.1.	Ley General de Electricidad	83
1.15.2.	Norma NTGDR	84

1.15.2.1.	Generación distribuida renovable	84
1.15.2.2.	Generador distribuido renovable:	85
1.15.2.3.	Usuario autoprodutor con excedentes de energía	85
1.15.2.4.	Obligaciones del distribuidor	85
1.15.2.5.	Fuentes que no generan energía eléctrica en corriente alterna.....	86
1.15.2.6.	Pruebas de la puesta en servicio y evaluación	86
1.15.2.7.	Control de la calidad de energía.	87
1.15.2.8.	Autorización para UAEE	88
1.15.2.9.	Sistema de medición para un UAEE	89
1.15.2.10.	Lectura y crédito	89
1.15.3.	Autorización de un GDR	90
1.16.	Energía limpia	90
1.16.1.	Dióxido de carbono CO ₂	91
2.	FASE TÉCNICO PROFESIONAL	95
2.1.	Informe ejecutivo del proyecto.....	95
2.2.	Diseño de la instalación fotovoltaica.....	96
2.3.	Especificaciones técnicas del diseño	98
2.3.1.	Datos del consumo	98
2.3.2.	Hora solar pico	101
2.3.3.	Prospección de generación Solar	104
2.3.4.	Superficie disponible	104
2.3.5.	Dimensionamiento del sistema FV y tecnología a utilizar.	106
2.3.5.1.	Panel Solar	106
2.3.5.2.	Inclinación de los paneles fotovoltaicos.....	107

	2.3.5.3.	Distancia entre las filas de módulos ...	108
	2.3.5.4.	Cantidad de paneles a utilizar	109
	2.3.5.5.	Inversor	110
2.3.6.		Arreglo serie paralelo	111
2.3.7.		Propuesta como GDR	116
	2.3.7.1.	Instalación	119
	2.3.7.2.	Comunicación con los inversores	121
2.3.8.		Estructuras y soporte	122
2.3.9.		Dimensionamiento del cableado eléctrico	127
	2.3.9.1.	Cableado de paneles solares a cajas de conexión.....	129
	2.3.9.2.	Cableado de caja de conexión a caseta de inversores y protecciones ..	131
	2.3.9.3.	Cableado de inversor a red de baja tensión	133
	2.3.9.4.	Selección de ductos (exterior e interior).....	136
2.4.		Protecciones del sistema fotovoltaico	136
	2.4.1.	Protecciones incorporadas en el inversor.....	137
	2.4.2.	Protecciones de corriente continua	139
	2.4.2.1.	Diodo	139
	2.4.2.2.	Protecciones de sobrecorriente (interruptor automático)	140
	2.4.2.3.	El interruptor termomagnético	141
2.4.3.		Protecciones en corriente alterna.....	142
	2.4.3.1.	Etapa 1: Inversor a tablero principal de distribución	142
	2.4.3.1.1.	Interruptor magnetotérmico	142

	2.4.3.1.2.	Interruptor diferencial ..	143
	2.4.3.1.3.	Dispositivos necesarios según la norma NTGDR.....	143
	2.4.3.2.	Etapa 2: Barra a Contador bidireccional.....	144
	2.4.3.2.1.	Interruptor magnetotérmico	145
	2.4.3.2.2.	Interruptor diferencial ..	145
2.5.		Sobrecargas electro atmosféricas	145
	2.5.1.	El nivel cerámico y densidad de descargas a tierra	146
	2.5.2.	Cálculo del riesgo de impacto del rayo	146
	2.5.3.	Cálculo de la frecuencia anual de impactos de rayos sobre la estructura (Nd)	147
	2.5.4.	Cálculo de la frecuencia aceptable de impactos de rayo sobre la estructura (Nc)	149
	2.5.5.	Cálculo del nivel de protección	150
	2.5.6.	Pararrayos con dispositivo cebado	152
	2.5.6.1.	Avance del cebado	152
	2.5.6.2.	Modelo de protección	153
	2.5.6.3.	Radio de protección de un PDC.....	154
	2.5.6.4.	Elección y posicionamiento del PDC.....	155
	2.5.7.	Pararrayos a utilizar.....	156
	2.5.7.1.1.	Características y beneficios	157
2.6.		Diseño de puesta a tierra	158
	2.6.1.	Diseño de una malla a tierra	159

2.6.2.	Calculo de la resistencia a tierra	160
2.7.	Análisis económico	164
2.7.1.	Historial de gastos	165
2.7.1.1.	Costos de materiales y equipos	168
2.7.1.2.	Costo de operación y mantenimiento	170
2.7.2.	Cálculo de la energía inyectada a la red	170
2.7.3.	Valor presente neto VPN y tasa interna de retorno TIR.....	172
2.7.3.1.	Beneficio ecológicos.....	173
2.7.3.1.1.	Beneficios del proyecto como UAEE ..	173
2.7.3.1.2.	Beneficios del proyecto como GDR....	174
3.	FASE DE ENSEÑANZA-APRENDIZAJE.....	177
3.1.	Curso de capacitación	177
3.1.1.	Plan de capacitación	177
3.2.	Plan de contingencia	180
3.2.1.	Riesgo por fenómenos atmosféricos	180
3.2.2.	Riesgo por incendio	181
3.2.3.	Riesgos causados por personal humano	181
3.2.4.	Medidas de seguridad.....	182
3.2.5.	Mantenimiento preventivo	183
3.2.6.	Mantenimiento correctivo	183
	CONCLUSIONES.....	185
	RECOMENDACIONES.....	187
	BIBLIOGRAFÍA.....	189
	APÉNDICES.....	191
	ANEXOS	199

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Gráfico de la matriz energética del país para el año 2014.....	6
2.	Tipos de radiación solar	12
3.	HPS en un día despejado	13
4.	Etapas del efecto fotovoltaico.....	15
5.	Curva característica I-V.....	17
6.	Espectro de radiación solar	19
7.	Panel solar Yingli	21
8.	Dimensiones del panel.....	22
9.	Inclinación del panel fotovoltaico.....	24
10.	Orientación Ángulo de azimut α	25
11.	Latitud y Longitud para Guatemala	26
12.	Distancia entre paneles.....	27
13.	Diagrama de interno de inversor	28
14.	Curva I-V del Panel Fotovoltaico	30
15.	Funcionamiento del algoritmo P&O	32
16.	Diagrama de flujo de algoritmo de conductancia incremental.....	33
17.	Rendimiento en relación al aislamiento galvánico	35
18.	Inversor Power One Aurora PVI-10.0-IOUTD-S2-US-208-NG.....	37
19.	Medidor bidireccional marca Algodue modelo UEC1P5	41
20.	Fuerza del viento sobre las estructuras.....	42
21.	Forma de anclaje de la estructura	44
22.	Diagrama de protecciones Sistema Fotovoltaico.....	46

23.	Diagrama interno de interruptor termomagético	48
24.	Interruptor termomagético de un polo 30 A	49
25.	Caja combinadora marca ABB	51
26.	Esquema general de una caja combinadora	52
27.	Entradas positiva y negativa a la caja combinadora.....	53
28.	Diseño hermético caja combinadora Aros-solar	55
29.	Ventana principal de monitorización	56
30.	Caja de conexión AC arrayBOX ACI.....	57
31.	Canalización sobrepuesta o empotrada	59
32.	Bandejas tipo escalera	61
33.	Bandejas tipo perforadas	61
34.	Bandeja de varillas o rejilla	62
35.	Cable solar de 4 mm Slocable	69
36.	Distintos tipos de electrodos	75
37.	Conductor desnudo de cobre.....	76
38.	Distintos tipos de conectores	77
39.	Matriz energética agosto 2015.....	92
40.	Área disponible en la terraza del edificio S7	96
41.	Vista satelital del edificio S7	97
42.	Área disponible del edificio M2	97
43.	Mapa de radiación solar al día para Guatemala.....	103
44.	Área Disponible para Generar	105
45.	Curva característica de la eficiencia del panel solar.....	106
46.	Distancia entre paneles	108
47.	Arreglo serie paralelo con 44 paneles.....	114
48.	Modelo 3D de la configuración de los paneles.....	115
49.	Vista área del edificio S7 y el modelo en 3D sobrepuesto	116
50.	Ubicación de casetas para los inversores y transformadores	117
51.	Libranzas y espacios necesarios para operar como GDR	118

52.	Similitudes entre los edificio M2 y S7	119
53.	Dimensiones del inversor	120
54.	Separación adecuada de los inversores.....	120
55.	Diagrama de interconexión en red de los inversores.	121
56.	Partes del diseño de la estructura	124
57.	Dimensiones de base de concreto	126
58.	División de los tramos para el cableado	129
59.	Ubicación de los <i>string</i> para los edificios S7 y M2	131
60.	Caseta en donde se alojarán los seis inversores.....	132
61.	Grupo de paneles para cada inversor	132
62.	Ubicación de los paneles en el edificio S7.....	135
63.	Protecciones incorporadas al inversor.....	138
64.	Área de captación equivalente	149
65.	Zonas de protección de un pararrayos PCD.....	154
66.	Deducción de variables para encontrar el radio de protección en un PCD.....	155
67.	Niveles de protección Pararrayos INGESCO	156
68.	Equipo utilizado en la toma de resistencia a tierra.....	158
69.	Toma de medidas para encontrar la resistividad del suelo	159
70.	Zona apropiada para el sistema de puesta a tierra.....	163
71.	Cantidad de CO ² no emitidos por inversor de 10 kW.....	174
72.	Desarrollo de seminario sobre inversores fotovoltaicos.....	178
73.	Seminario sobre dimensionamiento de paneles solares.....	179

TABLAS

I.	Datos característicos del panel solar Yingli	23
II.	Clasificación de inversores según conmutación	34
III.	Interpretación del Modelo del inversor.....	37

IV.	Resumen de las características importantes del inversor	39
V.	Características <i>string box</i> de Aros-solar	54
VI.	Código IP de protección en intemperie: agua y polvo	58
VII.	Factores de corrección basados en una temperatura ambiente.....	67
VIII.	Corrección de temperatura para canalizaciones circulares.....	67
IX.	Valores típicos de resistividad de los terrenos	73
X.	Conductores de puesta a tierra.....	76
XI.	Nivel Cerámico en Guatemala	81
XII.	Participación en la producción de energía por tipo de combustible y su aporte de CO ₂	93
XIII.	Resumen facturas edificio S7 medidor k64541	99
XIV.	Resumen de facturas edificio M2 medidor J39237.....	100
XV.	Consumo mensual del edificio S7.....	101
XVI.	Datos promedio de la radiación incidente en kWh/m ² obtenidos en la página de la NASA.....	102
XVII.	Cálculo de la desviación estándar de la potencia a generar	110
XVIII.	Datos característicos para el dimensionamiento del inversor.....	111
XIX.	Resumen de pérdidas.....	112
XX.	Proyección de generación en distintos años	114
XXI.	Detalle de los materiales a utilizar en las estructuras.....	122
XXII.	Cantidad de componentes para la estructura por edificio	125
XXIII.	Resumen del cálculo de conductores	130
XXIV.	Cálculos de conductores para el segundo tramo	133
XXV.	Coeficiente ambiental	147
XXVI.	Dimensiones de los edificios S7 y M2.....	148
XXVII.	Cálculo del coeficiente C2, C3, C4, C5.....	150
XXVIII.	Nivel de Protección para Descargas Atmosféricas	151
XXIX.	Lista de materiales del sistema de puesta a tierra	164
XXX.	Datos consumo edificio S7, Bienestar Estudiantil	165

XXXI.	Categorías tarifarias de los últimos 9 trimestres	166
XXXII.	Detalle del consumo según las categorías tarifarias.....	167
XXXIII.	Materiales y costo	168
XXXIV.	Prospección de generación Anual.....	171
XXXV.	Flujo de efectivo... ..	172
XXXVI.	Resumen de toneladas de CO ₂ que se evitan.....	173
XXXVII.	Cálculo del monto en USD y la cantidad de barriles de petróleo ahorrados..... ..	175

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
CA	Corriente alterna
CD	Corriente directa
°C	Grados centígrados
W	Watt o vatio
kW	Kilovatios
kWh	Kilovatios hora
m ²	Metro cuadrado
Wp	Vatios pico
MPPT	Seguidor de punto de máxima potencia
FV	Fotovoltaico
HSP	Hora solar pico
cc	Cortocircuito
co	Circuito abierto
THHN	Termo plástico de alta temperatura cubierto de nylon
GDR	Generador distribuido renovable
AGER	Asociación de Generadores con Energía Renovable
AMM	Administrador del Mercado Mayorista
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI, por sus siglas en inglés)
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
GDRs	Generadores Distribuidos Renovables
IEEE	Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica (IEEE, por sus siglas en inglés)

IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés)
LGE	Ley General de Electricidad
MEM	Ministerio de Energía y Minas
NCC	Norma de Coordinación Comercial
NCO	Norma de Coordinación Operativa
NTDOID	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
RLGE	Reglamento de la Ley General de Electricidad
UAEE	Usuario Autoprodutor con Excedentes de Energía

GLOSARIO

Autoproductor	Persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, cuya producción destina exclusivamente a su propio consumo.
Célula fotovoltaica	Una célula fotoeléctrica, también llamada célula o celda fotovoltaica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (electrones) mediante el efecto fotoeléctrico.
Efecto fotoeléctrico	Consiste en la emisión de electrones por un material cuando se le ilumina con radiación electromagnética (luz visible o ultravioleta, en general).
Generación distribuida	Generación de electricidad producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución, cuyo aporte de potencia es inferior o igual al que establece el Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Insolación	Es la cantidad de energía en forma de radiación solar que llega a un lugar de la tierra en un día concreto (insolación diurna) o en un año (insolación anual).
Inversor	Dispositivo que convierte la energía de corriente continua procedente del generador fotovoltaico en corriente alterna.
Módulo fotovoltaico	Están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos.
Panel solar	Dispositivo que aprovecha la energía de la radiación solar, para generar electricidad mediante energía solar fotovoltaica.
Potencia pico	Es la máxima potencia eléctrica que produce un panel bajo condiciones estándares.
TIR	Tasa interna de retorno.
VPN	Valor presente neto.

RESUMEN

En este documento se presenta el informe final del Ejercicio Profesional Supervisado ejecutado para la Dirección General de Administración de la Universidad de San Carlos de Guatemala en la División de Servicios Generales, en el cual se realiza el diseño preliminar de los sistemas de generación fotovoltaica y su protección eléctrica para los edificios S7 y M2 de la Escuela de Ciencias de la Comunicación.

El proyecto consiste en realizar el diseño, dimensionamiento y cálculo de materiales para implementar un proyecto de eficiencia energética con energía renovable solar fotovoltaica que disminuya el costo en el pago de energía eléctrica; para así utilizar el ahorro en mejoras académicas en la universidad y aprovechar los beneficios ecológicos de estos proyectos.

La legislación actual de nuestro país favorece este tipo de proyectos con dos formas para participar en el mercado eléctrico: generador distribuido renovable y usuario autoprodutor con excedente de energía. En la universidad hay espacio en las terrazas de los edificios para implementar cualquiera de estas opciones.

En el informe se describen los fundamentos teóricos de los componentes del sistema: paneles solares, inversores, estructuras, cableado, protecciones eléctricas y la normativa que rige en la implementación.

En la fase técnico profesional se dimensiona cada elemento del sistema de generación fotovoltaica, se realiza el presupuesto de la implementación y el

análisis económico para determinar la rentabilidad del proyecto. Al finalizar se presentan los detalles, mantenimiento del sistema y la fase de enseñanza aprendizaje.

OBJETIVOS

General

Evaluar la factibilidad técnica y económica de un proyecto de generación de energía solar por medio de paneles fotovoltaicos en el edificio de Bienestar Estudiantil S7 y M2 que incluya generación, protección y expansión, de acuerdo a los aspectos técnicos, legales y económicos para usuario autoprodutor con excedentes de energía.

Específicos

1. Calcular la cantidad de paneles solares a utilizar previendo el consumo de los edificios y el área disponible en las terrazas de los edificios S7 y M2.
2. Diseñar un sistema de pararrayos para proteger los sistemas de generación en los edificios S7 y M2.
3. Encontrar la rentabilidad y viabilidad del proyecto por medio del análisis económico.
4. Dimensionar el sistema de generación fotovoltaico como usuario autoprodutor con excedente de energía tomando en cuenta la prospección solar máxima que se puede generar en el área disponible de las terrazas de los edificios S7 y M2.

5. Diseñar un sistema de tierras adecuado para proteger los paneles y llevar a tierra las sobrecargas atmosféricas.

6. Dimensionar las protecciones eléctricas necesarias en AC y DC del sistema de generación fotovoltaica.

INTRODUCCIÓN

La eficiencia energética se refiere al ahorro de energía y la disminución de los efectos ambientales de la generación de energía eléctrica. Para el ahorro de energía eléctrica se encuentran muchos dispositivos eficientes como las lámparas fluorescentes o las lámparas con tecnología LED, calentadores solares y técnicas que automatizan la gestión energética; mientras que para disminuir los efectos ambientales se recurre a la generación de electricidad con fuentes de energía renovable: hidráulica, eólica y solar.

La matriz energética de nuestro país muestra cambios significativos con el uso de fuentes alternas de energías renovables como la eólica y la solar lo que representa actualmente el 1 % del total generado; este aumento en el uso de este tipo de energías tiene efectos positivos directamente en el impacto ambiental y en la disminución del precio de la energía por usar fuentes inagotables y gratuitas.

La generación distribuida renovable se refiere a la generación de energía eléctrica con fuentes renovables, tiene la característica de poder participar en el mercado eléctrico como un pequeño generador no mayor a 5 MW conectado a la red de distribución o un usuario autoprodutor con excedente de energía; se utilizan fuentes de energía renovable para generar la energía que se necesita; si se tiene excedente se inyecta a la red y si no se genera lo suficiente consume de la red eléctrica.

La energía eléctrica es un recurso indispensable para el funcionamiento de un centro educativo como lo es la Universidad de San Carlos de Guatemala por lo que cada facultad o edificio cuenta con el suministro de la EEGSA con

quien tiene contratos específicos. La universidad puede participar como un usuario autoproducer con excedente de energía en cada uno de sus edificios y con los beneficios obtenidos, aparte de propiciar la eficiencia energética, podría invertir en mejoras académicas.

En este trabajo se realiza el diseño preliminar de los sistemas de generación fotovoltaica y su protección eléctrica para los edificios de la Escuela de Ciencias de la Comunicación S7 y M2, como un usuario con excedente de energía y como un GDR. En el primer capítulo se investigan todos los fundamentos teóricos que se necesitan para el diseño: antecedentes de la institución, descripción y funcionamiento de los paneles solares, inversores y los dispositivos de protección eléctrica. Las características de un sistema de tierra y pararrayos y toda la normativa necesaria para implementar el proyecto.

En el segundo capítulo se desarrolla la fase técnico-profesional en donde se realiza el estudio del consumo de energía actual en los edificios, el área disponible en las terrazas para colocar los paneles solares y el diseño del sistema fotovoltaico a implementar tanto con la orientación, la cantidad de paneles a colocar, los inversores y las protecciones; así como un estudio económico del mismo y los beneficios ecológicos obtenidos al utilizar fuentes no contaminantes en el proceso de generación de electricidad.

En el tercer capítulo se describe la fase de enseñanza-aprendizaje en donde se detallan las capacitaciones que se realizaron en torno al uso de energía solar para la generación de energía eléctrica, los planes de mantenimiento que se deben realizar al sistema fotovoltaico y los detalles de las gestiones necesarias para participar como un usuario autoproducer con excedente de energía.

1. FASE DE INVESTIGACIÓN

1.1. Antecedentes de la institución

La Universidad de San Carlos de Guatemala es la universidad autónoma estatal; el campus central está ubicado en la zona 12 de la ciudad capital. Cuenta con los servicios educativos en carreras técnicas, profesorados, licenciaturas, posgrados y especialidades con cobertura en 20 departamentos y dividida en facultades, escuelas y centros regionales.

Su misión: “en su carácter de única universidad estatal le corresponde con exclusividad dirigir, organizar y desarrollar la educación superior del estado y la educación estatal, así como la difusión de la cultura en todas sus manifestaciones. Promoverá por todos los medios a su alcance la investigación en todas las esferas del saber humano y cooperará al estudio y solución de los problemas nacionales”¹.

Su visión: “la Universidad de San Carlos de Guatemala es la institución de educación superior estatal, autónoma, con cultura democrática, con enfoque multi e intercultural, vinculada y comprometida con el desarrollo científico, social, humanista y ambiental, con una gestión actualizada, dinámica, efectiva y con recursos óptimamente utilizados, para alcanzar sus fines y objetivos, formadora de profesionales con principios éticos y excelencia académica”².

Las primeras gestiones para formar la primera universidad en Guatemala datan desde el año 1548 a solicitud del obispo Francisco Marroquín la cual no tuvo éxito. Fue el obispo Payo Enríquez, quien introdujo la imprenta en

¹ <http://www.usac.edu.gt/misionvision.php>. Consulta 2 de febrero de 2015.

² *Ibíd.*

Guatemala, quien solicitó nuevamente la creación de una universidad en la ciudad de Santiago de Guatemala. Esta nueva solicitud tuvo éxito y, en 1676 la Corona autorizó la fundación de la universidad guatemalteca, pero entra en función hasta 1681. Se leían las cátedras de teología y cánones, leyes, medicina y artes, kaqchikel. La lectura consistía en que el catedrático dictaba un tema que los alumnos debían memorizar.

En 1875, la Universidad de San Carlos de Guatemala fue transformada en la Universidad Nacional. La Junta Revolucionaria de 1944, integrada por Francisco Javier Arana, Jacobo Árbenz Guzmán y Jorge Toriello, emitió el Decreto núm. 12 por el que se estableció la Autonomía Universitaria. Este Decreto fue emitido para evitar que cualquier gobernante pudiera controlar la Universidad Nacional de San Carlos de Guatemala como lo había hecho Jorge Ubico.

La estructura orgánica de la Universidad de San Carlos de Guatemala se encuentra integrada por unidades de decisión superior, unidades de apoyo funcional y las unidades ejecutoras del desarrollo de las funciones de docencia, investigación y extensión de la universidad.

1.1.1. División de Servicios Generales

El objetivo de la creación de la División de Servicios Generales es administrar el mantenimiento y obra física de la universidad; esta división administrativa depende de la Dirección General de Administración (DIGA), de la Universidad de San Carlos de Guatemala. La división fue creada y aprobada por el Consejo Superior Universitario el 12 de agosto de 1981 según el acta núm. 26-81, inciso 3.12.

La División de Servicios Generales se encuentra ubicada en el edificio Diga dentro del campus central de la Universidad de San Carlos de Guatemala en la zona 12 de la capital de Guatemala.

El Departamento de Mantenimiento de esta división proporciona los servicios de electricidad, carpintería, herrería, fontanería, albañilería, telefonía y herrería. El Departamento de Servicios ayuda con la limpieza en la ciudad universitaria: áreas verdes, corte de grama, poda de árboles, servicios de transporte y vigilancia.

La misión y visión de la División de Servicios Generales son: Misión: “la División de Servicios Generales presta una cobertura tanto en la capital, en la ciudad universitaria y las diferentes dependencias y propiedades que tiene la Universidad en la ciudad de Guatemala, como a nivel regional, cubriendo cada uno de los Centros Regionales y propiedades universitarias en el interior del país. Esta cobertura en la capital la proporciona la División de Servicios Generales a través de sus diferentes departamentos, a nivel departamental, el 95 por ciento de cobertura se realiza a través del Departamento de Diseño, Urbanización y Construcciones y en un 5 por ciento por el Departamento de Servicios”³.

Visión: “La División de Servicios Generales como órgano de administración superior tiene como función básica el control técnico y administrativo de los proyectos de obra física, así como también los programas de mantenimiento y servicios que se desarrollan en la Universidad de San Carlos de Guatemala, a través de los Departamentos de Diseño, Urbanización y Construcciones, mantenimiento y Servicios, que son los que la conforman.”⁴ ”

³ http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_2598_IN.pdf. Consulta: 8 de marzo de 2015.

⁴ Ibíd

Entre los objetivos principales de la División de Servicios Generales se pueden mencionar:

- Aprovechamiento de los recursos para poder obtener una mayor productividad en los programas de supervisión, mantenimiento y control de proyectos.
- Investigación de las prioridades de la Usac mediante el análisis de costos y necesidades en las diferentes unidades.
- Determinar el uso racional de la planta física del campus universitario para la distribución, funcionamiento y mantenimiento de la capacidad instalada.
- Hacer estudios necesarios para los programas de planificación física, mantenimiento y servicios, relacionados con el diseño y urbanización.

La DSG obedece a las políticas de la Usac en fortalecer el desarrollo de la infraestructura física y las políticas de docencia: equipamiento de laboratorios, talleres y programas académicos.

Dentro de sus funciones están:

- Elaboración, ejecución, control-presupuestos y plan de inversiones.
- Asesoría a diferentes unidades. Proyectos de arquitectura e ingeniería.
- Asesoría a diferentes unidades académicas y administrativas de la Usac en lo que respecta: a) cuadros, diagramas y gráficas, b) asesoría con respecto al uso del espacio y construcción.

1.2. Fuentes de energía renovable en Guatemala

Energía renovable es la que se obtiene de fuentes naturales: aire, agua, sol, etc. Este tipo de energía puede ser capaz de sustituir las fuentes de energía

fósiles como el petróleo, gas natural o carbón. Las energías renovables tienen un menor efecto contaminante y tienen fundamentalmente una posibilidad de renovación.

El problema de la energía fósil es que se están agotando las fuentes de energía que abastecen a la sociedad; por esa razón es necesario que se desarrollen nuevos métodos para obtener la energía: las energías renovables. Aparte que las energías fósiles traen consigo problemas de contaminación y el aumento de los gases invernadero. Las energías renovables dan beneficios como los siguientes:

- Usan el recurso sin contaminarlo, consumirlo o agotarlo
- Son fuente inagotable para la generación de energía eléctrica
- No emiten gases de efecto invernadero ni residuos
- Atraen inversión al país
- Generan oportunidades de empleo y desarrollo local

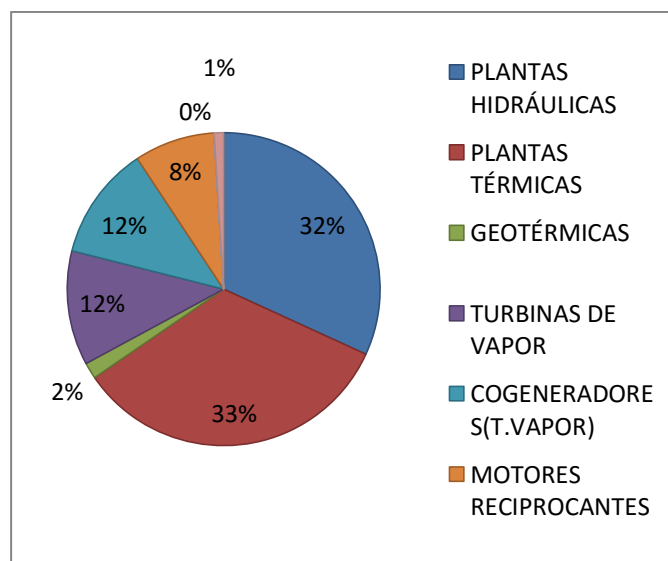
Con el fin de que Guatemala se independice del uso absoluto del petróleo y de fomentar la generación de energía por medio de recursos renovables, el sector de energías renovables en Guatemala se fortalece día a día, y se convierte en un ámbito atractivo de la inversión.

Guatemala tiene un gran potencial en generar energía renovable, por eso la visión de la Asociación de Generadores con Energías Renovables (AGER) es que para el 2025 el 80 % de la energía eléctrica producida en el país provenga de fuentes renovables. Su misión es cambiar la matriz energética a favor de las energías renovables y mantenerla en el tiempo para apoyar la sostenibilidad del sector eléctrico y mejorar las condiciones de competitividad del país.

La AGER fue fundada en 2002, sin fines de lucro y desde entonces se ha dedicado a promover la investigación, educación y aprovechamiento de fuentes renovables de energía en Guatemala. Su fin es reunir y organizar a todas las personas individuales y jurídicas del sector privado que tengan como actividad la generación de energía eléctrica provenientes de fuentes nuevas y renovables.

La AGER tiene como objetivos estratégicos: lograr mayor representatividad e influencia en el sector eléctrico; reducir la oposición e incentivar el desarrollo de nuevos proyectos de energía renovable; promover ajustes al marco regulatorio en apoyo a las energías renovables; agregar valor a las actividades empresariales de los asociados.⁵

Figura 1. **Gráfico de la matriz energética del país para el año 2014**



Fuente: Elaboración propia.

1.2.1. Hidráulica

Es la energía obtenida principalmente por las corrientes de agua de los ríos. La energía potencial acumulada en los saltos de agua puede ser

⁵ <http://www.ager.org.gt/acerca-de-ager/>. Consulta: 12 de febrero de 2015.

transformada en energía eléctrica, haciendo que dicha fuerza proporcionada por el río pueda poner en funcionamiento las turbinas de un generador eléctrico. Esta es la más abundante en Guatemala debido a la gran cantidad de ríos. Es una fuente de energía limpia que necesita construir las instalaciones adecuadas y permite aprovechar el potencial con un costo nulo de combustible. El principal problema de esta energía es la variabilidad del clima.

1.2.2. Biomasa

La biomasa es la utilización de materia orgánica como fuente energética. La biomasa es materia orgánica que funciona como fuente de energía. Por medio de métodos termoquímicos se puede utilizar calor para transformar la biomasa. Los materiales que funcionan mejor son los de menor humedad (madera, cascaras, etc.); las cuales se utilizan para combustión, se quema la materia orgánica con mucho aire a una temperatura de 600 y 1 000 grados centígrados, así salen gases calientes a presión los cuales se pueden utilizar para mover turbinas y generar electricidad.

1.2.3. Eólica

La energía eólica aprovecha la energía del viento para producir energía eléctrica. Esta energía es la más limpia y barata para producir. Su funcionamiento es por medio de torres con aspas que son movidas por el viento, las cuales hacen girar un eje central, conectado a través de una serie de engranes a un generador eléctrico. La energía eléctrica generada por el movimiento de la turbina es transportada mediante cables conductores a un centro de control donde se almacena en acumuladores o bien se distribuye directamente a las sub estaciones.

Para controlar el movimiento de la turbina, las centrales eólicas tienen un volante de inercia el cual actúa como carga de frenado y permite así controlar las revoluciones de las aspas sin importar la velocidad del viento. Debido a la altura en la que se encuentra el generador y el rozamiento que el aire produce sobre este, es conveniente que el equipo esté conectado a tierra para evitar la electricidad estática.

Un parque eólico es la instalación integrada de un conjunto de aerogeneradores interconectados eléctricamente. Los aerogeneradores son una evolución de los tradicionales molinos de viento. Como tales, son máquinas rotativas que suelen tener tres aspas, de unos 20-25 metros, unidas a un eje. Los aerogeneradores suelen medir entre unos 40 – 80 metros de altura dependiendo del lugar a instalar.

En la actualidad se encuentra un parque eólico en Villa Canales, San Antonio El Sitio, que genera 52,8 MW; el otro es Viento Blanco, con 21 MW y Trecca Central 1 con 30 MW, los cuales en conjunto tendrán capacidad de 101 MW, que significarán alrededor del 2,7 % de la matriz energética del país.⁶

En el país hay 10 áreas con potencial eólico, según el Ministerio de Energía y Minas: Villa Canales (Guatemala), Estanzuela (Zacapa), El Rodeo (San Marcos), Santa Catarina Ixtahuacán (Sololá), San Juan Alotenango (Sacatepéquez), Mataquescuintla (Jalapa), Jutiapa y Nentón (Huehuetenango).⁷

⁶ Guatemala Contará con tres parques eólicos y 101 megavatios. <http://www.estrategiaynegocios.net/inicio/767291-330/guatemala-contar%C3%A1-con-tres-parques-e%C3%B3licos-y-101-megavatios>. Consulta: 8 de marzo de 2016.

⁷ Parque eólico genera 52.8 MW. <http://www.prensalibre.com/economia/parque-eolico-genera-528-mw>. Consulta: 8 de marzo de 2016.

1.2.4. Solar

La energía solar es la que llega a la tierra en forma de radiación solar procedente del sol. El aprovechamiento de la energía solar se puede realizar de dos formas: por conversión térmica de alta temperatura y por conversión fotovoltaica utilizando paneles solares.

La energía solar térmica es la energía del sol para generar calor; esta energía solar se encarga de calentar el agua u otro tipo de fluido a temperaturas que podrían oscilar entre 40 y 50 grados Celsius, sin pasar los 80 grados Celsius.

La energía solar fotovoltaica es la transformación directa de la radiación solar en electricidad. Esta transformación se produce en unos dispositivos denominados paneles fotovoltaicos. En los paneles fotovoltaicos, la radiación solar excita los electrones de un dispositivo semiconductor generando una pequeña diferencia de potencial.

Ventajas de este tipo de energía:

- No produce gases contaminantes.
- Costos de operación bajos.
- El mantenimiento es sencillo y de bajo costo.
- Los módulos tienen un periodo de vida hasta de 40 años.
- Se puede integrar en las estructuras de construcciones nuevas o existentes.
- El transporte de todo el material es práctico.
- El costo disminuye a medida que la tecnología avanza.
- Sistema de generación de energía apta para áreas rurales.

- Los paneles fotovoltaicos son limpios y silenciosos.

Desventajas de la energía solar fotovoltaica:

- Inversión inicial muy elevada, la cual se paga con el paso del tiempo.
- Para recolectar energía solar a gran escala se requieren grandes extensiones de terreno.
- Falta de elementos almacenadores de energía económicos y fiables.
- Fuente con limitaciones, que solo genera electricidad cuando hay sol, no genera mucho en días nublados o lluviosos y nada durante la noche.

1.2.5. Geotérmica

Es la energía que utiliza la energía del calor interno de la tierra. La energía almacenada en estas rocas se conoce como energía geotérmica. Para poder extraer esta energía es necesaria la presencia de yacimientos de agua cerca de estas zonas calientes. La explotación de esta fuente de energía se realiza perforando el suelo y extrayendo el agua caliente. Si su temperatura es suficientemente alta, el agua saldrá en forma de vapor y se podrá aprovechar para accionar una turbina. Esto posibilita la producción de electricidad a bajo costo y de forma permanente durante un periodo prolongado de tiempo.

Las principales ventajas de la explotación de este tipo de energía son:

- Es una fuente inagotable de energía.
- No provoca contaminación ambiental.
- Produce mínimo impacto visual y auditivo.
- Se traduce en enormes cantidades de energía eléctrica.
- La inversión necesaria es relativamente baja.

- No tiene ciclos de actividad y reposo (como ocurre con la energía eólica o solar).

1.3. La energía solar fotovoltaica

La generación solar fotovoltaica se hace directamente en los paneles solares a través de reacciones químicas en los electrones del silicio y los fotones junto con los materiales para que se haga la reacción. El proceso para utilizar esta energía necesita de la captación de la radiación solar con los paneles solares, la regulación e inversión de corriente y las protecciones eléctricas necesarias.

1.3.1. Radiación solar

Es la radiación emitida por el sol, su magnitud se llama irradiancia, que es la energía que incide por unidad de tiempo y superficie, su unidad es el W/m^2 . No toda la radiación que envía el sol llega a la tierra, debido a que la capa atmosférica es un obstáculo al libre paso de radiación por diversas circunstancias: la reflexión en las nubes y absorción de diferentes moléculas del aire atmosférico. La intensidad de radiación que llega en las capas altas de la atmósfera es $1\ 380\ W/m^2$ y a la superficie terrestre aproximadamente $900\ W/m^2$. En total la energía del sol que llega a la tierra es de $5,5 \cdot 10^{24}\ J/año^8$.

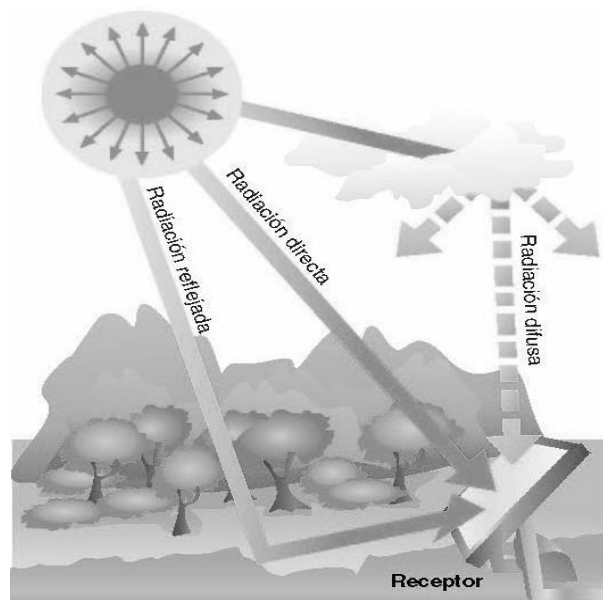
Se debe tomar en cuenta que la dirección con la cual la irradiación solar llega a la tierra es de mucha importancia para conocer su comportamiento al ser reflejada, entonces se puede decir que existen tres tipos de radiación:

⁸ Energía-solar. <https://iesvillalbahervastecnologia.files.wordpress.com/2013/11/energia-solar.pdf>. Consulta: 10 de octubre de 2014.

- Directa, es la que llega al elemento directamente como su nombre lo indica.
- Difusa, es cuando su dirección ha cambiado por diversas circunstancias tales como densidad atmosférica, polvo o nubes.
- Reflejada, es la reflejada por cuerpos sólidos cercanos o la superficie de la tierra (nieve, asfalto, lago, etc.)

La suma de las tres radiaciones la directa, difusa y reflejada es el total incidente en el área a estudiar. Ver figura 2.

Figura 2. **Tipos de radiación solar**



Fuente: Radiación. <http://calculationsolar.com/blog/?cat=2>. Consulta: 10 de octubre de 2014.

La radiación difusa es la que hace que un cuerpo siempre esté recibiendo una cierta cantidad de energía, incluso cuando no recibe luz del sol directamente. La radiación difusa supone aproximadamente un tercio de la radiación total que se recibe a lo largo del año.

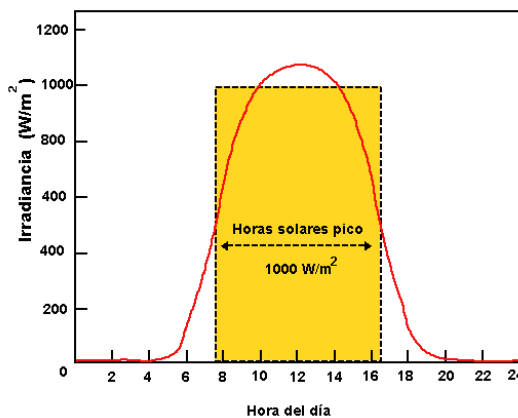
Tomando en cuenta que la irradiancia depende del ángulo con que los rayos del sol lleguen a la superficie de la tierra; entonces, puede decirse que la radiación en cualquier punto de la superficie de la tierra, depende de su latitud y longitud.

1.3.2. Horas sol pico (HSP)

Es la radiación solar máxima disponible en la tierra sobre un día despejado, existen diferentes tablas y mapas con los valores de HSP en las ciudades. A este concepto también se le conoce como insolación. La insolación se expresa en términos de horas solares pico; una hora de energía es equivalente a una irradiancia promedio de 1000 W/m^2 . La energía útil que producen los paneles fotovoltaicos es directamente proporcional a la insolación que reciben.

El concepto de hora solar pico se puede comprender mejor en la siguiente figura:

Figura 3. HPS en un día despejado



Fuente: Radiación. <http://calculationsolar.com/blog/?cat=2>. Consulta: 10 de octubre de 2014.

Se observa que de las diez de la mañana para las dos de la tarde se obtienen 1000 W/m^2 .

1.4. Componentes de un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red de distribución

El sistema de generación fotovoltaico conectado a la red consiste en un generador fotovoltaico que genera electricidad en corriente directa CD el cual va acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica. Estos llevan sus protecciones tanto en CD como en CA. Un contador es el que determina la cantidad de corriente que es inyectada a la red. Con este tipo de sistema se evita utilizar acumuladores de energía y puede ser conectado en edificios, casas, hospitales, etc.

1.5. Panel Fotovoltaico

Un panel solar fotovoltaico es la unión en serie de celdas fotovoltaicas, las cuales son capaces de producir corriente eléctrica a partir de la luz que incide sobre ellas. Existen diversas formas de construir los paneles fotovoltaicos, todo depende del tipo de material que se utiliza, pero el principio de cómo transformar la energía es igual. Los paneles solares están hechos por numerosas celdas solares, las celdas solares son pequeñas células fabricadas de silicio o galio.

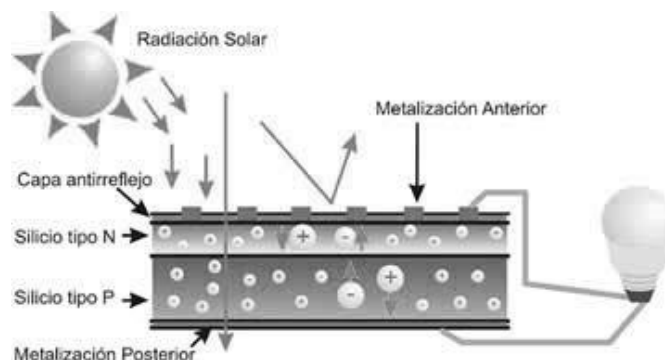
Cada celda fotovoltaica está compuesta como mínimo por dos capas de silicio, una con menos electrones de silicio denominada P y la otra con más electrones que los átomos de silicio denominada N, entonces los fotones que provienen del sol presentan la energía necesaria para liberar electrones de los átomos sobre la capa P, los cuales están en movimiento y atraviesan dicha

capa, entonces la capa N adquiere una diferencia de potencial comparado con la capa P.

Dicho en otras palabras, un panel fotovoltaico funciona como una junta P-N, como un diodo pero con flujo de los electrones opuestos como cuando el diodo se usa como rectificador. Cuando la luz llega al panel una parte es reflejada y la otra entra al semiconductor. Los fotones inciden y aportan energía a los electrones de valencia de los átomos de silicio, para que estos puedan ser liberados y lleguen a formar una corriente de electrones y forman un efecto fotoeléctrico.

En el efecto fotoeléctrico al silicio se dopa con átomos de fósforo el cual tiene un excedente de cargas negativas; tipo N, en la misma capa está el silicio dopado con boro que tiene solo tres electrones en la capa externa por lo que es un material tipo P. Al estar estas dos zonas dopadas en contacto se produce un diodo, ya que los electrones excedentes de la capa N son atraídos por las cargas positivas de la capa P y se forma una corriente eléctrica.

Figura 4. **Etapas del efecto fotovoltaico**



Fuente: Efecto fotovoltaico. <http://tablon.com:81/blogs/cf/?p=74>. Consulta: 10 de octubre de 2014.

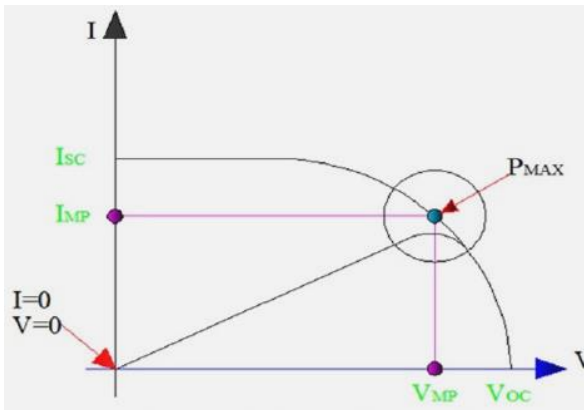
Cuando una de las celdas conectadas en serie es obstruida y no llega luz y solo llega luz a las celdas que están alrededor solo podrá generar una corriente limitada. Entonces si la carga aplicada al panel solar demanda más corriente, la celda obscurecida funcionará en sentido inverso, lo que provocará un calentamiento y riesgo de ruptura.

Para evitar este inconveniente se limita la tensión inversa agregando diodos en paralelo conectados en la caja de conexión para proteger el panel de sobrecalentamiento debido a sombras parciales en el panel. A diferencia de que si una de las celdas conectadas en paralelo queda tapada parcialmente genera una tensión menor a las conectadas en paralelo; entonces la celda trabajara como un circuito abierto lo cual también provoca calentamiento y riesgo de ruptura, para solucionar este inconveniente es necesario eliminar las sombras alrededor de los edificios o donde estén instalados los paneles solares.

1.5.1. Curva característica del módulo fotovoltaico

La representación estándar de un dispositivo fotovoltaico es la característica corriente-tensión. La curva representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones ambientales determinadas (radiación solar incidente y temperatura ambiente). El punto en concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará vendrá determinado por la carga a la que esté conectado.

Figura 5. Curva característica I-V



Fuente: Curva característica del módulo solar. <http://www.grupoelektra.es/blog/nota-tecnica-curva-caracteristica-v/>. Consulta: 15 de octubre de 2014.

El eje de abscisas (x), corresponde al voltaje y el de ordenadas (y) a la intensidad, no se utilizan valores en ninguno de los dos parámetros para generalizar un modelo.

La corriente de cortocircuito I_{sc} ocurre al principio de polarización de la célula y representa el valor máximo de corriente en el cuadrante de potencia I-V. Para una célula ideal, esta corriente de cortocircuito es la corriente total producida en dicha célula mediante la irradiación solar, es decir cuando esta celda recibe la mayor excitación de fotones en su estructura interna.

El voltaje en circuito abierto o V_{oc} es el que puede medirse en la célula FV cuando no pasa corriente a través de él, o sea que, no tiene carga alguna conectada.

Cuando I_{sc} es máxima el valor del voltaje es cero por lo que la potencia será cero, y cuando V_{oc} es máximo el valor de la corriente es cero y la potencia

será cero también. La potencia máxima ocurre entre esos dos puntos (su intersección en la gráfica) cuando la corriente y el voltaje tienen un valor de I_{MP} (intensidad máxima potencia) y V_{MP} (voltaje máxima potencia) respectivamente. Este es el valor que busca el algoritmo de los inversores conectados a red MPPT (*maximum power point tracking*, o punto seguimiento de máxima potencia).

1.5.1.1. Condiciones estándar de medida (*standard test conditions STC*)

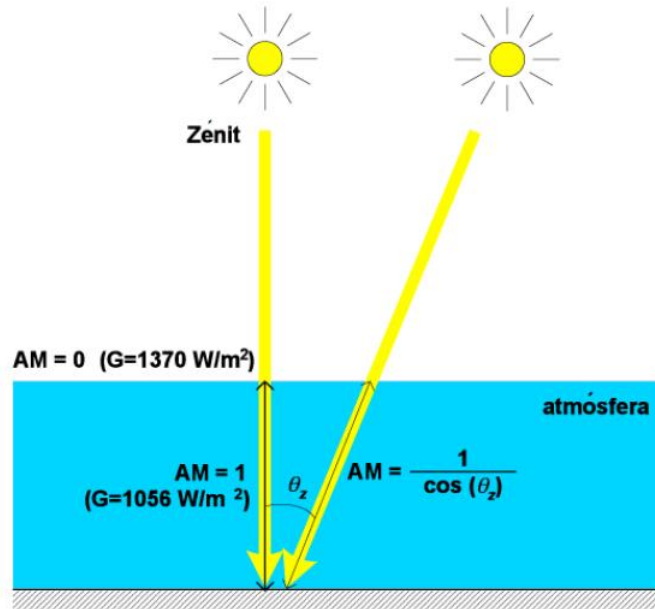
Dado que la curva característica del módulo fotovoltaico cambia con las condiciones ambientales, es necesario definir una serie de condiciones de operación para poder contrastar los valores de distintos fabricantes y extrapolar a partir de ellas a otras condiciones deseadas, vienen definidas por:

- Irradiancia = 1000 W/m^2
- Distribución espectral = AM 1,5G
- Incidencia normal
- Temperatura de la célula 25°C

Se suele denominar al espectro de radiación solar recibido fuera de la atmósfera como AM0, siendo la irradiancia G del sol 1367 W/m^2 . Sobre la superficie de la tierra este espectro varía debido a los procesos de absorción y difusión que tienen lugar en la atmósfera, se definen espectros normalizados como AM_x , donde $x = \sec\theta$ en donde θ es el ángulo formado entre la posición del sol y el cenit del receptor.⁹

⁹ Creación de una planta solar fotovoltaica conectada a la red. <http://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/10756/PFC%20Ixtete%20Portabella%2020100830.pdf>. Consulta: 20 de octubre de 2014.

Figura 6. Espectro de radiación solar



Fuente: Creación de una planta solar fotovoltaica conectada a la red.

<http://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/10756/PFC%20Ixebe%20Portabella%2020100830.pdf>. Consulta: 20 de octubre de 2014.

Para las condiciones estándar de medida se considera una AM 1,5G con $\theta = 48,2^\circ$ donde $G=1000 \text{ W/m}^2$ que es el estándar de calibración para aplicaciones terrestres y AM0 se utiliza para la característica de los paneles en los satélites artificiales.

Normalmente los parámetros característicos de los módulos o células incluidos en las hojas de especificaciones técnicas de los fabricantes vienen definidos en estas condiciones.

La temperatura de la célula es la temperatura de operación nominal de la Célula (TONC). Este valor viene incluido en las hojas de características técnicas de los módulos, y para un módulo de silicio monocristalino suele estar

en torno a los 47°C. Además, existen normas internacionales que indican la forma de calcular esta temperatura.

1.5.2. Eficiencia del módulo fotovoltaico

La eficiencia de una célula fotovoltaica (η) es el porcentaje de potencia convertida a energía eléctrica de la radiación absorbida por la célula, cuando ésta está conectada a una carga. La eficiencia de un dispositivo es la manera común de definir su calidad.

Eficiencia con respecto al área total: implica la relación entre la máxima potencia generada por el dispositivo y la cantidad de radiación solar incidente en el dispositivo completo. Por dispositivo completo se entiende el área total del módulo, incluyendo células, espacio intercelular, contactos y marco del mismo. En la ecuación 1 se representa el modelo para encontrar la eficiencia.¹⁰

$$\eta = \frac{P_{max}}{A_t \cdot E_t} \quad \text{Ec.1}$$

Donde η es la eficiencia con respecto al área total, P_{max} es la potencia máxima que puede generar el dispositivo, A_t es el área total del mismo y E_t es la radiación solar incidente total.

1.5.2.1. Paneles en el mercado

Como ejemplo se describen los paneles solares fotovoltaicos de silicio policristalino de marca YINGLI Solar YGE60 CELL SERIES 2 que es un panel versátil y económico.

¹⁰ Curva I-V. <http://www.grupoelektra.es/blog/wp-content/uploads/2014/07/como-somos-los-delektra-CURVA-I-V.pdf>. Consulta: 20 de octubre de 2014.

Las características técnicas del panel están en condiciones estándar (STC) a $1000\text{W}/\text{m}^2$ irradiancia y 25°C de temperatura en la celda.

Figura 7. **Panel solar Yingli**

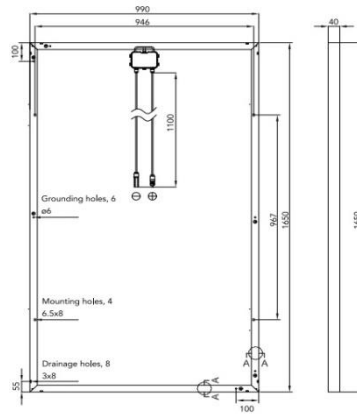


Fuente: Yingli Solar. <http://www.yinglisolar.com/en/products/multicrystalline/yge-60-cell-series/>.

Consulta: 15 de octubre de 2014.

Un dato importante son las dimensiones del panel (L / W / H). Para el panel escogido las dimensiones son: 1 650 mm / 990 mm / 40 mm. Estas son útiles para encontrar las sombras que producirán y las estructuras que se diseñarán.

Figura 8. Dimensiones del panel



Fuente: Yingli Solar.

http://ds0vkn8xw05ff.cloudfront.net/assets/uploads/downloads/downloads/DS_YGE60Cell-29b_35mm_EN_v03.pdf. Consulta: 15 de octubre de 2014.

Las características más importantes en los paneles solares son las siguientes:

- Tensión de circuito abierto V_{oc} : es la diferencia de potencial entre los bornes de la celda sin carga, con una iluminación fija y a una temperatura determinada.
- Rendimiento η_m : es la eficiencia del panel y es la relación entre la energía eléctrica generada y la energía luminosa recibida. Su valor ronda el 18 %, según el material de construcción del panel.
- Corriente de cortocircuito I_{sc} : es la corriente que circula con la celda en cortocircuito. Su valor es directamente proporcional a la energía solar recibida y, por lo tanto, a la superficie total y al nivel de iluminación.
- Tensión a potencia máxima V_{mpp} : esta magnitud es la tensión que origina la corriente óptima, al ser aplicada sobre una carga de valor óptimo, elegida de modo que la potencia eléctrica sea máxima.

- Corriente a potencia máxima I_{mpp} : Esta magnitud es la intensidad que circula por la celda en el punto de funcionamiento óptimo, teniendo aplicada una carga de valor óptimo, elegida de modo que la potencia eléctrica sea máxima.
- Rango de operación de temperatura: es la temperatura en la cual puede operar el panel, sirve para sacar cálculos de número de paneles por *string*.

Tabla I. **Datos característicos del panel solar Yingli**

Modelo	YL ₂₅₅ P-29b(255-Pmax)		
Potencia máxima	Pmax	W	255
Tolerancia de la potencia máxima	ΔP_{max}		0/+5
Voltaje a potencia máxima	V_{mpp}	V	30,0
Corriente a potencia máxima	I_{mpp}	A	8,49
Voltaje de circuito abierto	V_{oc}	V	37,7
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	A	9,01
Temperatura nominal del funcionamiento de la célula	T_{ONC}	$^{\circ}C$	46 +/- 2
Coeficiente de temperatura a voltaje de potencia de salida	β_{Voc}	$\%/^{\circ}C$	-32

Fuente: elaboración propia.

El bajo rendimiento de los paneles es porque aproximadamente el 54 % de la energía luminosa se refleja o se transforma en calor, y el 46 % restante, gran parte se cede en forma de calor.

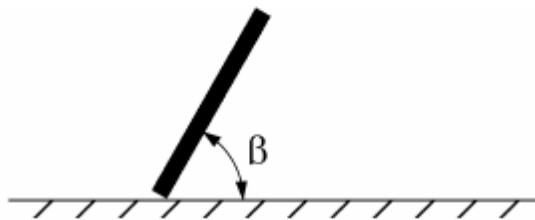
Los paneles solares están formados por una gran cantidad de celdas fotovoltaicas conectadas en serie-paralelo para aumentar la tensión y la corriente que pueden entregar, encapsuladas con polímeros resistentes a la radiación ultravioleta y montadas tras una superficie de vidrio especial que

brinda protección contra la polución ambiental y contra los cambios bruscos del clima (heladas, lluvias, granizo, etcétera). Generalmente, la cara posterior de los módulos está construida con un material de reconocida resistencia a las condiciones climáticas más adversas, como por ejemplo aluminio anodizado, y se sella con silicona para trabajar adecuadamente a la intemperie.

1.5.3. Orientación e inclinación de módulos solares

Un punto importante para realizar el diseño de instalaciones fotovoltaicas es la inclinación que deben tener los paneles para que puedan tener la mayor cantidad de radiación solar. Esta inclinación se define como el ángulo β el cual es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Para esto se toman varios criterios, uno puede ser el peor mes que se capta sobre los paneles ya sea en invierno o verano, el otro es durante todo el año y la latitud donde estarán.

Figura 9. **Inclinación del panel fotovoltaico**



Fuente: Documento básico HE Ahorro de energía.

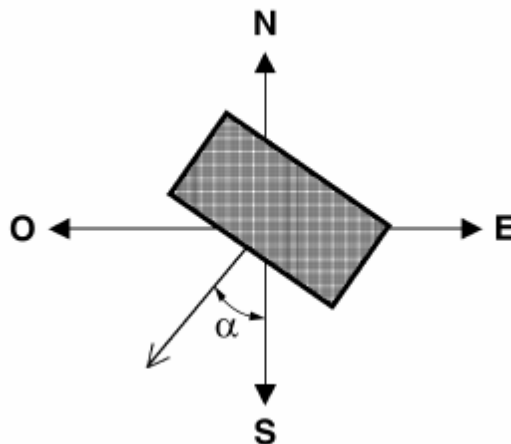
http://www.coitt.es/res/openlegislacion/HE_5_contribucion_fotovoltaica_minima.pdf. Consulta:

12 de noviembre de 2014.

Para definir la orientación se debe tomar en cuenta el oriente y poniente del sol para el aprovechamiento y las sombras que se pueden producir. El

azimut es el ángulo que define la orientación para captar la mayor cantidad de radiación en el día.

Figura 10. Orientación Ángulo de azimut α .



Fuente: Documento básico HE Ahorro de energía.

http://www.coitt.es/res/openlegislacion/HE_5_contribucion_fotovoltaica_minima.pdf. Consulta: 12 de noviembre de 2014.

Para la ciudad capital de Guatemala la latitud y la longitud es de $14^{\circ}40'$ Norte y $90^{\circ}22'$ Oeste respectivamente.¹¹ Otro dato importante es que como nuestro país está sobre el hemisferio norte se verá que el sol sale por el este y se desplaza en dirección sur y se pone por el oeste. Para aprovechar a lo largo del año más tiempo la luz solar, la orientación de los paneles se hace hacia el sur en el hemisferio norte y hacia el norte en el hemisferio sur. En definitiva, para Guatemala los paneles deben instalarse hacia el sur con azimut cero.

¹¹ Mapas del mundo. <http://espanol.mapsofworld.com/continentes/norte-america/guatemala/latitud-y-longitud-de-guatemala.html>. Consulta: 15 de agosto de 2014.

Figura 11. Latitud y Longitud para Guatemala



Fuente: Mapas del mundo. <http://espanol.mapsofworld.com/continentes/norte-america/guatemala/latitud-y-longitud-de-guatemala.html>. Consulta: 10 de junio de 2015.

1.5.4. Separación entre módulos

La distancia mínima entre módulos es la distancia de separación entre las distintas filas de módulos solares que componen el generador fotovoltaico para que no se produzcan sombras de unos módulos sobre otros. Según el pliego de condiciones técnicas del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, la distancia “d” , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura “h” , que pueda producir sombras sobre la instalación, deberá garantizar un mínimo de cuatro horas de sol en torno al mediodía del

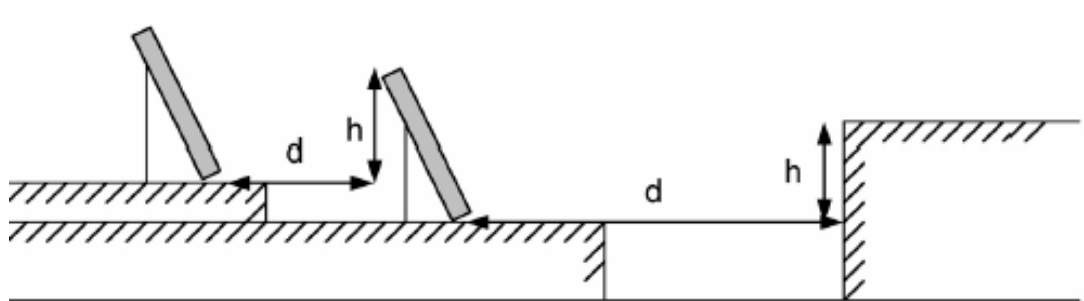
solsticio de invierno. Esta distancia “d” será superior al valor obtenido por la expresión representada en la ecuación 2¹²:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad \text{Ec. 2}$$

donde:

- h: la altura del panel
- d: distancia mínima que debería de instalarse los módulos

Figura 12. **Distancia entre paneles**



Fuente: Ingelibre. <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/18/calculo-de-la-distancia-minima-entre-placas-solares/>. Consulta: 15 de agosto 2014

1.6. Inversor

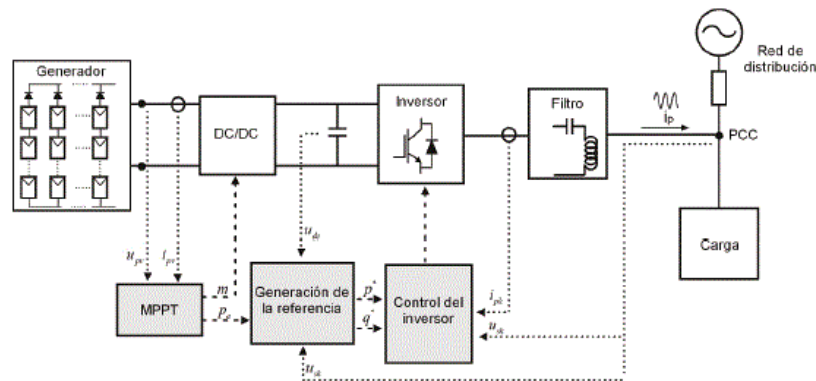
La principal función de un inversor es convertir la corriente continua generada en las células del panel fotovoltaico en corriente alterna, con magnitud y frecuencia necesaria para poder trabajar según los usos que se

¹² MORO VALLINA, Miguel. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. p. 98

necesiten, ya sea para inyectar a la red pública o en conexiones de instalaciones eléctricas aisladas para autoconsumo.

Un inversor consiste en un oscilador que controla a un transistor, donde su función es interrumpir la corriente entrante y hacer una onda rectangular. Esta onda alimenta un transformador que suaviza su forma de onda y la hace parecer más senoidal produciendo así un voltaje de salida necesario para su funcionamiento. Para realizar una onda senoidal se puede utilizar la técnica de PWM haciendo que el componente principal senoidal sea mucho más grande que las armónicas superiores; en la actualidad los inversores utilizan otros tipos de transistores como los tiristores, triac y los IGBT. Se pueden utilizar condensadores e inductores para poder suavizar el flujo de corriente hacia el transformador.

Figura 13. Diagrama de interno de inversor



Fuente: Control directo de potencia aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0120-62302014000300005&script=sci_arttext.

Consulta: 20 de septiembre de 2014.

Los inversores se pueden clasificar de varias formas: por el número de fases; pueden ser inversores monofásicos y trifásicos. Dependiendo de la configuración del sistema pueden ser inversores centrales, inversores en

cadena e inversores modulares. También según el número de etapas, pueden ser de una etapa, dos etapas o multi-etapas.

1.6.1. Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)

Un sistema de generación fotovoltaico tiene unas características no lineales: la irradiación solar, la temperatura y la carga eléctrica, condiciones bajo las cuales el generador proporcionará una potencia determinada que pueden ser representadas con la curva I-V.

Cuándo el generador (paneles fotovoltaicos) esté proporcionando su punto de máxima potencia, el inversor debería operar de forma óptima, pero existe una única carga para cualquier condición de irradiancia y temperatura a la que el generador entrega la máxima potencia. Esta carga es variable por lo que se obtienen distintos valores de corriente y tensión para cada caso, el inversor se encarga de ajustar estas variaciones realizando un seguimiento del punto de máxima potencia o *maximum power point tracking* (MPPT).

Su función es acoplar la entrada del inversor a los valores de potencia variables que produce el generador, obteniendo en todo momento la mayor cantidad de energía disponible, la máxima potencia.

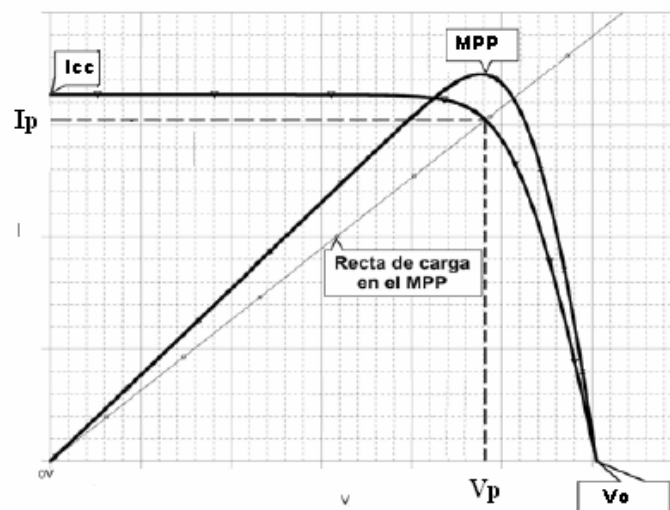
El MPPT da información sobre la corriente que debe ser producida a la salida del inversor, haciendo un cambio instantáneo en el flujo de la potencia inyectada a la red eléctrica, donde la tensión y corriente de los paneles fotovoltaicos son regulados por la salida del inversor. Aquí es donde el inversor consigue maximizar la producción de energía de los paneles solares, el MPPT significa que es el punto de máxima potencia del conjunto de paneles solares el

cual debe de estar situado dentro de esta banda para que el inversor pueda aumentar la energía de los paneles.

Cuando los módulos están dando corriente por debajo o encima de este parámetro el MPPT los inversores no funcionan en su máxima capacidad y se pierde eficiencia de los paneles.

Los valores típicos a la salida de generador fotovoltaico vienen determinados por la curva I-V:

Figura 14. **Curva I-V del Panel Fotovoltaico**



Fuente: ORMAECHEA BALLESTEROS, Clara. *Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 kW*. p. 68

La tensión que proporciona la radiación solar será máxima al dejar los terminales del panel en circuito abierto (intensidad cero) y corresponde a la tensión de circuito abierto V_o . La corriente será máxima al cortocircuitar los terminales del panel (tensión cero) correspondiente a la corriente de corto circuito I_{cc} .

La potencia pico en vatios que genera un panel en condiciones normales de radiación es el producto de la tensión pico por la potencia pico. $P=V \cdot I$. Los parámetros de la curva I-V dan lugar a la formación del punto de máxima potencia (PMP).

La programación del inversor barre con todas las posibilidades hasta encontrar la mejor solución posible, la que le permita trabajar en el punto de máxima potencia. Tiene como objetivo garantizar instantáneamente la operación.

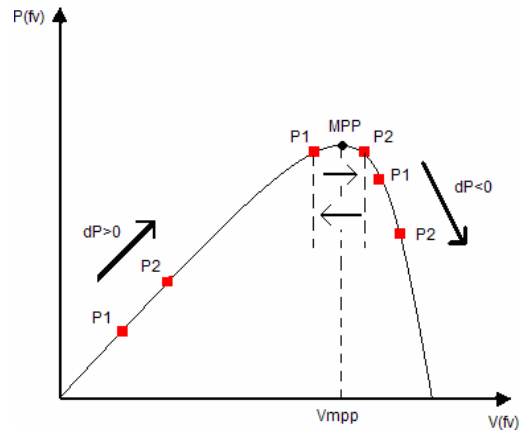
Para los inversores conectados a la red, los algoritmos habituales para la programación del MPP son la perturbación y observación y el de conductancia incremental.

1.6.1.1. Algoritmo de perturbación y observación (P&O)

Varía el voltaje del panel y a la vez monitoriza la potencia resultante. Si la potencia medida en la muestra actual es mayor que la potencia medida en la muestra anterior, se realiza una variación de voltaje (aumento-disminución); si la potencia medida es menor que la de la muestra anterior, la variación de potencia es opuesta (disminución-aumento).

La muestra del voltaje de los paneles permite colocar un punto de operación. Ya alcanzado el MPP el algoritmo hará que el punto de operación oscile en torno a él.

Figura 15. Funcionamiento del algoritmo P&O



Fuente: Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red.

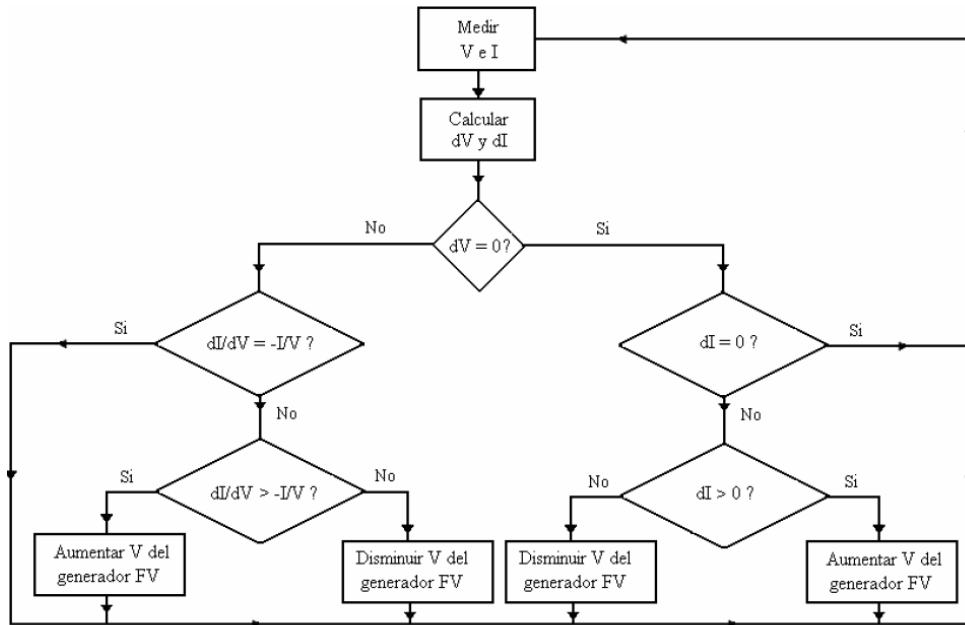
<http://server2.docfoc.us/uploads/Z2015/12/26/owjgcXp5FN/3ff056ac4b2520d23a5ad86edd2a1064.pdf>. Consulta: 07 de abril de 2015.

1.6.1.2. Algoritmo de conductancia incremental (CondInc)

Alcanzado el MPP, el seguidor continúa trabajando en ese punto hasta que se produce un cambio en el valor de la corriente. Este cambio es dependiente de la variación en la radiación sobre los paneles fotovoltaicos. En el instante que aumenta la radiación la corriente disminuye ya que se desplaza a la derecha del MPP (figura 14), para compensar este efecto el seguidor debe aumentar la tensión, si disminuye la radiación la corriente se desplaza a la izquierda (aumenta) por lo que disminuirá 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 aproximarlo al MPP. Esto asegura que, bajo cambios atmosféricos rápidos, no tome una dirección errónea.

Figura 16. Diagrama de flujo de algoritmo de conductancia incremental



Fuente: Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red.

<http://server2.docfoc.us/uploads/Z2015/12/26/owjgcXp5FN/3ff056ac4b2520d23a5ad86edd2a1064.pdf>. Consulta: 07 de abril de 2015.

1.6.2. Características de los inversores para instalaciones conectadas a red

Los tipos de inversores y su conexión dependen, fundamentalmente, de su potencia nominal. La NTGDR establece que un generador renovable puede participar en el mercado eléctrico si su capacidad de energía es hasta 5 kW conectándose a la red de distribución en arreglo trifásico o monofásico.

Los inversores en instalaciones conectadas a red deben presentar una onda senoidal pura debido a que a la salida, la forma de onda debe ser prácticamente idéntica a la de la red eléctrica general. Esto permite otra

clasificación según su principio de funcionamiento característico, puede dividirse en dos grupos como se muestran en la siguiente tabla.

Tabla II. **Clasificación de inversores según conmutación**

Inversores	Descripción	Ventaja	Desventaja
Conmutados por la red	Principio puente de tiristores. son los más utilizados en grandes plantas fotovoltaicas	Sencillez de instalación Fiabilidad Precio Trabajan con grandes potencias	Nivel de corriente reactiva Factores de potencia por debajo de la unidad Alto nivel de distorsión armónica Fallos de conmutación en relación a la red
Autoconmutados	un puente de materiales semiconductores que se pueden conectar y desconectar	Alta seguridad Señal de salida sinusoidal No precisa de grandes sistemas de filtrado Tensión y corriente en fase con la red Compensación de potencia reactiva	Potencia máxima menor Menor rendimiento equivalente a mayores pérdidas Más caros que los conmutados por la red

Fuente: elaboración propia.

Los inversores, además de proporcionar una frecuencia correcta, deben regular la tensión de salida, haciéndola coincidir con unos valores de trabajo determinados.

Los inversores pueden tener tres tipos de aislamiento entre la parte continua y de alterna:

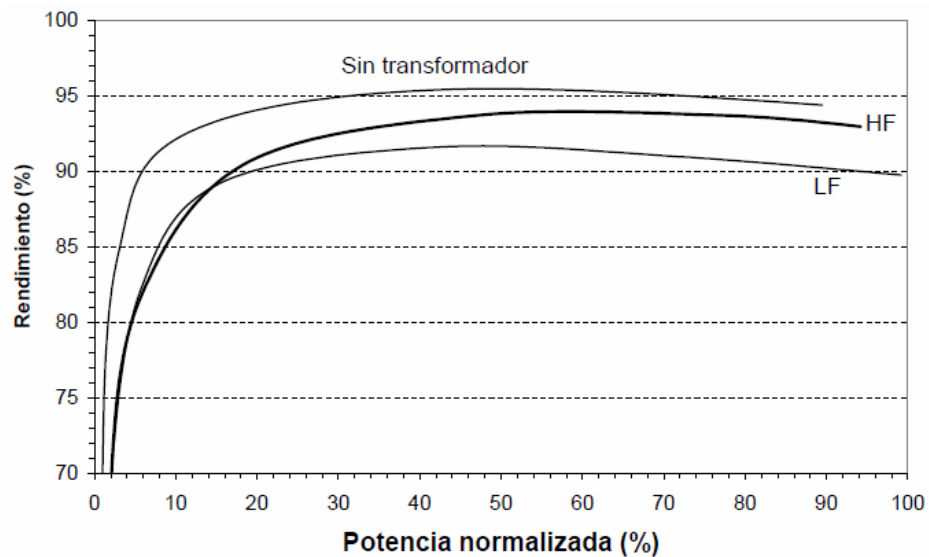
- Aislamiento galvánico de baja frecuencia con transformador en la parte de alterna.
- Aislamiento galvánico de alta frecuencia con transformador en la parte de continua.

- Sin aislamiento galvánico.

El rendimiento del inversor es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada al mismo. El rendimiento total real depende de las pérdidas producidas por los componentes internos del propio inversor.

La siguiente figura muestra la diferencia de rendimiento en función del tipo de aislamiento galvánico (alta frecuencia HF, baja frecuencia LF o sin transformador).

Figura 17. **Rendimiento en relación al aislamiento galvánico**



Fuente: Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red.

<http://server2.docfoc.us/uploads/Z2015/12/26/owjgcXp5FN/3ff056ac4b2520d23a5ad86edd2a1064.pdf>. Consulta: 07 de abril de 2015.

Según la configuración del sistema de generación los inversores de conexión a la red pueden clasificarse como:

- Inversores centrales: un solo inversor de alta potencia por lo general trifásico.
- Inversores modulares o de *string*: varios inversores con baja potencia por lo general monofásico.
- Inversores integrados o microinversores: son integrados al panel o pueden adherirse para luego unir la potencia en corriente alterna en un solo punto.

1.6.3. Inversores en el mercado

Como ejemplo se investiga el inversor marca PowerOne AuroraPVI-10.0-IOUTD-S2-US-208-NG descentralizado. Estos inversores son respaldados por ABB en Guatemala y cumplen con los requerimientos que se necesitan para el sistema fotovoltaico.

El inversor PowerOne en funcionamiento consume una potencia de 30 W y en Stand-by menor a 8 W, opera en un rango de temperatura de -25°C a 60 °C con una reducción de potencia arriba de 50°C. Está diseñado para una altitud máxima de 2 000 m sobre el nivel del mar.

En la siguiente tabla se resumen las características del inversor PowerOne AuroraPVI-10.0-IOUTD-S2-US-208-NG.

Tabla III. Interpretación del Modelo del inversor

Serie del producto	PVI	Inversor Fotovoltaico
Potencia de Salida	10	10kW
Tipo de Aislamiento	I	Con transformador de aislamiento de alta frecuencia
Opciones Interruptor de desconexión	S2	Interruptor en la entrada DC y la Salida AC
Ubicación	US	Diseñado para Norte América
Voltaje de Red	208	208V/3Ø 3W
Conexión a tierra	NG	Lado negativo del generador fotovoltaico a tierra

Fuente: elaboración propia.

Los inversores son dispositivos compactos como el que se muestra en la siguiente figura.

Figura 18. Inversor Power One Aurora PVI-10.0-IOUTD-S2-US-208-NG



Fuente: Manual PVI-10.0-IOUTD-S2-US-208-NG. <https://tandem-solar-systems.com/buy-solar-products/aurora-pvi-10-0-i-outd/>. Consulta: 07 de abril de 2015.

Dentro de las especificaciones mecánicas se denota que tiene un grado de protección NEMA 4X; se enfría por convección natural; tiene un peso de 51,7 kg. Cuenta con soporte para anclarlo a la pared. Tiene fusible para protección de falla a tierra 1/600/10x38 A/V / mm, un interruptor de corriente nominal de 32 amperios. Para los arreglos en serie tienen fusibles de protección de 12 A, 15/600 A/V, 10x38/ mm.

El inversor tiene una garantía estándar de 10 años que puede ser extendida a 15 o 20 años adquiriendo el costo del mismo en el contrato de garantía.

Otros parámetros importantes que tienen los inversores en la entrada según la tabla de especificaciones son:

- Tensión máxima de entrada ($V_{ccm\acute{a}x}$). Máximo voltaje de entrada permitido en el inversor.
- Tensión mínima de entrada ($V_{ccm\acute{i}n}$). Voltaje mínimo al cual el inversor empieza a inyectar energía a la red.
- Tensión de entrada de arranque ($V_{cc, arr}$). Voltaje de entrada donde el inversor empieza a inyectar energía a la red.
- Tensión nominal de entrada ($V_{cc,n}$). Voltaje de entrada especificada por el fabricante, a la cual se refiere la información de la ficha técnica.
- Tensión máxima del PMP ($V_{pmpm\acute{a}x}$). Voltaje máximo al cual el inversor puede transferir su potencia nominal.
- Tensión mínima del PMP ($V_{pmpm\acute{i}n}$). Voltaje mínimo al cual el inversor puede transferir su potencia nominal.
- Corriente máxima de entrada. Máxima corriente a la cuál puede funcionar el inversor. Si el inversor tiene múltiples SPMP (seguimientos del punto de máxima potencia), $I_{ccm\acute{a}x}$ se relaciona con cada una de las entradas individuales.

Los parámetros eléctricos que se deben tomar en cuenta se resumen en la siguiente tabla tomando como ejemplo el inversor PowerOne AuroraPVI-10.0-IOUTD-S2-US-208-NG.

Tabla IV. **Resumen de las características importantes del inversor**

Parámetro		Unidad	Valor
Generales	Potencia nominal de salida	W	10000
	Potencia máxima de salida (STC)	W	11000
	Voltaje AC nominal de red	V	208
Lado de entrada DC	Número de canales MPPT independientes		2 en paralelo
	Potencia máxima utilizable para cada canal	W	6800
	Voltaje máximo absoluto	V	520
	Rango de voltaje a potencia MPPT máxima	V	220-470
	Corriente máxima (I_{dcmax}) MPPT en paralelo	A	48
	Corriente utilizable máxima por canal	A	24
	Límite máximo de corriente de cortocircuito por canal	A	29
Lado de Salida AC	Tipo de conexión a la red		3Ø/3w o 4w+Ground
	Rango de voltaje ajustable ($V_{min} - V_{max}$)	V	183-228
	Frecuencia de red	Hz	60
	Rango de frecuencia ajustable a la red	Hz	57-63
	Corriente máxima (I_{acmax})	A_{RMS}	30.0
	Factor de potencia		>0.995
	Distorsión armónica total a potencia nominal	%	<2
	Eficiencia máxima	%	96.5

Fuente: elaboración propia.

Los inversores para sistemas conectados a la red eléctrica pueden o no tener un transformador de aislamiento, este hace el sistema fotovoltaico mucho más seguro, porque permite el aislamiento completo entre el lado de corriente continua y el de corriente eléctrica. Los inversores con transformador lo tienen

localizado en la etapa de preconversión de corriente continua el cual sería un transformador de alta frecuencia o en la salida de corriente alterna, un transformador de baja frecuencia. Este último tipo de transformadores son los más comunes y eficientes pero son más pesados y grandes.

Actualmente, los inversores sin transformador son más leves, compactos y eficientes; este tipo de inversores están autorizados para conectarlos a la red eléctrica y son certificados por las normas internacionales y ofrecen más seguridad que los que si usan transformadores.

1.7. Medidores

Cuando se está generando energía durante el día por los paneles solares fotovoltaicos y esta energía no es consumida por todo el equipo conectado en el edificio, entonces la corriente pasa por el contador a la red eléctrica de la calle. El contador digital está previsto para uso bidireccional ya sea que mide la corriente que entra o la que sale. Por otro lado, en el momento que se necesite la corriente y los paneles no estén funcionando entonces se puede tomar energía de la red eléctrica.

Al terminar cada día o el periodo establecido se contabiliza la diferencia entre la energía que se ha inyectado a la red y la que se ha tomado de la misma. Si se ha consumido más corriente que la que se produce entonces la empresa eléctrica cobrará la diferencia. Si el caso es contrario y se produce más de la que se consume entonces la empresa guarda la diferencia para restarla en el momento que sea necesario, en épocas del año donde se produce menos corriente.

En la siguiente figura se muestra un medidor de potencia/energía bidireccional, cuatro cuadrantes, trifásico, con 6A por fase, 3 o 4 hilos. Relación de transformación programable y precisión clase B. Pantalla LCD de 8 dígitos y puerto óptico de comunicaciones.

Figura 19. **Medidor bidireccional marca Algodue modelo UEC1P5**



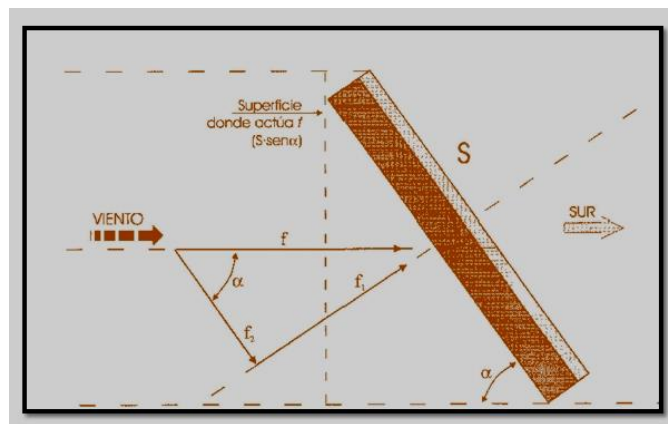
Fuente: Emeco, S.A. http://www.emeco-sa.com/productos/instrumentacion/analizadores_redelectrica.html. Consulta: 20 de noviembre de 2014.

1.8. Estructuras y accesorios

Las estructuras soporte tendrán la orientación óptima para la cual los paneles captan la mayor cantidad de radiación solar; es decir, orientarán los módulos hacia el sur; por tanto, los vientos que mayor carga ofrecerán sobre los anclajes serán los procedentes del norte, generando una fuerza sobre la estructura. En la figura 20 se muestran las fuerzas del viento que actúan sobre la estructura.

El único viento que puede representar un peligro es el que venga del norte, ya que va a ejercer fuerzas de tracción sobre los anclajes. La fuerza f del viento perpendicular a la superficie vertical $S \sin \alpha$ se descompone en $f_1 = f \sin \alpha$, la cual actúa perpendicularmente a la superficie del colector, y $f_2 = f \cos \alpha$, que es paralela y provoca el deslizamiento del aire, cuyos efectos causan rozamientos y remolinos a lo largo de toda la superficie del panel. La fuerza f_1 que actúa en sentido normal al panel es la única a tener en cuenta.

Figura 20. **Fuerza del viento sobre las estructuras**



Fuente: Fuerza del viento. <http://www.cleanergysolar.com/2011/08/24/tutorial-calculo-de-la-fuerza-del-viento-sobre-la-estructura-de-los-paneles-o-colectores-solares/>. Consulta: 20 de noviembre 2014.

En su camino, el viento encontrará una superficie obstáculo de altura definida por las dimensiones de los paneles solares y la inclinación a la que se encuentran. Cuanta mayor sea la inclinación de los paneles solares, mayor será la superficie obstáculo para el viento y, por tanto, mayor será la carga que ejerza el viento sobre la estructura.

La fuerza que el viento ejerce sobre la superficie obstáculo ofrecida por los paneles solares viene dada en forma de presión, a unos 120 km/h, la presión que ejerce el viento sobre una superficie perpendicular a su dirección es de alrededor de 735 N/m^2 ; por tanto, la fuerza total que el viento ejerce sobre los paneles es de 735 N.

De esta fuerza que se ejerce sobre los paneles solares, parte de ella se pierde al deslizarse por la superficie de los módulos ya que no están totalmente perpendiculares al viento. Por este motivo, la fuerza total que se ejerce sobre los paneles se puede descomponer en dos componentes de diferente dirección: f_1 y f_2 . La fuerza f_2 cuya dirección es paralela a la superficie del panel y no ejerce fuerza sobre el mismo al deslizarse el viento y f_1 cuya dirección es perpendicular a la superficie del panel y es quien realmente ejerce la carga sobre la superficie soporte.

Por tanto, los anclajes que unen la estructura soporte con la base de la azotea deberán soportar una f_1 como máximo.

1.8.1. Características del soporte

La estructura soporte será de acero galvanizado en caliente, tal y como se anuncia en la norma UNE 37-501 y UNE 37-508, ofreciendo una gran protección ante golpes y abrasión. Cumpliendo el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la tornillería utilizada deberá ser realizada en acero inoxidable cumpliendo la norma MV-106 o bien al ser una estructura de acero galvanizado, los tornillos utilizados para la unión de elementos del soporte también podrán ser del mismo material con excepción de los tornillos utilizados para la unión entre los paneles solares y la estructura que deberán ser obligatoriamente de acero inoxidable.

Figura 21. **Forma de anclaje de la estructura**



Fuente: Fuerza del viento. <http://www.cleanergysolar.com/2011/10/29/instalacion-general-la-estructura-soporte-del-colector-solar/>. Consulta: 25 de noviembre de 2014.

Tanto la estructura soporte como los topes de sujeción de los módulos solares, no deberán ofrecer sombra alguna sobre los módulos. Además, la constitución tanto de la estructura soporte como del sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

Las estructuras estarán formadas por carriles con perfiles garra macho donde se fijarán los módulos con perfiles garra hembra a la estructura soporte. En la parte final de cada carril, se dispondrá una rótula que permitirá la variación de la inclinación de la estructura.

1.9. Protecciones

Los equipos de un sistema eléctrico están sujetos a fallas que en general afectan el servicio y al mismo tiempo comprometen la integridad del equipo afectando a los equipos instalados entre el punto de la falla y el generador, los

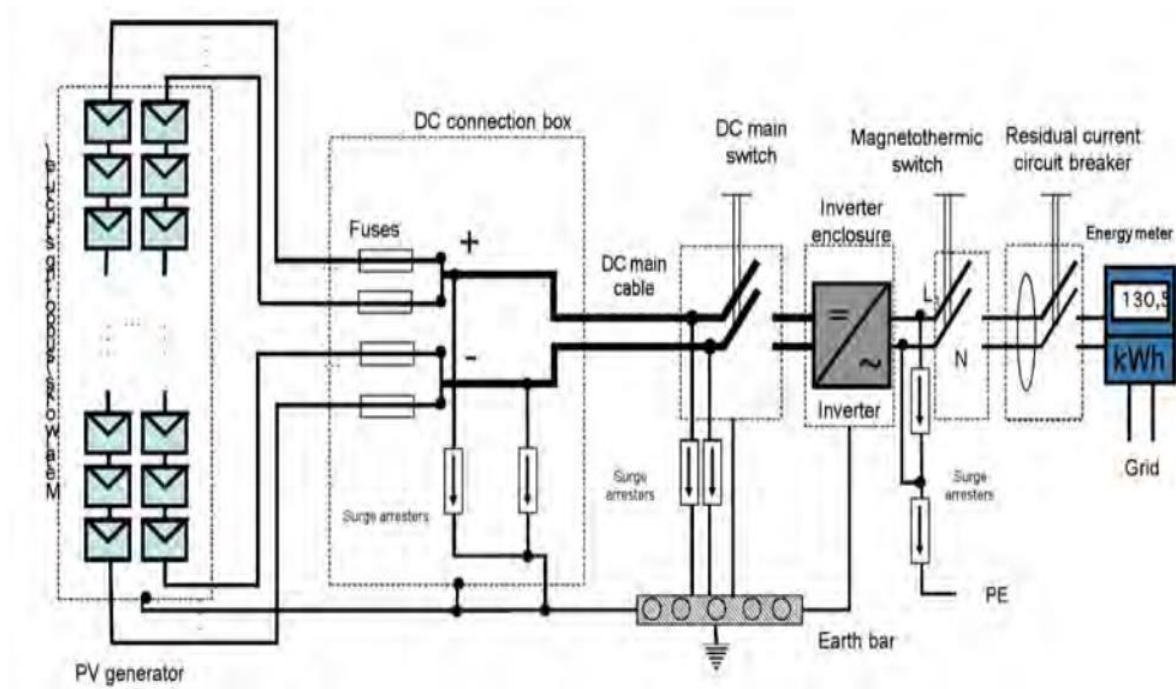
cuales no son responsables del defecto. El sistema de protección tiene por objeto la detección, localización y desconexión en forma automática del equipo afectado a fin de disminuir los efectos que el funcionamiento prolongado en estado de falla tendría sobre la instalación.

Para cumplir con estas funciones, el sistema de protección debe cumplir las siguientes condiciones fundamentales:

- **Selectividad:** es la cualidad de los sistemas de protección eléctrica donde su accionamiento debe sacar de servicio solo la porción de la red afectada por la falla o en su defecto, la menor porción posible.
- **Estabilidad:** asegura que el sistema de protección no operará para fallas que se encuentran fuera del tramo o equipo al que se le ha asignado proteger (la protección permanece estable).
- **Confiabilidad:** se determina la seguridad de que cada dispositivo opera en todas las ocasiones en que sea necesario de manera de no afectar la selectividad del conjunto.

Considerando que la confiabilidad no es total, la misma se asegura mediante la protección de respaldo o reserva. Esta actúa solo en caso de falla por falta de la magnitud medida, falta de tensión continua de comando, falla en el relé propiamente dicho o bien en el circuito de comando del interruptor.

Figura 22. Diagrama de protecciones Sistema Fotovoltaico



Fuente: Pvs in bloom. http://www.pvsinbloom.eu/upload/th%20_%20spanish.pdf. Consulta: 2 de diciembre de 2014.

El sistema de protección debe permitir máxima flexibilidad y operatividad, pudiéndose conformar todas las configuraciones operativas posibles sin necesidad de modificar la regulación de los relés.

1.9.1. Protección contra cortocircuitos y sobrecargas

Un cortocircuito se refiere a un contacto directo entre dos puntos con voltaje diferente, las causas pueden ser por diferentes motivos: cables rotos, flojos, pelados, filtraciones de agua o de otros líquidos, etc. El cortocircuito da un aumento de corriente que en milésimas de segundo puede llegar a ser cien veces mayor que la corriente que se utiliza; esta corriente puede dañar

gravemente los equipos o los cables que se utilizan; por lo tanto, es necesario que se utilicen equipos que detecten el fallo e interrumpan el circuito para poder evitar que la corriente llegue a su máximo punto, como el interruptor electromagnético.

1.9.2. Interruptor electromagnético

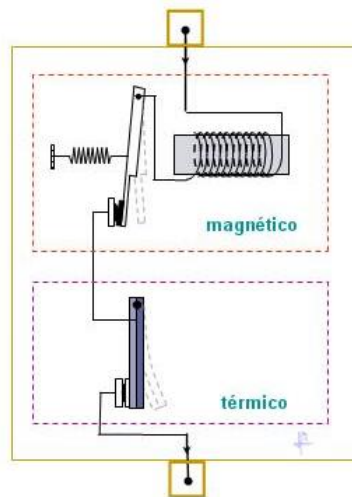
También llamado termomagnético, es un dispositivo que tiene la capacidad de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando esta sobrepasa ciertos valores máximos. Su funcionamiento se basa en dos de los efectos producidos por la circulación de corriente eléctrica en un circuito: el magnético y el térmico (efecto Joule). El dispositivo consta de dos partes: un electroimán y una lámina bimetálica, conectadas en serie y por las que circula la corriente que va hacia la carga.

Al circular la corriente por el electroimán, crea una fuerza que, mediante un dispositivo mecánico adecuado, tiende a abrir el contacto; pero sólo podrá abrirlo si la intensidad que circula por la carga sobrepasa el límite de intervención fijado. Este nivel de intervención suele estar comprendido entre 3 y 20 veces la intensidad nominal (la intensidad de diseño del interruptor magneto térmico) y su actuación es de aproximadamente unas 25 milésimas de segundo, lo cual lo hace muy seguro por su velocidad de reacción. Esta es la parte destinada a la protección frente a los cortocircuitos, donde se produce un aumento muy rápido y elevado de corriente.

La otra parte está constituida por una lámina bimetálica que al calentarse por encima de un determinado límite, sufre una deformación y pasa a otra posición, mediante el correspondiente dispositivo mecánico, provoca la apertura del contacto. Esta parte es la encargada de proteger de corrientes que,

aunque son superiores a las permitidas por la instalación, no llegan al nivel de intervención del dispositivo magnético. Esta situación es típica de una sobrecarga, donde el consumo va aumentando conforme se van conectando aparatos.

Figura 23. **Diagrama interno de interruptor termomagnético**



Fuente: Afinidad eléctrica. <http://www.afinidadelectrica.com/articulo.php?IdArticulo=138>.

Consulta: 20 de mayo de 2015

Las dos funciones internas se complementan en su acción de protección, el magnético para los cortocircuitos y el térmico para las sobrecargas. Además de esta desconexión automática, el aparato está provisto de una palanca que permite la desconexión manual de la corriente y el rearme del dispositivo automático cuando se ha producido una desconexión. No obstante, este rearme no es posible si persisten las condiciones de sobrecarga o cortocircuito.

Figura 24. Interruptor termomagnético de un polo 30 A



Fuente: Ferreterías México. http://ferreteria-t.com/index.php?route=product/product&product_id=3604, Consulta: 14 de agosto de 2015.

1.9.3. Cajas combinadoras CC (*string boxes*)

Las cajas combinadoras (*string boxes*) son el complemento óptimo a los inversores para conseguir un alto rendimiento y control del sistema de generación fotovoltaico. Están diseñadas para proteger eléctricamente los paneles solares de posibles sobretensiones y sobrecorrientes.

Las cajas combinadoras minimizan el número de cables CC que entran al inversor, al agrupar diferentes cadenas de paneles en las instalaciones fotovoltaicas. Permite conectar en paralelo las cadenas de un campo fotovoltaico y, al mismo tiempo, protegerlas a través de un fusible destinado a tal fin.

Disponen de elementos de monitorización de las corrientes CC, que circulan en los grupos o cadenas de paneles FV. Estos sistemas facilitan la evaluación, identificación y localización de las incidencias en las ramas,

cadenas o grupos de paneles, lo que minimiza el tiempo de parada de la instalación y optimiza las tareas de operación y mantenimiento. ¹³ Ver figura 25.

Las características principales de las cajas combinadoras son:

- Conexión en paralelo hasta más de 16 cadenas con canales de medida.
- Señalización local y remota de las condiciones de estado/alarma.
- Comunicación RS232 y RS485 de serie.
- Protocolo de comunicación.
- Distintas opciones de configuración del control mediante el software disponible. Historial local de las alarmas.
- Fusibles de protección para cada entrada con fusibles en el polo positivo y negativo.
- Seccionador de salida para la desconexión del inversor.
- Dispositivo de protección controlado frente a sobretensiones.
- Las cajas combinadoras poseen en su interior una unidad de medida y comunicación que necesita alimentación para su correcto funcionamiento. Alimentación directa a partir del campo fotovoltaico.
- Entradas digitales aisladas para el control local.
- Entradas analógicas aisladas para sensores ambientales (2xPT100, 0-10 V, 4-20 mA).
- Salidas digitales con contactos sin tensión configurables.
- Carcasa para el exterior con nivel de protección.

¹³http://www.gamesaelectric.com/index.php?option=com_content&task=view&id=198&Itemid=330. Consulta: 14 de agosto de 2015.

Figura 25. **Caja combinadora marca ABB**



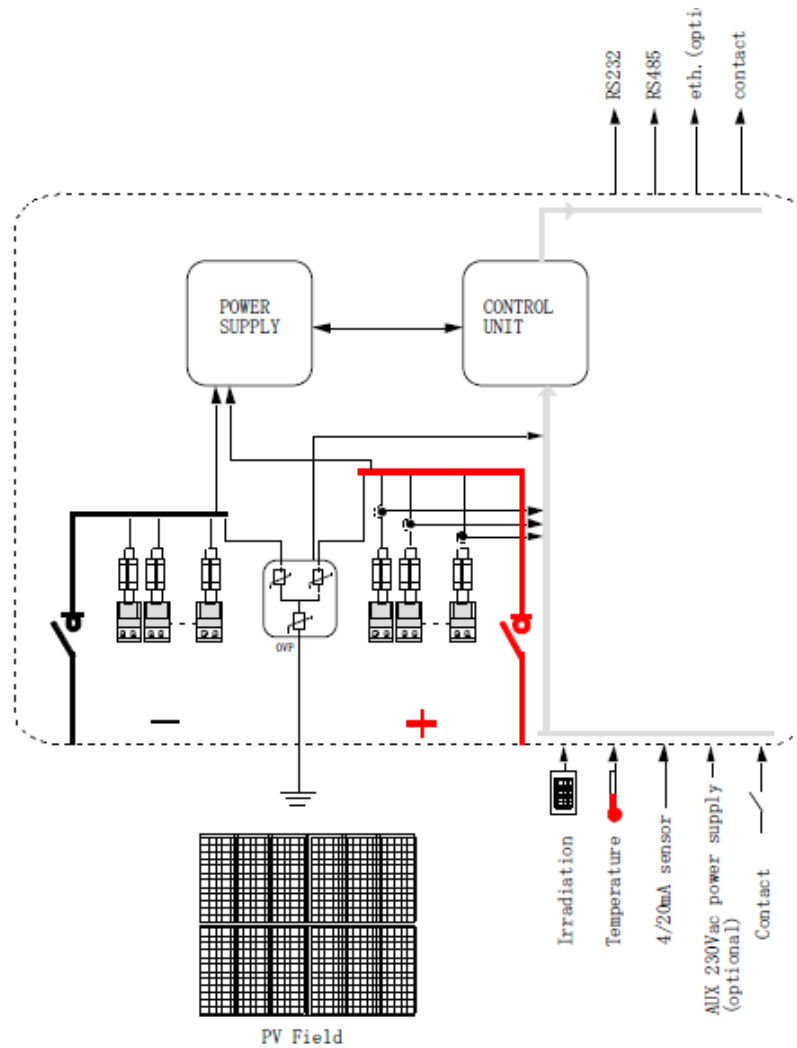
Fuente: *Tandem Solar system*. <https://tandem-solar-systems.com/buy-solar-products/aurora-pvi-10-0-i-outd/>. Consulta: 14 de abril de 2015.

Las cajas están dotadas de entradas analógicas a las que es posible conectar sensores externos: para temperatura PT100 con conexión a 2 hilos o a 3 hilos, sensores entrada 4-20 mA para calentamiento de conductores, entrada 0-10 V para sensores de radiación.

Está equipada con canales de medida independientes con una corriente máxima, cada uno de los cuales se encuentra protegido por un par de fusibles. Para cada uno de los canales de medida se encuentra disponible un conector al que se pueden conectar dos cables para dos cadenas del campo fotovoltaico. Para cada una de las polaridades en la entrada de las cadenas se debe emplear un cable unipolar con un diámetro externo comprendido entre 4 mm y 10 mm. Los bornes pueden albergar cables con una sección mínima de 0,75 mm² y una sección máxima de 16 mm².

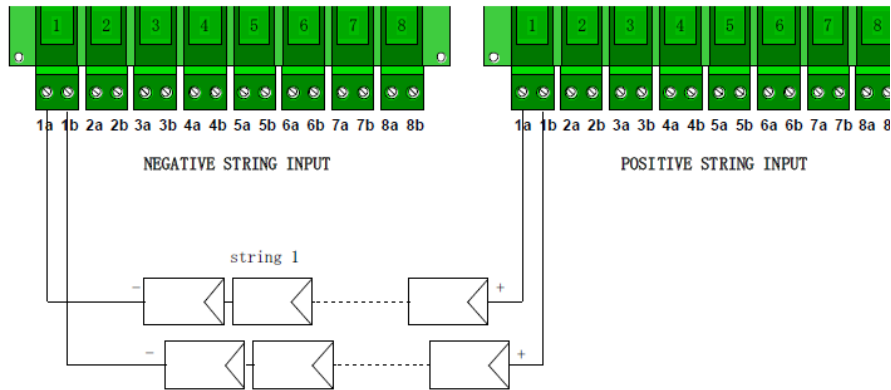
En la figura 26 se presenta el esquema interno de una caja combinadora en donde se observan las protecciones y los elementos auxiliares que se pueden conectar. Así mismo la estructura de funcionamiento.

Figura 26. Esquema general de una caja combinadora



Fuente: Aros Solar. <http://www.aros-solar.com/es/descargas>. Consulta: 16 de agosto de 2015

Figura 27. Entradas positiva y negativa a la caja combinadora



Fuente: Aros Solar. <http://www.aros-solar.com/es/descargas>. Consulta: 16 de agosto de 2015.

En las cajas combinadoras vienen definidos tres parámetros característicos para el control:

- Tolerancia porcentual: es el porcentaje máximo de desviación de un canal de medida con respecto al canal con una corriente máxima por encima de la cual se activa una condición de alarma.
- Tiempo de intervención: es el tiempo (expresado en segundos) durante el que debe permanecer la condición de alarma antes de que esta se active realmente y sea enviada por control remoto.
- Umbral mínimo de intervención porcentual: es el valor porcentual de corriente por debajo del cual no se produce la comparación entre las diferentes cadenas.

1.9.4. Características técnicas de las cajas combinadoras en el mercado

En el mercado se encuentran disponibles distintas configuraciones de cajas combinadoras, a continuación se detallan las características de la caja combinadora de Aros-Solar.

Tabla V. **Características *string box* de Aros-solar**

Descripción general	
Máxima corriente de entrada	16 x 9 A
Máxima corriente de salida	144 A
Máxima tensión	880 Vcc
Terminales de entrada	16+16 bornes de tornillo
Terminales de salida	2 bornes de barra
Grado de protección	IP66
Temperatura de funcionamiento	-20 °C ... +45 °C
Aislamiento	2500 Vca entre potencia y control
Protecciones	
Dispositivo de protección de sobretensión	<ul style="list-style-type: none"> - Tipo 2 - 1000 V máximo - 40 KA (total 8/20 μs) - 12,5 KA (nominal 8/20 μs) - 25 KA (máximo 8/20 μs) - Configuración con tres varistores - Autoprotegido con fusible Controlado
Seccionador general de salida	4x160 A (T1D 160PV, ABB)
Fusibles de cadena	10A 900Vdc 10x38 (6QPSC002A) 12A 900Vdc 10x38 (6QPSC002B)
Fusible de alimentación auxiliar	4 A 500 Vca 10x38

Fuente: elaboración propia.

Las cajas combinadoras están diseñadas para instalarlas en la intemperie bajo condiciones de polvo y humedad.

Figura 28. **Diseño hermético caja combinadora Aros-solar**



Fuente: Aros Solar. <http://www.aros-solar.com/es/descargas>. Consulta 20 de agosto de 2015.

1.9.4.1. **Software de configuración *String Box* Aros-solar**

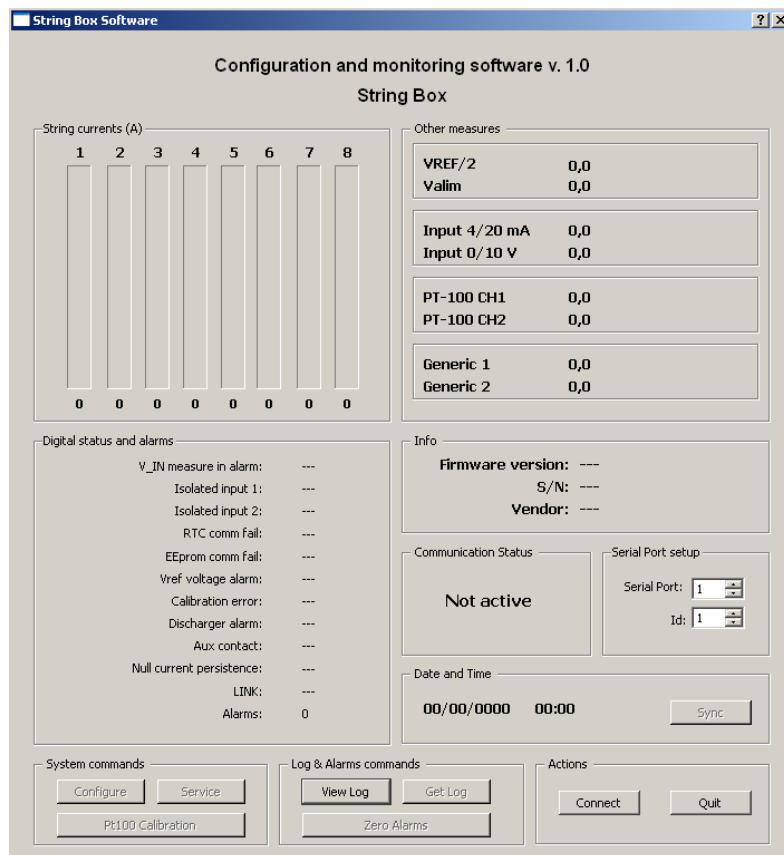
La característica principal del *string box* es su monitorización constante que dependiendo del modelo se pueden tomar datos de forma remota y local; el modelo investigado se puede conectar al computador mediante un cable serial en el puerto de configuración (señalado con RS232) o en caso de que no posea un puerto de serie, será preciso utilizar un conversor USB-RS232.

La ventana se divide en las siguientes áreas:

- *String currents (A)*: en esta parte de la aplicación se visualizan las corrientes de cada cadena en forma gráfica y numérica. El color de la barra y el color del valor indican el estado de alarma de la cadena: rojo para el estado de alarma y verde para el estado normal.

- *Digital status and alarms*: en este panel se muestra la lista de alarmas (en verde: estado normal, en rojo: estado de alarma) y de los estados digitales existentes en el *string box*;

Figura 29. Ventana principal de monitorización



Fuente: Aros Solar. <http://www.aros-solar.com/es/descargas>. Consulta: 3 de septiembre de 2015.

Entre las alarmas se encuentran las siguientes:

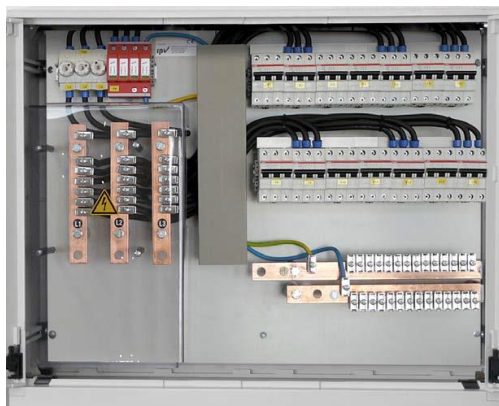
- *V_{IN} measure*: alarma de la medida de tensión de alimentación (en estado de alarma si la medida es inferior a 10V o sobrepasa 14V).

- *Isolated input 1 y 2*: es el estado de las dos entradas digitales disponibles en el *string box*.
- *Null current persistence*: esta alarma se activa cuando ninguna de las cadenas ha registrado corriente por un intervalo superior a 16 horas consecutivas (no se cuentan las horas nocturnas).
- *LINK*: la tarjeta de control no detecta la conexión con la tarjeta de potencia.
- *Alarms*: Indica el número de alarmas de cadena ocurridas desde la última puesta a cero del contador.

1.9.5. Cajas de conexión CA

Las cajas de conexión para la colección y la protección de los cables CA juntan los cables de la corriente alterna de los diferentes inversores y la transmite a la estación transformadora.

Figura 30. **Caja de conexión AC arrayBOX ACI**



Fuente: Cajas de CA. <http://www.rpv-et.de/Cajas-de-CA.21.0.html?&L=2>. Consulta: 3 de septiembre de 2015.

1.10. Canalización eléctrica

Es el elemento que se encarga de contener los conductores eléctricos, aseguran su fijación y su protección mecánica.

La norma internacional IEC60529 define las protecciones para intemperie que traen los equipos eléctricos.

Tabla VI. **Código IP de protección en intemperie: agua y polvo**

1#	Penetración de cuerpos sólidos extraños	2 #	Penetración de agua con efectos nocivos
0	No protegido	0	No protegido
1	Protegido contra objetos de diámetro $\geq 50\text{mm}$	1	Gotas de agua en dirección vertical
2	Protegido contra objetos de diámetro $\geq 12,5\text{mm}$	2	Gotas de agua (15° de inclinación)
3	Protegido contra objetos de diámetro $\geq 2,5\text{mm}$	3	Lluvia (60° de inclinación)
4	Protegido contra objetos de diámetro $\geq 1\text{mm}$	4	Proyección de agua (salpicaduras)
5	Protegido contra el polvo	5	Proyección con lanza de agua (manguera)
6	Estanto al polvo	6	Proyección potente con lanza (olas)
		7	Inmersión temporal
		8	Inmersión prolongada

Fuente: norma internacional IEC60529.

La función de las canalizaciones eléctricas es proteger a los conductores, ya sea de daños mecánicos, químicos, altas temperaturas y humedad; también, distribuirlo de forma uniforme, acomodando el cableado eléctrico en la instalación.

Las canalizaciones eléctricas están fabricadas para adaptarse a cualquier ambiente donde se requiera llevar un cableado eléctrico. Es por eso, que se pueden encontrar empotradas (techos, suelo o paredes), en superficies, al aire libre, zonas vibratorias, zonas húmedas o lugares subterráneos.

Figura 31. **Canalización sobrepuesta o empotrada**



Fuente: Canalizaciones y conducciones eléctricas. <http://es.slideshare.net/MiguelRodrguez1/u3-canalizaciones-y-conducciones-elctricas>. Consulta: 5 de septiembre de 2015.

Dependiendo del tipo de material del que están fabricadas, se clasifican en: metálicas y no metálicas. Las no metálicas se fabrican de materiales termoplásticos, ya sea PVC o de polietileno; en el caso de las canalizaciones metálicas, se fabrican en acero, hierro o aluminio.

Para instalaciones fijas de uso industrial se utilizan habitualmente, y dependiendo del proceso involucrado, conductos (o caños) metálicos. Para utilización subterránea, así como para las canalizaciones de líneas generales, debido a los esfuerzos mecánicos, se utilizan conductos aislantes rígidos. Los conductos aislantes corrugados se utilizan embutidos en pared.

1.10.1. Modos de instalación de la canalización

- Canalización fijada a pared: canalización dispuesta en la superficie de una pared o en su proximidad inmediata; la pared constituye en este caso un medio de fijación y eventualmente, un elemento de protección.
- Canal (electrocanal): envolvente cerrada, provista de una tapa amovible, y destinada a la protección completa de conductores aislados o cables, así como a la instalación de otro equipamiento eléctrico. Un canal puede o no tener separadores.
- Canal de cables: recinto situado encima o dentro del piso, o por encima o dentro del techo, abierto, ventilado o cerrado, que presenta dimensiones tales que no permiten la circulación de las personas en él, pero en el cual las canalizaciones son accesibles en todo su recorrido, durante y después de su instalación. Nota: Un canal puede o no ser parte de la construcción del edificio.
- Bandeja de cables: soporte constituido por una base continua, con paredes laterales y sin tapa. Una bandeja puede o no ser perforada.

1.10.2. Bandejas para canalizar cables solares

La utilización de bandejas para la suspensión de los cables es de uso principalmente industrial. Para la elección de la bandeja portacables a instalar 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 húmedo, con polvo, corrosivo, etc.).
- Peso de los cables a instalar, lo que deberá también contrastarse con la capacidad de carga de la bandeja.

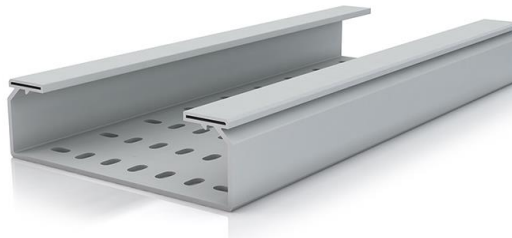
Existen dos tipos principales de bandejas: tipo escalera y tipo perforadas a continuación se presentan imágenes de cada una de ellas.

Figura 32. **Bandejas tipo escalera**



Fuente: Sistemas Estructurales. http://sistrut.net/ind_elect_bnd1.htm. Consulta 5 de septiembre de 2015.

Figura 33. **Bandejas tipo perforadas**

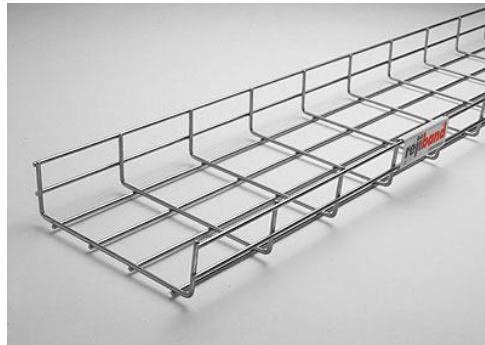


Fuente: Bandejas Aislantes.

http://www.unex.net/ES/productos/Bandeja_aislante_66/U23X_color_gris/11. Consulta 5 de septiembre de 2015.

Para la instalación en planta del sistema de bandejas, existe un conjunto amplio de accesorios que incluye, entre otros, desvíos, uniones, curvas, reducciones, etc. Algunos de estos accesorios se presentan a continuación: uniones, curvas, reducciones.

Figura 34. **Bandeja de varillas o rejilla**



Fuente: Construnario. <http://www.construnario.com/catalogo/pequeno-material-electrico-sa-pemsa/noticias>. Consulta: 20 de septiembre de 2015.

1.10.3. Algunas prescripciones de instalación

No deben ubicarse en la misma bandeja, cables de media y/o alta tensión con cables de baja tensión.

De convivir en la misma bandeja cables de potencia con cables de control, los mismos deben estar correctamente señalizados y se debe tener en cuenta además las eventuales perturbaciones que provoquen unos sobre otros, tomando las medidas del caso.

Las bandejas metálicas deben estar aterradas en toda su extensión. Para esto, a los efectos de mantener la continuidad del aterramiento y dado que las bandejas se instalan por tramos, se recomienda el aterramiento de cada tramo.

1.10.4. Dimensionado de canalizaciones

Para dimensionar un circuito implica básicamente determinar la sección de todos los conductores del mismo y a corriente nominal, los dispositivos de protección correspondientes.

Para la selección de las canalizaciones eléctricas se debe considerar las siguientes etapas:

- Definir la tensión nominal de cable.
- Determinar la corriente del proyecto.
- Elegir el tipo de conductor y la forma de instalación.
- Determinar la sección por el criterio de “capacidad de conducción de corriente” o “corriente admisible”.
- Verificar la sección por el criterio de “corriente de cortocircuito”.
- Verificar la sección por el criterio de “caída de tensión”.
- Verificar el cumplimiento de las secciones mínimas exigidas.

1.10.5. Factores que se deben tomar en cuenta en la canalización

Adicionalmente, al seleccionar e instalar un sistema de canalizaciones, deberá tenerse en cuenta las influencias externas, en particular:

- Temperatura ambiente: los sistemas de canalizaciones deben ser adecuados a la máxima temperatura ambiente del local donde se

instalarán, debiendo asegurarse siempre que los aislamientos no sobrepasen su temperatura máxima admisible.

- Fuentes externas de calor: el calor proveniente de fuentes externas puede transmitirse por radiación, convección o conducción y puede tener distinto origen: sistemas de agua caliente, luminarias y aparatos industriales, procesos de manufactura, materiales térmicos conductores, etc. A los efectos de evitar los efectos de este calor sobre los materiales eléctricos, existen distintas medidas a tomar: apantallamiento, ubicación de los materiales a una distancia apropiada, reforzado local o sustitución del material aislante, selección de los materiales teniendo en cuenta la sobre temperatura que la fuente externa de calor pueda aportar, etc.
- Presencia de agua: los sistemas de canalizaciones deben seleccionarse e instalarse de forma que los mismos no registren daños a causa del ingreso de agua. Todo el sistema de canalizaciones debe tener un grado de protección (IP) adecuado a las características del local donde sea instalado. En aquellos casos donde se prevea acumulación de agua o condensación, deberán tomarse medidas para su evacuación.
- Presencia de cuerpos sólidos extraños: los sistemas de canalizaciones deben seleccionarse e instalarse de forma de evitar en lo posible el ingreso de cuerpos sólidos extraños. Como en el caso anterior, todo el sistema de canalizaciones debe tener un grado de protección (IP) adecuado a las características del local donde sea instalado. En aquellos locales donde haya una presencia importante de polvo, se deben tomar precauciones adicionales para evitar la acumulación del mismo o de otras sustancias afecte la disipación térmica de la canalización.

1.11. Cableado AC/DC

La selección e instalación apropiadas de los conductores en un sistema eléctrico evitan riesgos de cortocircuito y fallas a tierra; con lo cual se reduce la probabilidad de formación de arcos eléctricos y en consecuencia de incendios. Los métodos de cableado y la selección apropiada de los conductores son importantes para la seguridad de una instalación FV, la durabilidad y la facilidad del mantenimiento.

El cableado debe realizarse de acuerdo a lo especificado en la Norma Internacional IEC 60364-4-41, IEC 60364-7-712 y cumplir con lo requerido en el Art. 690 y 705 de la Norma NOM 001-SEDE 2012 en los cuales se destaca lo siguiente:

- Todo el cable que se use en la instalación fotovoltaica debe ser de cobre, formado por alambres de cobre temple suave trenzados Clase B, con 7 alambres trenzados por conductor para cables calibre AWG #18 al #2, con 19 alambres trenzados por conductor para cables calibre AWG #1 al #4/0, y con 37 alambres trenzados por conductor para cables calibre #250 kcmil al #1000 kcmil.
- El cable conductor debe tener aislante certificado para 600V o superior. Todo cable conductor expuesto a la intemperie debe estar certificado para ser expuesto a la radiación solar (resistentes a la luz solar como del tipo USE, UF, TWD-UV, grado solar o equivalente).
- El cable conductor para los circuitos de la fuente fotovoltaica, como de salida fotovoltaica en corriente directa preferentemente, debe tener doble aislamiento para garantizar un aislamiento clase II. (Vulcanel EP antillama tipo RHH o RHW-2; Vinanel THHN, THWN-2).

- Para cables de sección transversal de 13 mm² o mayor se puede usar cable de aluminio. Deben ser del tipo USE-2, RHH. RHHW-2 con aislamiento XLPE para intemperie.
- No se acepta cable de uso rudo en los circuitos del sistema fotovoltaico para el caso de estructuras para el área FV sin seguimiento solar.
- En los circuitos de la fuente y de salida fotovoltaica la ampacidad o capacidad de conducción de los conductores debe seleccionarse con un valor de 1.56 veces la corriente de cortocircuito, (Norma NEC 690).
- En el circuito de salida del inversor, la capacidad de conducción de los conductores debe seleccionarse con un valor de 1,25 veces la corriente a la potencia nominal del inversor.
- Todo cable conductor que no sea para intemperie y que no sea resistente a la luz solar debe estar contenido en tubería *conduit* adecuada al tipo de instalación (interior o exterior) y a las condiciones ambientales. Puede ser del tipo flexible de aluminio con recubrimiento de PVC para intemperie del conocido como *liquidtight* (para longitudes máximas de 3 m) o rígida de PVC ó metálica galvanizada para más de 3 m.
- El tipo de cable conductor para el cableado en general, no expuesto a la intemperie, debe ser seleccionado con aislante a 90°C, por ejemplo del tipo THW-2, THWN-2, THHW-LS o equivalente.

Para temperaturas ambiente que excedan de 30° C, la capacidad de conducción de corriente debe corregirse, reduciendo su valor. Esta corrección se hace en relación a los factores proporcionados por la norma eléctrica internacional.

Tabla VII. **Factores de corrección basados en una temperatura ambiente**

Temperatura ambiente (°C)	No más de tres conductores monopolares aislados		
	Rango de temperatura del conductor		
	60°C	75°C	90°C
21-25	1,08	1,05	1,04
26-30	1,0	1,0	1,0
31-35	0,91	0,94	0,96
36-40	0,82	0,88	0,91
41-45	0,71	0,82	0,87
46-50	0,58	0,75	0,82
51-55	0,41	0,67	0,76

Fuente: Norma NEC 690.

Para canalizaciones circulares expuestas a la luz solar colocados en o por encima de azoteas, la temperatura ambiente de los cables conductores dentro de la canalización debe incrementarse de acuerdo a los valores proporcionados por el NEC 690 mostrados en la siguiente tabla.

Tabla VIII. **Corrección de temperatura para canalizaciones circulares**

Distancia por encima del techo hasta la base del tubo conduit. (mm)	Sumar a la temperatura ambiente. (°C)
De 0 hasta 13	33
Más de 13 hasta 90	22
Más de 90 hasta 300	17
Más de 300 hasta 900	14

Fuente: Norma NEC 690.

Las siguientes recomendaciones deberán aplicarse para la instalación de conductores eléctricos:

- El uso de cable unifilar reduce la probabilidad de cortocircuito.
- Separar los conductores positivo y negativo en las cajas de conexión minimiza la posibilidad de cortocircuito.
- Considerar los esfuerzos mecánicos a que puedan estar sujetos los conductores incluyendo ciclos térmicos, cargas de viento, hielo, etc. La instalación de soportes apropiados, conduit y sistemas de alivio de tensión reducen significativamente los efectos de estos factores.
- Si es posible, instalar los cables de diferente polaridad en ductos independientes o en ductos con barrera divisoria.
- Este cable solar de un solo núcleo de 4 mm² profesional, está diseñado específicamente para la conexión de los componentes del sistema fotovoltaico de forma permanente.
- Aislamiento de doble pared, haz electrónico reticulado, excelente resistencia a los rayos UV, el agua, el ozono, los fluidos, la sal, en general de la intemperie, excelente resistencia a la abrasión, libre de halógenos, retardante de llama, baja toxicidad, excelente flexibilidad y el rendimiento de extracción, alta capacidad de corriente. Color de cubierta: negro o rojo. Garantía de fábrica de 5 años desde la fecha de entrega. Tiempo de vida de 25 años.¹⁴

¹⁴ Slocable. http://www.slocable.com.cn/products_detail/&productId=c2c3e1b9-67de-4b48-aaac-c1dfe66228ce&comp_stats=comp-FrontProducts_list01-1344497114210.html. Consulta: 3 de octubre de 2015.

Figura 35. **Cable solar de 4 mm Slocable**



Fuente: Slocable. <http://www.slocable.com.cn/>. Consulta: 3 de octubre de 2014.

1.12. Sistema de puesta a tierra

Una de las razones más importantes para la conexión a tierra es la seguridad y se deben considerar dos aspectos importantes la seguridad del personal y la conexión para asegurar la operación de los dispositivos de protecciones.

La conexión a tierra, si se hace de una manera eficiente, sirve para los siguientes propósitos:

- Proteger la vida de un *shock* eléctrico y los daños a la propiedad.
- Limitar el voltaje de un circuito cuando es expuesto a voltajes más altos de los que fue diseñado.

1.12.1. La seguridad del personal

La seguridad del personal es la razón primaria por la que todos los equipos deben tener una conexión de seguridad a tierra. Se debe diseñar para

prevenir voltajes de contacto o choques elevados cuando se presenta una falla en alguna parte del sistema.

El voltaje de choque es el voltaje entre cualquiera de las dos superficies conductoras que pueden ser simultáneamente tocadas por un individuo. La tierra puede ser una de estas superficies.

El sistema de puesta a tierra aumenta la seguridad del personal, y minimiza los efectos de los rayos y otras sobretensiones inducidas en los equipos.

1.12.2. Conexión para asegurar la operación del dispositivo de protección

Una corriente de falla a tierra tiene una trayectoria de retorno al punto donde la fuente de potencia tiene su conductor de neutro aterrizado y es una acción esencial de seguridad. Una falla de aislamiento o alguna otra falla que permite que un conductor de fase haga contacto con un gabinete encontrará una trayectoria de baja impedancia de regreso al neutro de la fuente. La sobre corriente resultante producirá que el interruptor o fusible desconecten el circuito fallado en forma inmediata.

Una trayectoria eléctrica de tierra debe tener los siguientes atributos:

- Permanente y continua.
- Tener capacidad para conducir en forma segura cualquier corriente de falla.
- Tener una impedancia suficientemente baja para limitar el voltaje a tierra y facilitar la operación de los dispositivos de protección en el circuito.

- La tierra no se deberá usar como un conductor de tierra aislado.

1.12.3. Objetivos del sistema de puesta a tierra

- Habilitar la conexión a tierra en sistemas con neutro a tierra.
- Proporcionar el punto de descarga para las carcasas, armazón o instalaciones.
- Asegurar que las partes sin corriente, tales como armazones de los equipos, estén siempre a potencial de tierra, aun en el caso de fallar en el aislamiento.
- Proporcionar un medio eficaz de descargar los alimentadores o equipos antes de proceder en ellos a trabajos de mantenimiento.

En un sistema fotovoltaico de dos conductores y tensiones superiores a 50 volts se debe poner a tierra un conductor de continua. En un sistema de tres conductores, el neutro o toma intermedia del sistema de continua, tendrá que ponerse a tierra. Estos requisitos se aplican tanto a sistemas aislados como a sistemas conectados a la red.

La puesta a tierra de todos los sistemas fotovoltaicos reduce el ruido de radiofrecuencia causado por las láminas fluorescentes de continua y los inversores.

1.12.4. Conexión a tierra efectiva

La conexión a tierra efectiva establece el voltaje cero como referencia para un sistema de distribución eléctrico y provee protección para el sistema eléctrico y el equipo de voltajes superpuestos por descarga y contacto con sistemas de

alto voltaje. La conexión a tierra previene la aparición de voltajes estáticos y potencialmente peligrosos en un edificio.

A continuación se listan aspectos para una conexión efectiva:

- El electrodo de tierra más común es una varilla de acero recubierta de cobre.
- La resistencia a tierra debe ser tan baja como sea posible, lo que dará un buen funcionamiento al sistema de distribución y una buena protección al personal.
- La conexión del sistema de distribución eléctrico a tierra se hace en la entrada del servicio.
- El neutro del sistema de distribución se conecta a tierra en la entrada del servicio.
- El neutro y la tierra también se conectan juntos al secundario del transformador en el sistema de distribución, donde el secundario forma un sistema aterrizado.
- El sistema puede ser aterrizado si, cuando se conecta a tierra, el voltaje máximo a tierra no excede de 150 V, en un servicio 120/208.

En las instalaciones eléctricas en general, se debe conectar a tierra equipos, tableros y estructuras, por razones de seguridad del personal y protección de equipo.

1.12.5. La resistividad de terreno

La resistividad del terreno varía con la temperatura, la consistencia del suelo y el grado de humedad. Por lo que no es aconsejable efectuar mediciones

de resistividad del terreno en condiciones de altas temperaturas o de lluvias recientes.

Esta cantidad se expresa en ohm-cm y representa la resistencia de un centímetro cúbico de tierra, medida entre superficies opuestas.

Cuando menor sea la resistividad del suelo, más fácilmente se pueden alcanzar valores bajos para la resistencia de la instalación de los sistemas de tierra.

Tabla IX. **Valores típicos de resistividad de los terrenos**

Tipo de suelo	Resistividad OHM/m
Húmedo o suelo orgánico	10-50
Cultivo arcilloso	100
Arenoso húmedo	200
Arenoso seco	1000
Con piedra pequeña alisada y cemento	1000
Rocoso	3000
Roca compactada	10000

Fuente: elaboración propia.

1.12.5.1. Medición de la resistividad del terreno

La medición de resistencia a tierra de electrodos es una técnica que requiere conocer aparte del método de medición, algunos factores que afectan los resultados de las mediciones:

- El tipo de prueba: existen dos métodos de prueba básicos, los demás son variaciones de estas. Aunque muy parecidos, los resultados de las

mediciones no son exactamente los mismos. Los métodos son: método de caída de potencial o de Tres Puntos, también denominado 62% y método directo o de dos puntos.

- El tipo de aparato empleado: no todos los aparatos de medición de resistencia a tierra trabajan de la misma manera. Existen diferencias muy marcadas en el tipo de corriente empleada. A manera de ilustrar estas diferencias, los aparatos más utilizados en nuestro medio son el Vibroground y el Megger de tierras. Ambos emplean corriente alterna para la medición, pero el primero a una frecuencia de 25 Hz, el último a 133 Hz. Y los voltajes en circuito abierto son respectivamente de 120 y 22 voltios.
- El lugar físico de las puntas o electrodos de prueba: todos los métodos para medir la resistividad de las conexiones a tierra se asemejan porque en todos se necesitan dos conexiones de tierra auxiliares y de referencia, precisándose además una fuente adecuada de corriente. La exactitud del resultado está en función de la ubicación de las tierras auxiliares o de referencia con respecto a la tierra que se desea medir.

Los electrodos de los instrumentos de medición pueden ser colocadas en todas direcciones como a una inmensidad de distancias entre ellas. Aunque es el mismo punto de medida, las lecturas no son idénticas; a veces ni en terrenos vírgenes debido a la presencia de corrientes de agua o de capas de distinta resistividad.

1.12.6. Elementos principales de un sistema de tierras

El propósito de aterrizar los sistemas eléctricos es limitar cualquier voltaje elevado que pueda resultar de rayos, fenómenos de inducción o de contactos no intencionales con cables de voltajes más altos. Esto se realiza mediante un

conductor apropiado a la corriente de falla a tierra total del sistema, como parte del sistema eléctrico conectado al suelo. Los elementos principales son:

1.12.6.1. Dispersores

Es un cuerpo metálico puesto en contacto directo con el terreno, con el fin de dispersar en el mismo las corrientes eléctricas canalizadas por los demás elementos del sistema de tierra, siendo los tipos más usuales:

- Electrodo de varilla de acero con recubrimiento de cobre, de 13, 16,9 y 19 mm de diámetro por 3,05 m de longitud.
- Electrodo de placa sencilla o de varias placas tipo rehilete.
- Electrodo químicos.
- Electrodo en malla.

Figura 36. Distintos tipos de electrodos



Fuente: Ingenia.T. <http://es.slideshare.net/ingenia-t/medicion-de-resistencia-de-tierra>. Consulta:

12 de mayo 2015.

1.12.6.2. Conductores

Los conductores deben ser cables trenzados de cobre electrolítico semiduro desnudo o con aislamiento; el tipo y calibre se seleccionan en cada caso particular, de acuerdo con los requerimientos de cada instalación.

Figura 37. **Conductor desnudo de cobre**



Fuente: Alambres y cables desnudos. <http://www.viakon.com/catalogo/detalle.php?producto=20>.

Consulta: 12 de mayo de 2015.

El conductor del electrodo de puesta a tierra para corriente alterna, se especifica con base en el calibre del mayor conductor de la acometida. En cables de 2/0 a 3/0 AWG se utiliza un conductor de cobre calibre 4 AWG.

Tabla X. **Conductores de puesta a tierra**

Calibre del mayor conductor activo de la acometida en cobre (AWG)	Calibre del conductor del electrodo a tierra (AWG)
2 ó menor	8
1 ó 1/0	6
2/0 ó 3/0	4
Sobre 3/0	2

Fuente: elaboración propia.

1.12.6.3. Conectores

Los conectores que unen los conductores a electrodos o a conductores entre sí, debe ser del tipo soldable, o bien a presión, atornillables.

En cada conexión de cable a electrodo se debe considerar un conector del tipo mecánico, en lugar accesible para pruebas de medición.

Figura 38. **Distintos tipos de conectores**



Fuente: Burndy materiales eléctricos. <http://bricos.com/marcas/burndy/>. Consulta 20 de mayo de 2015.

1.12.7. El tamaño o extensión del sistema de tierras

Este es un factor importante, ya que si el sistema es muy pequeño para manejar grandes corrientes de falla, pueden existir gradientes de potencial sobre la superficie, habiendo riesgo por el contacto. La resistencia de un sistema de tierra debe ser cero ohms para reducir cualquier voltaje o gradiente de potencial, debido a las corrientes de fuga esto es casi imposible.

Las normas técnicas para instalaciones eléctricas establecen que la resistencia de una varilla o electrodo de tierra no debe exceder a 25 ohms. Esto se toma como límite superior y es una regla general, en algunos casos se requieren resistencias mucho menor por seguridad, para subestaciones eléctricas grandes la resistencia de tierra no debe exceder a 1 Ω , en tanto para las subestaciones eléctricas pequeñas, una resistencia menos o igual a 5 Ω se considera adecuada.

1.12.8. Requisitos de una malla a tierra

Los requisitos que debe cumplir una malla de puesta a tierra son los siguientes:

- Debe tener una resistencia tal, que el sistema se considere sólidamente puesto a tierra.
- La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser despreciable de manera que la corriente de falla a tierra, en cualquier momento, sea capaz de producir el disparo de las protecciones.
- Impedancia de onda de valor bajo para fácil paso de las descargas atmosféricas.
- Debe conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre sus puntos vecinos.
- Al pasar la corriente de falla durante el tiempo máximo establecido de falla, (es decir disparo de respaldo), no debe haber calentamientos excesivos.
- Debe ser resistente a la corrosión.

1.13. Protección contra descargas electroatmosféricas

Son elementos metálicos cuya función es ofrecer un punto de incidencia para recibir la descarga atmosférica y un camino para la conducción y disipación posterior de la corriente del rayo a tierra. Y se compone de tres partes:

- Pararrayos
- Cable o elemento conductor
- Tierra física

Las normas actuales de pararrayos, pretenden como objetivo de la protección del rayo, salvaguardar la vida de las personas e instalaciones y remarcan que en mayor o menor grado.

NFC-17102 (Francia) y su traducción textual UNE 21186 (España) dicen en su introducción: “una instalación de protección contra el rayo concebida y realizada conforme a la presente norma, no puede, como todo proceso en el que intervienen elementos naturales, asegurar la protección absoluta en las estructuras, de las personas o de los objetos; no obstante, la aplicación de esta norma reduce de forma significativa el riesgo de daño, debido al impacto de rayos, en las estructuras protegidas”¹⁵

La función primaria es la de proporcionar seguridad a los seres humanos que están en contacto con equipos e instalaciones eléctricas cuando presentan condiciones de cortocircuito o descargas atmosféricas así como para

¹⁵ UNE 21186. *Protección de estructuras, edificaciones y zonas abiertas mediante pararrayos con dispositivo de cebado.* p.5

la operación eficiente de sistemas eléctricos y electrónicos sensibles y delicados.

El electrodo es una estructura cerrada 100 % de cobre, con placa triangular arriba y cono en la parte baja (efecto capacitivo); permite generar un área catódica en la parte superior y anódica en la parte inferior logrando obtener una alta capacidad y confinamiento a tierra, de manera acentuada gracias a su terminación en punta.

La tecnología permite confinar a mayor profundidad cualquier potencial gracias a la propiedad de las puntas, cumpliendo así con lo dispuesto por la normativa de minimizar el riesgo por la tensión de paso y tensión de toque.

1.13.1. Nivel cerámico

El nivel cerámico se refiere al número de días promedio en un año en el cual se escuche o exista actividad de tormentas eléctricas en alguna región determinada, las regiones que están más cerca al Ecuador tienen un nivel cerámico elevado.

El nivel de riesgo de rayos, está representado en el mapa cerámico, por unas líneas de diferentes valores, (líneas isocerámicas); estas líneas determinan geográficamente las zonas de más o menos riesgo de actividad de rayos.

Tabla XI. **Nivel Ceráunico en Guatemala**

núm.	Nombre de la estación	Valor ceráunico
1	Alta Verapaz, Cobán	53
2	Chiquimula	68
3	Escuintla, Puerto San José	119
4	Guatemala, aeropuerto	69
5	Huehuetenango	64
6	Izabal, Puerto Barrios	117
7	Jutiapa, Montufar	60
8	Peten, Flores	107
9	Quetzaltenango, Labor Ovalle	66
10	Retalhuleu	158
11	Zacapa, La Fragua	64

Fuente: www.biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0518_EA.pdf. Consulta: 23 de octubre 2015.

1.14. Calidad de la potencia

La calidad de potencia tiene la finalidad de garantizar el buen funcionamiento de los equipos conectados a la red. La alteración de la forma de onda tiene lugar en los procesos de producción, transporte y distribución, así como en la utilización de determinados receptores que generan perturbaciones; siendo estos factores inevitables pero si se pueden minimizar. Hoy en día la frase calidad de potencia incluye cualquier desviación de la onda senoidal perfecta; la calidad de potencia se relaciona a transitorios de corta duración así como también a distorsiones de estado continuo.

1.14.1. Transientes

Los transientes son una elevación de tensión, el problema es que es una elevación violenta del nivel de tensión entre una o más fases, en tiempos cortos como nanosegundos llegando hasta microsegundos. Las tensiones llegan a

niveles que oscilan entre 50 y 20 000 voltios. La conmutación mecánica produce un arco voltaico el cual se convierte en elevación de tensión.

1.14.2. SWELL

Es una elevación de tensión de su valor eficaz entre el 1,1 y el 1,8 de la tensión de funcionamiento normal con una duración de entre medio ciclo y algunos segundos.

1.14.3. SAG

También llamados huecos de tensión, es una disminución del valor eficaz de la tensión entre el 0,9 y el 0,1 de la tensión normal y con duración desde medio ciclo hasta algunos segundos.

1.14.4. Distorsión armónica

Los armónicos son múltiplos de la frecuencia fundamental de trabajo con que opera la red eléctrica y cuya amplitud va decreciendo conforme aumenta el múltiplo. En el caso de sistemas alimentados a la red a 60Hz, pueden aparecer armónicos de 120, 180, 240, etc. La presencia de este fenómeno causa los siguientes efectos:

- Incremento del valor de corriente Irms: lo que genera sobrecargas, calentamiento y pérdidas que aceleran el envejecimiento en cables de potencia, transformadores y bancos de capacitores. Todos los aparatos y componentes eléctricos deben dimensionarse para la corriente Irms .
- Torques oscilatorios en motores y generadores.

- Distorsión de la tensión de alimentación: que causan perturbaciones en los equipos más sensibles.
- Riesgos de resonancia con los bancos de capacitores para compensación del factor de potencia

1.15. Normas y reglamentos

Un tema muy importante es la normativa que rigen los sistemas de generación de energía solar fotovoltaica. En Guatemala esta normativa está contemplada en la Ley General de Electricidad en la norma técnica para un GDR, a continuación se presenta un resumen de dichas normativas.

1.15.1. Ley General de Electricidad

El reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 16 bis, establece que los distribuidores están obligados a permitir la conexión a sus instalaciones y a efectuar las modificaciones o ampliaciones necesarias para permitir el funcionamiento del Generador Distribuido Renovable y que para el efecto, la comisión emitirá las disposiciones generales y la normativa para regular las condiciones de conexión, operación, control y comercialización de la Generación Distribuida Renovable, de conformidad con la Ley General de Electricidad y su reglamento.

La comisión evaluará la pertinencia del alcance de las modificaciones y de las ampliaciones de las instalaciones de los distribuidores para la conexión de los generadores distribuidos, así como su respectivo costo y los beneficios por la mejora en la calidad del servicio de distribución y por la reducción de pérdidas.

1.15.2. Norma NTGDR

Según la norma técnica de generación distribuida denovable (NRGDR) para Usuarios Autoprodutores con excedentes de energía, resolución CNEE-227-2014 se resumen aspectos relevantes a un sistema de generación fotovoltaico:

1.15.2.1. Generación distribuida renovable

Es la modalidad de generación de electricidad, producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual al que establece el RLGE.

Las tecnologías con recursos renovables son aquellas que se utilizan para la generación de energía eléctrica, utilizando fuentes de energía, tales como:

- Biomasa: energía derivada de cualquier tipo de materia orgánica y biodegradable, de origen vegetal o animal, que puede usarse directamente como combustible o ser convertida en otras fuentes energéticas antes de la combustión.
- Eólica: energía producida por el viento.
- Geotérmica: energía producida por medio del calor natural de la tierra, que puede extraerse del vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin.
- Hidráulica: energía producida por el agua de los ríos.
- Solar: energía obtenida de la radiación solar.

- Otras: las que determine posteriormente el MEM¹⁶.

1.15.2.2. Generador distribuido renovable:

Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que utiliza recursos energéticos renovables y participa en la actividad de generación distribuida renovable. Estos serán considerados como participantes del Mercado Mayorista.¹⁷

1.15.2.3. Usuario autoprodutor con excedentes de energía

Es el usuario del sistema de distribución que inyecta energía eléctrica a dicho sistema, producida por generación con fuentes de energía renovable, ubicada dentro de sus instalaciones de consumo, y que no recibe remuneración por dichos excedentes.

1.15.2.4. Obligaciones del distribuidor

Permitir la efectiva y segura conexión y operación de los GDR a su sistema de distribución y si fuera necesario, efectuar las modificaciones o ampliaciones en sus instalaciones de distribución para permitir el correcto funcionamiento de los mismos. Los costos derivados de las ampliaciones o modificaciones estarán a cargo del GDR.

Instalar los sistemas de protección y de desconexión que le correspondan, para protección de sus instalaciones, las de los GDR y las de terceros.

¹⁶ CNE. *Norma técnica de generación distribuida renovable*. p.7

¹⁷ *Ibíd.*

Entregar la información técnica que requiera la comisión o el interesado, necesaria para el desarrollo del proyecto de generación, del adecuado diseño y de la evaluación de la conexión.

1.15.2.5. Fuentes que no generan energía eléctrica en corriente alterna

Para el caso de generadores cuyos parámetros eléctricos de generación no correspondan con ser de corriente alterna a la frecuencia nominal, el GDR deberá instalar equipos de conversión, tales como inversores, necesarios para que su centro de generación pueda conectarse sin ninguna complicación a un sistema de distribución. Las especificaciones técnicas de los equipos deben ser tales que cumplan con normas nacionales o internacionales, particularmente con la función que garantice quedar desconectados del sistema de distribución cuando detecte falla o falta de voltaje.¹⁸

1.15.2.6. Pruebas de la puesta en servicio y evaluación

El GDR efectuará las pruebas de las instalaciones de generación que correspondan antes de la conexión con el sistema de distribución y le proveerá al distribuidor un informe por escrito del cumplimiento de los requerimientos de esta norma y otras normas aplicables, así como de las especificaciones de los equipos y materiales utilizados.

Si las instalaciones del GDR no cumplen con los requerimientos de esta Norma o con lo acordado en la resolución de conexión, el distribuidor podrá negarse a la conexión del GDR mientras no se hagan las correcciones o

¹⁸ CNE. *Norma técnica de generación distribuida renovable*. p.14

adecuaciones que se hayan fundamentado debidamente, de lo cual deberá ser informada la comisión.¹⁹

Los requerimientos de conexión para generadores menores de 500 KW son:

- Dispositivos de interrupción (capacidad de interrumpir la máxima corriente de falla).
- Dispositivo de desconexión de la interconexión (manual, con bloqueo, visible, accesible).
- Dispositivo de desconexión del generador.
- Disparo por sobretensión.
- Disparo por baja tensión.
- Disparo por sobre/baja frecuencia, por medio del inversor.
- Chequeo de sincronismo (A: automático, M: manual).
- Disparo por sobre corriente a tierra.
- Disparo de potencia inversa.
- Si exporta, la función de la dirección de potencia puede ser usada para bloquear o retrasar el disparo por baja.
- Disparo por falta de tensión en la red (relé anti isla).

1.15.2.7. Control de la calidad de energía.

El distribuidor efectuará mediciones de calidad de producto en el punto de conexión, mediante una programación similar a la utilizada con los grandes usuarios, y le aplicará lo que corresponda de conformidad con las NTSD. De los resultados deberá informar a la Comisión.

¹⁹ CNE. *Norma técnica de generación distribuida renovable*. p.15

En caso se establezca que algún parámetro está fuera de los rangos permitidos en las NTSD, el distribuidor deberá hacer el análisis correspondiente para determinar la fuente u origen del problema y si determina que la causa es por la operación de las instalaciones del GDR, lo hará de su conocimiento por escrito, recomendando las medidas a tomar para corregir el problema encontrado; en caso contrario, el distribuidor deberá tomar las acciones que correspondan para su solución.

1.15.2.8. Autorización para UAEE

En el 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 del formulario correspondiente.

Cumpliendo este requisito podrán operar en esta modalidad. Estos usuarios no requerirán de autorización alguna; sin embargo, deberán instalar los medios de protección, control y desconexión automática apropiados que garanticen que no podrán inyectar energía eléctrica al Sistema de Distribución ante fallas de este o cuando el voltaje de la red de distribución se encuentre fuera de las tolerancias establecidas en las NTSD.²⁰

²⁰ CNE. *Norma técnica de generación distribuida renovable*. p.19

1.15.2.9. Sistema de medición para un UAEE

El sistema de medición de energía eléctrica de las instalaciones de un usuario autoprodutor con excedentes de energía, deberá tener la característica de medición, registro y lectura en forma bidireccional o de inyecciones y retiros de energía. En el caso de usuarios regulados, el suministro e instalación del medidor respectivo lo cubrirá el distribuidor; mientras que los grandes usuarios son responsables de su sistema de medición.

1.15.2.10. Lectura y crédito

Los UAEE no recibirán ningún tipo de pago por la energía eléctrica inyectada al sistema de distribución. Para efectos de la 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, cobrará 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 se la reconocerá como crédito de energía a favor del usuario, con liquidación trimestral. No obstante, en el caso de inyección, el distribuidor cobrará el cargo fijo y el cargo por potencia que le sean aplicables a cada usuario, según la tarifa correspondiente.²¹

²¹ CNE. *Norma técnica de generación distribuida renovable*. p.20

1.15.3. Autorización de un GDR

Presentar ante el distribuidor la solicitud de dictamen de capacidad y conexión, utilizando el formulario autorizado y adjuntar la información indicada en el mismo. Los estudios eléctricos de impacto a la red, los realiza el distribuidor. El Interesado es el responsable de cubrir los costos y toda la gestión asociada a la construcción de la línea y equipamiento o instalaciones, necesarios para llegar desde la casa de máquinas hasta el punto de conexión, incluyendo el último elemento de maniobras entre las instalaciones del GDR y las existentes del distribuidor.

1.16. Energía limpia

Las energías limpias son aquellas que pueden producirse con un mínimo de perjuicios sociales y culturales para la salud y el medio ambiente. La energía limpia también se conoce como energía renovable o sostenible porque se puede producir a partir de fuentes que no se agotan.

Parte del concepto de eficiencia energética es el uso de recursos renovables o energía renovable, en este tema se agregan los factores ecológicos que cada vez tienen un efecto negativo en el planeta. El calentamiento global es la causa de muchos desastres y trastornos en climáticos, es por ello que es importante analizar las causas y los efectos que tiene la generación de energía no solo con fuentes renovables si no con tecnologías amigables al medio ambiente.

1.16.1. Dióxido de carbono CO₂

El CO₂ es uno de los gases responsable del efecto invernadero, este efecto es un fenómeno que consiste en que los gases presentes en la atmósfera retienen el calor de la tierra. Los efectos que provoca este efecto son: deforestación, desertización, inundaciones, huracanes, tifones, sequía, fusión de los casquetes polares.

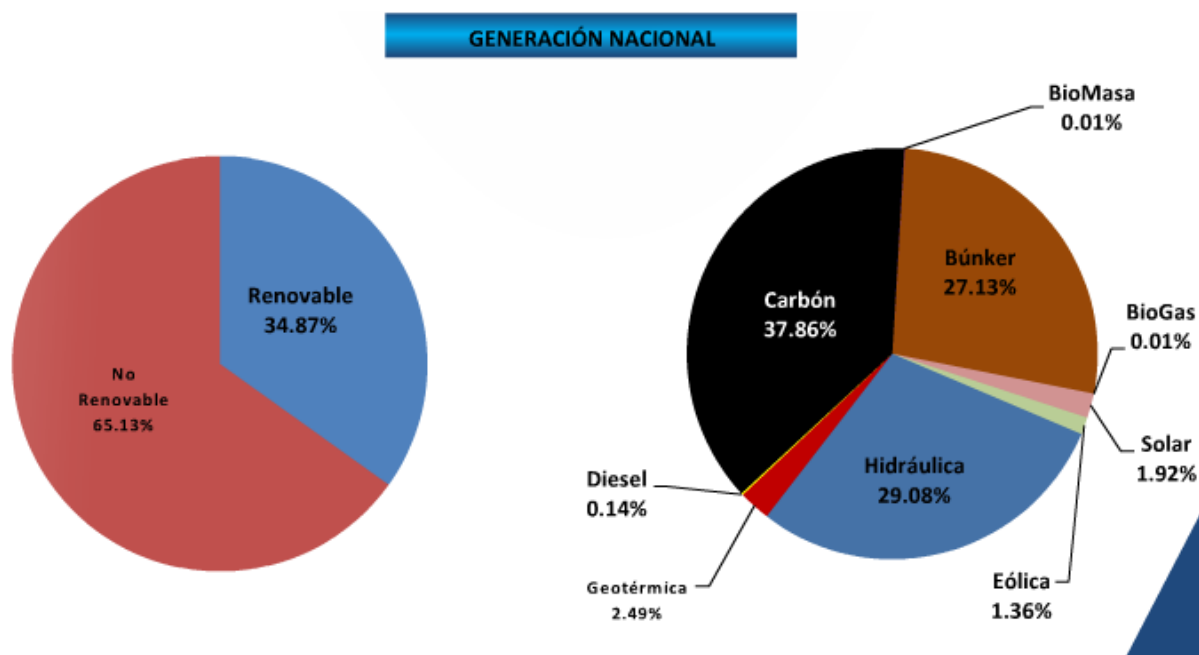
La producción de energía eléctrica se puede realizar con distintas fuentes de energía, pero el petróleo, el gas natural y el carbón son las que emiten la mayor cantidad de CO₂.²² En la matriz energética de Guatemala el 34,87 % de la producción de energía eléctrica proviene de fuentes renovables: hidráulica, eólica, solar, biogás, biomasa y geotérmica. De estas fuentes las únicas que no producen CO₂ son la eólica, solar, biogás; las otras producen pero no en grandes cantidades.

La producción de energía derivada de la biomasa pretende reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, la combustión de biomasa aumenta la cantidad de carbono presente en el aire (al igual que la combustión de carbón, petróleo y gasolina), y la extracción de biomasa reduce la cantidad de carbono almacenada en plantas y terrenos de cultivo o reduce la continua captura y almacenamiento de carbono.²³

²² El efecto invernadero. <https://www.inspiration.org/cambio-climatico/efecto-invernadero>. Consulta: 19 de octubre de 2015.

²³ ¿Es realmente la biomasa siempre neutra en emisiones de carbono?. <http://silvicultor.blogspot.com/2011/11/es-realmente-la-biomasa-y-bioenergia.html>. Consulta: 19 de octubre de 2015.

Figura 39. **Matriz energética agosto 2015**



Fuente: Monitoreo del mercado. http://www.cnee.gob.gt/xhtml/informacion/WP_monitoreo-mercado.html. Consulta 19 de octubre de 15

El 65,13 % de la generación es de fuentes no renovables: carbón, búnker y diesel, grandes productores de CO₂.

En la siguiente tabla se muestra la generación de energía y su respectivo aporte de CO₂.

Tabla XII. **Participación en la producción de energía por tipo de combustible y su aporte de CO₂**

	kWh	CO ₂ Kg/kWh ANUAL	Ton. CO ₂
Biomasa	1 467 286,7	733 643,4	807,0
Bunker	1 380 216,2	690 108,1	759,1
Carbón	1 854 727,3	927 363,7	1,020,1
Diesel	1 180,1	590,1	0,6
Geotérmica	246 599,9	123 300,0	135,6
Hidro	4 825 150,9	0,0	0,0
Solar	7 099,1	0,0	0,0

Fuente: elaboración propia con dato de AMM.

Los beneficios que se obtendrán al implementar un sistema de generación solar fotovoltaico se pueden tomar como ambientales. A continuación se enlistan algunos beneficios²⁴:

- Es limpia y respetuosa con el medio ambiente (cada 20 kW generados con energía solar evita la emisión de 10 kg de CO² al año).
- Ayuda en la lucha contra el cambio climático y efecto invernadero.
- Es inagotable.
- No disminuye la calidad de aire y suelos.
- No contamina acústicamente: las placas solares son silenciosas y de amplia vida útil (entre 20 y 30 años).

²⁴ <http://www.dforcesolar.com/energia-solar/los-beneficios-de-la-energia-solar/>. Consulta 15 octubre de 2015.

2. FASE TÉCNICO PROFESIONAL

2.1. Informe ejecutivo del proyecto

El diseño del sistema de generación fotovoltaico inicia con la medición del área disponible para la colocación de los paneles, luego se recaba información con los datos de consumo para hacer la prospección de generación basándose en la normativa de GDR autoproducción con excedente de energía; con el área definida y los kWh que se necesita generar se dimensionan los paneles, los inversores, las estructuras, cableado y las protecciones que se necesitan.

En los edificios de la Escuela de Ciencias de la Comunicación S7 y M2 se necesitan generar en promedio 300 KWh/día. En cada edificio el área disponible tiene una capacidad de instalación de hasta tres veces lo que se consume. Para cubrir la demanda de cada edificio se necesitan 264 paneles distribuidos en 6 inversores siendo esta la mayor inversión que se necesita realizar.

El proyecto terminado contempla una inversión de Q 1 025 000,00 con base en las cotizaciones realizadas de enero a mayo de 2015, se hace el análisis económico utilizando el VPN que arroja un valor positivo y la TIR un porcentaje del 11 % si se toma en cuenta que la universidad utiliza fondos propios con base en su presupuesto para infraestructura, el retorno de la inversión está a razón de Q 130 000,00 anuales, recuperando la inversión en 8 años.

La característica del proyecto se basa en el ahorro en el consumo por lo que el presupuesto de funcionamiento para los edificios S7 y M2 se podrá redistribuir en mejoras académicas y en infraestructura durante los 18 años restantes de vida útil del proyecto.

Se concluye que el proyecto es rentable, de gran beneficio para la universidad y para el medio ambiente porque al utilizar energía renovable y limpia se evitan generar 770 toneladas de CO₂ en los 25 años de vida útil.

2.2. Diseño de la instalación fotovoltaica

La superficie que ocupará el sistema de generación fotovoltaico es la primera situación a resolver. Esta superficie depende de la tecnología del panel que se utilizará ya que en el mercado existen distintos tamaños de paneles en relación a la potencia que generarán y la eficiencia del tipo de célula fotovoltaica.

Antes de iniciar el diseño del sistema de generación fotovoltaica se hace una visita a los edificios y se verificaron los datos en los planos. El diseño contempla los edificio S7 y M2.

Figura 40. **Área disponible en la terraza del edificio S7**



Fuente: terraza edificio S7, USAC.

Como se observa, este edificio tiene toda el área de la terraza disponible, no hay obstáculos, únicamente una antena en el extremo este del edificio que no afecta.

Figura 41. **Vista satelital del edificio S7**



Fuente: Google Earth

El edificio M2 no presenta obstáculos para la implementación del sistema de generación fotovoltaico.

Figura 42. **Área disponible del edificio M2**



Fuente: edificio M2, USAC.

2.3. Especificaciones técnicas del diseño

Las especificaciones técnicas para el diseño del sistema de generación fotovoltaico conectado a la red de distribución son:

- Datos estadísticos del consumo del edificio para encontrar el consumo promedio diario y a partir de este calcular la potencia necesaria a instalar.
- Medición de la superficie disponible en el edificio.
- Dimensionamiento del sistema de generación fotovoltaico y elección de la tecnología a utilizar.
- Elección del inversor y la disposición de los paneles: inversor central, inversores descentralizados, etc.
- Dimensionamiento del inversor y elección del emplazamiento del mismo: número de inversores, potencia, tensión de entrada y dimensionamiento de los *strings*.
- Dimensionamiento de los cables de conexión de toda la instalación en CC y CA.
- Dimensionamiento de las cajas y el esquema de conexión.
- Diseño de las bases y estructura para los *string*.
- Diseño de la puesta a tierra y de los mecanismos de protección en cc y ca.
- Diseño de la ubicación de los inversores y el punto de conexión a la red.

2.3.1. Datos del consumo

En el edificio S7 de Bienestar Estudiantil en jornada matutina y vespertina funciona la sección de Orientación Vocacional y el Departamento de Salud de la USAC y en la jornada nocturna es la sede de la Escuela de

Ciencias de la Comunicación. Esto significa que el edificio es aprovechado todo el tiempo.

Para obtener los datos estadísticos de consumo se consultaron las facturas que emite la EEGSA. En la tabla XII se muestra un extracto de los datos importantes para el cálculo del sistema fotovoltaico.

Tabla XIII. Resumen facturas edificio S7 medidor k64541

Mes	kWh	kVAR h	Potmax	PotContrat	Factor de potencia	Tarifa	Factura
11/07/2013	9 023	1904	36,7	49,5	0,9785	1,455534	Q19 698,57
10/09/2013	10 026	2139	40,9	49,5	0,978	1,437520	Q19 091,70
11/11/2013	9 231	2254	40,2	49,5	0,9715	1,384101	Q17 240,76
11/12/2013	8 933	2181	40,2	49,5	0,9715	1,384101	Q16 778,80
10/01/2014	0	0	32,7	49,5	0	1,384101	Q2 730,84
8/02/2014	8 487	1995	40,3	49,5	0,9735	1,382557	Q16 086,95
11/03/2014	10 482	2237	45,1	49,5	0,978	1,382557	Q19 304,22
9/04/2014	9 189	2125	40,3	49,5	0,9743	1,382557	Q17 173,98
10/05/2014	7 621	1635	43,2	49,5	0,9778	1,295963	Q14 082,53
14/07/2014	8 806	2106	38	49,5	0,9726	1,295963	Q15 663,98
11/08/2014	9 760	1916	40	49,5	0,9813	1,295131	Q17 098,03
11/06/2015	8 727	1936	40,9	49,5	0,9763	0,799021	Q17 240,00

Fuente: elaboración propia.

El edificio M2 no tiene su propio medidor, el consumo lo comparte con el edificio M1 que pertenece a la Facultad de Odontología. En el edificio M2 se encuentran las oficinas administrativas de la Escuela de Ciencias de la Comunicación, que se utilizan todo el día; en la jornada vespertina y nocturna se utiliza todo el edificio y es en este horario en donde se consume más energía eléctrica. Este edificio al igual que el S7 tiene la misma cantidad de

área disponible por lo que se tomarán los mismos parámetros de diseño en los dos edificios.

A continuación se presentan los datos de consumo de los edificios M1 y M2, el promedio del consumo es casi el doble que el edificio S7.

Tabla XIV. Resumen de facturas edificio M2 medidor J39237

Mes	kWh	kVARh	Potmax	Pot Contrat	Factor de potencia	Tarifa	Factura
11/07/2013	18 960	8 560	96,8	112,8	0,9114	1,455534	Q42 526,67
10/09/2013	23 520	10 080	112,0	112,8	0,9191	1,437520	Q44 765,95
10/01/2014	0	0	50,4	116,8	0	1,384101	Q5 384,49
8/02/2014	14 080	6 090	97,6	116,8	0,9181	1,382557	Q28 470,58
11/03/2014	20 240	8 400	99,2	116,8	0,9236	1,382557	Q38 051,81
9/04/2014	16 000	6 640	98,4	116,8	0,9236	1,382557	Q31 464,98
10/05/2014	14 560	6 480	97,6	116,8	0,9136	1,295963	Q27 797,88
10/06/2014	20 400	8 560	100,0	116,8	0,9221	1,295963	Q36 338,48
11/07/2014	18 240	7 680	97,6	116,8	0,9216	1,295963	Q33 139,33

Fuente: elaboración propia.

En la siguiente tabla se especifica el consumo mensual de potencia activa en kWh durante 19 meses en el edificio S7; con estos datos se encuentra el consumo promedio que sirve para encontrar la prospección de generación.

Tabla XV. **Consumo mensual del edificio S7**

Mes	Consumo kWh/mes	Mes	ConsumokWh/mes
feb-13	8 435	dic-13	8 933
mar-13	10 387	ene-14	0
abr-13	7 802	feb-14	8 487
may-13	11 061	mar-14	10 482
jun-13	10 217	abr-14	9 189
jul-13	9 023	may-14	7 621
ago-13	10 243	jun-14	9 999
sep-13	10 026	jul-14	8 806
oct-13	9 979	ago-14	9 760
nov-13	9 231	PROMEDIO	8 930.59

Fuente: elaboración propia.

En promedio se estima que se necesitan generar 8 930,59 kWh durante un mes para cubrir la demanda del edificio. Como los dos edificios tienen características de operación idénticas, esta proyección aplica para los dos edificios S7 y M2.

2.3.2. Hora solar pico

Para saber cuántas horas al día pueden generar los paneles solares se debe investigar la radiación incidente en el sitio. Esta información la podemos obtener en la página del INSIVUMEH, en el mapa de radiación solar del MEN o en el sitio web de recurso de energía renovable del Centro de Datos de Ciencia Atmosférica de la NASA²⁵ para la latitud: 14,587360 y Longitud -90,550879.

²⁵ Atmospheric science data center. <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>. Consulta 20 de mayo de 2015.

Tabla XVI. **Datos promedio de la radiación incidente en kWh/m² obtenidos en la página de la NASA**

Mes	Importe medio	Directa	Inclinación 0°	Inclinación 14°
Ene	5,18	6,59	5,14	5,85
Febrero	5,73	6,63	5,68	6,17
Mar	6,02	6,12	5,95	6,13
Abril	6,05	5,56	5,95	5,85
Mayo	5,48	4,53	5,37	5,37
Junio	5,16	4,11	5,04	5,09
Julio	5,45	4,56	5,33	5,37
Agosto	5,34	4,31	5,24	5,09
Septiembre	4,73	3,65	4,66	4,7
Octubre	4,76	4,37	4,71	4,96
Noviembre	4,9	5,65	4,86	5,41
Diciembre	4,95	6,45	4,91	5,66
Promedio kWh / m ² / día	5,31	5,21	5,24	5,47

Fuente: elaboración propia.

Para encontrar las HSP se divide el valor promedio de la radiación incidente a 14° entre el valor en condiciones estándar STC (*standard test conditions*) de los paneles solares que es de 1 000 W/m² de irradiancia.

$$HSP = \frac{5470Wh/m^2}{1000W/m^2} = 5,47 h.$$

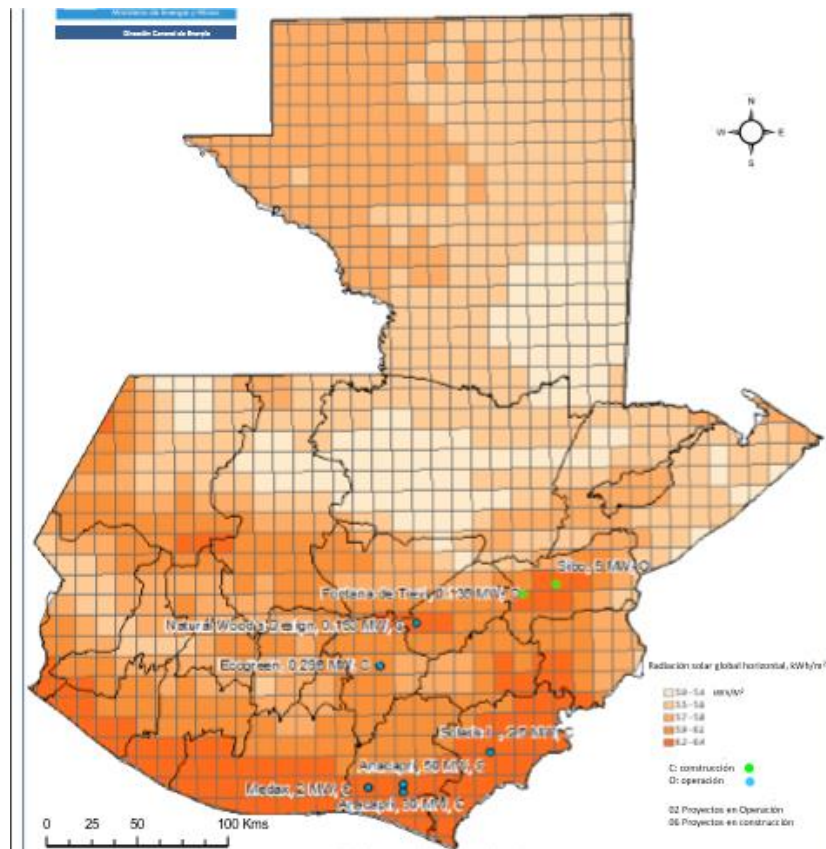
En el sitio web del INSIVUMEH se encuentran los registro históricos de radiación solar y corresponden a un promedio de 0,40 Cal/cm²/min.²⁶

²⁶ Insivumeh. <http://www.insivumeh.gob.gt/actividadlunarysolar.html>. Consulta: 25 de mayo de 2015.

Para comparar los valores obtenidos de la NASA y los del INSIVUMEH se debe convertir las calorías centímetro cuadrado a watts metro cuadrado $1 \text{ cal/cm}^2/\text{min} = 0,001434 \text{ W/m}^2$.

Esta información obtenida de los datos proporcionados por la NASA se puede comprobar en el mapa de radiación solar que proporciona el MEM donde se interpreta que la radiación solar para el departamento de Guatemala esta entre 5,0 y 5,7 kWh/m².

Figura 43. Mapa de radiación solar al día para Guatemala



Fuente: Mapa Solar. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/04/Mapa-solar.pdf>.

Consulta: 12 de mayo 2015.

2.3.3. Prospección de generación Solar

Para obtener los kWh que se necesitarán generar se debe dividir el consumo diario con las 5,47 horas de producción. Primero se encuentra el consumo diario:

$$\frac{8930,59kWh}{30,42días} = 293,57kWh/día.$$

Para encontrar la producción diaria por hora necesaria para satisfacer la demanda del edificio será:

$$\frac{293,57kWh}{5,47h} = 53,67 kW.$$

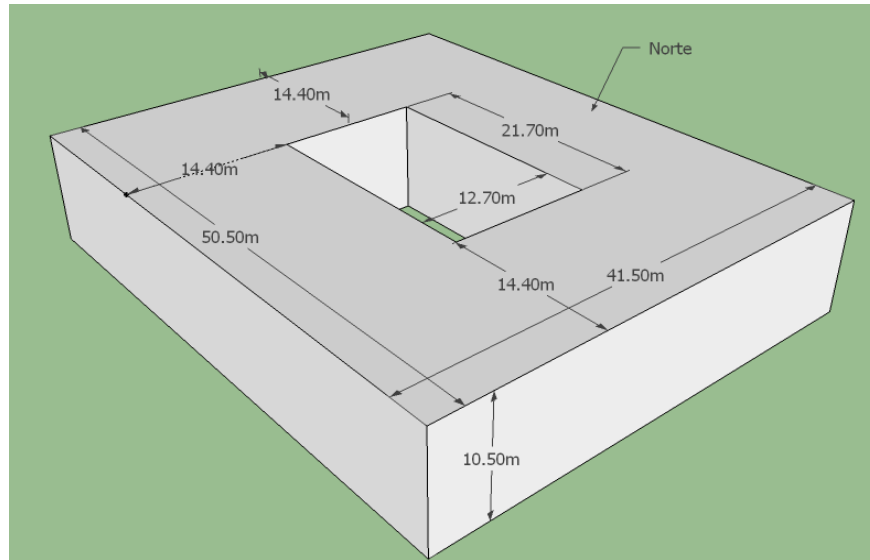
Con el dato anterior se concluye que se necesita instalar un sistema fotovoltaico que genere 53,67 kW en 5,47 horas en un día.

Como el sistema que se diseña está bajo la normativa de GDR con excedente de energía la cual establece que se hará únicamente un canje entre lo consumido y lo generado el agente distribuidor no le comprará la energía sobrante, los kWh quedarán como crédito para ser consumidos en otro momento.

2.3.4. Superficie disponible

Según los planos de los edificios S7 y M2 y las medidas tomadas a las terrazas se obtiene un área disponible para generación de 1 820,16 m². En la siguiente figura se representan los datos tomados en los edificios los cuales proporcionan el área disponible.

Figura 44. Área Disponible para Generar



Fuente: elaboración propia.

$$\text{Área disponible} = 41,50 \times 50,50 - 21,70 \times 12,70 = 1\,820,16 \text{ m}^2$$

El área que ocupa un panel Yingli es de $0,990 \times 1,650 = 1,6335 \text{ m}^2$ más 1 m^2 de libranzas $1,6335 \text{ m}^2 + 1 \text{ m}^2 = 2,6335 \text{ m}^2$

$$\text{Capacidad de paneles: } \frac{1820,16}{2,6335} = 691 \text{ paneles}$$

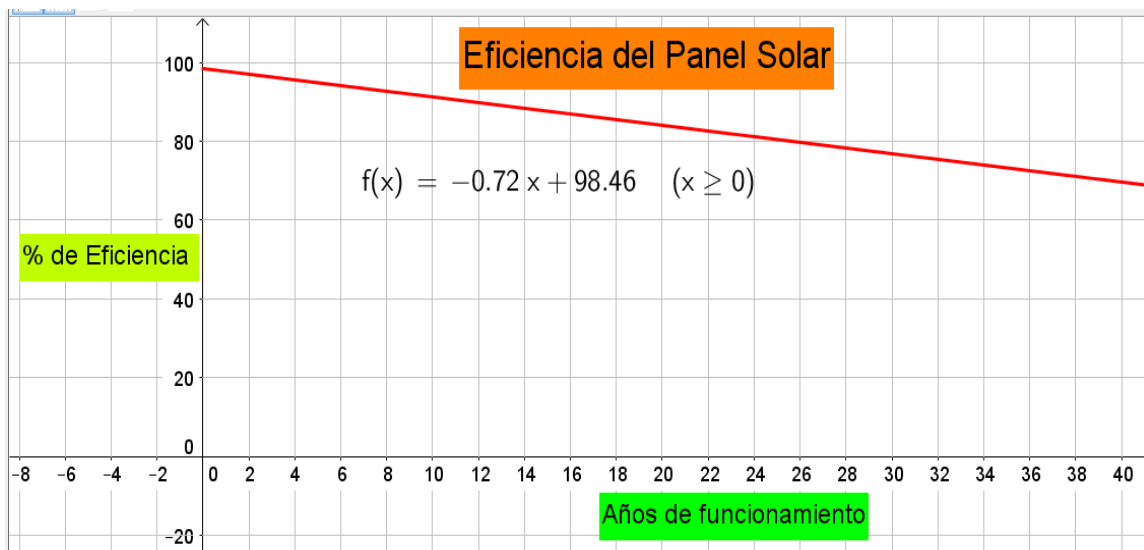
2.3.5. Dimensionamiento del sistema FV y tecnología a utilizar.

Se necesita encontrar la cantidad de paneles solares, la inclinación, la potencia que generarán en relación a la eficiencia, los arreglos en serie y paralelo para la conexión con los inversores.

2.3.5.1. Panel Solar

Es muy importante hacer resaltar que las celdas del panel solar se degradan con el tiempo haciendo que la eficiencia del panel disminuya anualmente, como ejemplo se toman los datos del porcentaje de la eficiencia del panel solar Yingli para realizar la gráfica mostrada en la siguiente figura.

Figura 45. Curva característica de la eficiencia del panel solar



Fuente: elaboración propia.

Como se muestra en la gráfica, en el año 25 la eficiencia del panel es aproximadamente un 80 %, en el diseño para los edificio S7 y M2 se seleccionan paneles de 255 Watts de potencia máxima en condiciones estándar, a los 25 años solo generará 205 watts y según el fabricante los paneles solares tienen un tiempo de vida máximo de hasta 40 años.

El sistema de generación se proyecta a 25 años de vida útil ya que se considera que un panel que genera una potencia menor del 80 %, sobre dimensionaría los demás elementos que componen el sistema tales como conductores, protecciones e inversores, por lo que se recomienda cambiar los paneles.

2.3.5.2. Inclinación de los paneles fotovoltaicos

Siempre que sea posible los módulos fotovoltaicos deben situarse perpendicularmente a la dirección de la radiación solar para obtener el mayor rendimiento.

Para instalaciones que carecen de sistemas de seguimiento se emplea la siguiente expresión para calcular el ángulo óptimo de inclinación.

$$\beta = 0,96 * \varphi.$$

Siendo φ la latitud del lugar.

Se puede obtener el ángulo de inclinación restando simplemente 10° a la latitud del emplazamiento de la instalación.

Datos para el edificio de Bienestar Estudiantil:

- Latitud: 14,587869
- Longitud: -90,550573
- Altitud: 1 503 m

$$\beta = 0,96 * 14,587869 = 14^{\circ}.$$

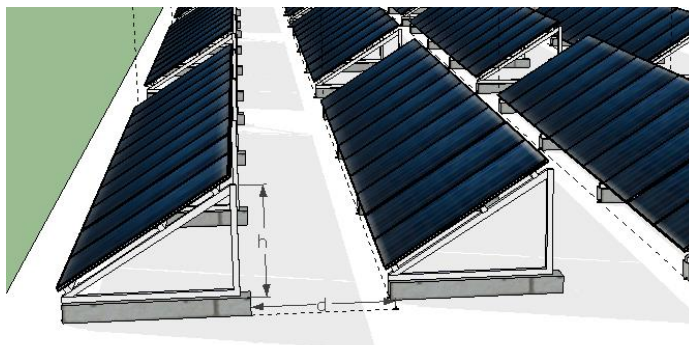
El ángulo de inclinación que produce la mayor generación es de 14 grados con azimut de 0° (vista al sur).

2.3.5.3. Distancia entre las filas de módulos

Las filas de módulos deben situarse a una distancia que garantice al menos cuatro horas de sol en torno a mediodía del solsticio de invierno. Si la altura del obstáculo que supone la fila de módulos es h , la distancia mínima a la que deberán instalarse los módulos se calcula con la expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61^{\circ} - \text{latitud})}$$

Figura 46. Distancia entre paneles



Fuente: elaboración propia.

Los datos obtenidos son:

- Longitud del panel: 1,64m
- Angulo de inclinación: 14°

Para encontrar "h" se usa el teorema de Pitágoras: $h = 1,64\text{sen}(14^\circ) = 0,40\text{m}$ a este valor se le agrega 0,25 m del alto de la zapata y la parte de la estructura:

$$d = \frac{0,40 + 0,25}{\tan(61^\circ - 14,59^\circ)} = 0,62$$

Esto indica que la distancia mínima entre filas es de 63 cm. En el diseño se toma una separación entre paneles de 1 metro considerando libranzas para mantenimiento.

2.3.5.4. Cantidad de paneles a utilizar

Se necesita generar una potencia de 53,67 kW, este dato es el resultado de encontrar el promedio de consumo mensual. El sistema de generación se diseñará para 60 kW contemplando un incremento en el promedio de consumo y la desviación estándar de 14 kW entre los datos.

Para encontrar la cantidad de paneles a utilizar se divide este valor entre la potencia que genera el panel.

$$\# \text{ de paneles} = \frac{\text{Potencia a generar}}{\text{Potencia del panel}} = \frac{60 \text{ kW}}{0,255 \text{ KW}} = 235,29 \cong 236 \text{ paneles}$$

Es importante considerar que en este dato no se incluyen pérdidas en los paneles, en conductores ni en el dimensionamiento del inversor, más adelante se hace el cálculo tomando en cuenta todas las pérdidas.

Tabla XVII. **Cálculo de la desviación estándar de la potencia a generar**

Mes	Producción KW/h	Mes	Producción KW/h
Feb-13	50,69745311	Dic-13	53,69061631
Mar-13	62,42969122	Ene-14	0
Abr-13	46,89289024	Feb-14	51,00999224
May-13	66,48067917	Mar-14	63,00067617
Jun-13	61,40792868	Abr-14	55,22927049
Jul-13	54,23154942	May-14	45,80501365
Ago-13	61,56419824	Jun-14	60,09766848
Sept-13	60,25994841	Jul-14	52,92729959
Oct-13	59,97746112	Ago-14	58,66119055
Nov-13	55,48170594		
$\bar{x}=53,6760649$ $s=14,16$			

Fuente: elaboración propia.

2.3.5.5. Inversor

El inversor es el corazón del sistema solar fotovoltaico porque sin ellos la energía generada no se podría utilizar en todos los aparatos que utilizan corriente alterna ni mucho menos conectarla a la red de distribución.

Para las especificaciones del diseño de los edificios S7 y M2 que equivalen a 60 kW, se elige un sistema descentralizado con seis inversores.

Se debe tomar en cuenta la temperatura máxima y mínima del panel, el voltaje de circuito abierto y el voltaje de máxima potencia. Del inversor se toma en cuenta los voltajes máximos y mínimos admisibles por entrada.

Tabla XVIII. **Datos característicos para el dimensionamiento del inversor**

INVERSOR		PANEL	
P_{NOM}	10000 W	P_{MAX}	255W
$V_{MPP(MAX)}$	470 V	V_{MPP}	30,3 V
V_{CC}	520 V	I_{MPP}	8,59 A
I_{MAX}	48 A	V_{OC}	37,7 V
$V_{MPP(MIN)}$	220 V	I_{SC}	9,01A
MPP'S	2	B_{VOC}	-32 °C

Fuente: elaboración propia.

2.3.6. Arreglo serie paralelo

Para encontrar la cantidad máxima de paneles en serie se debe hacer una corrección por la temperatura que afecta al panel. A continuación se presentan las ecuaciones para temperatura máxima y mínima.

$$V_{oc}(T_{min}) = V_{oc} + \left(\frac{-0,32}{100} \times V_{oc} \right) (T_{min} - 25^{\circ}C)$$

$$V_{oc}(T_{min}) = 37.7 + \left(\frac{-0,32}{100} \times 37,77 \right) (6 - 25^{\circ}C) = 40,06V$$

$$V_{mpp}(T_{max}) = V_{mpp} + \left(\frac{-0,32}{100} \times V_{mpp} \right) (T_{max} - 25^{\circ}C)$$

$$V_{mpp}(T_{max}) = 30.3 + \left(\frac{-0,32}{100} * 30,3 \right) (26,9 - 25) = 30,11V$$

$$\text{Máximo de paneles} = \frac{V_{mpp(max)}}{V_{oc}(Tmin)}$$

$$\text{Máximo de paneles} = \frac{470}{40,06} = 11,73 \cong 12 \text{ paneles}$$

$$\text{Mínimo de paneles} = \frac{V_{\text{mpp}(\text{min})}}{V_{\text{mpp}}(T_{\text{max}})}$$

$$\text{Mínimo de paneles} = \frac{220}{30,11} = 7,31 \cong 8 \text{ paneles}$$

Para realizar las conexiones en serie se deben colocar un mínimo de 8 paneles y un máximo de 12.

El inversor tiene dos entradas MPP, dos inversores con iguales características en uno solo. La cantidad de paneles en serie está limitada por el voltaje de potencia máximo 470 V y los arreglos serie paralelo o grupos en paralelo están limitados por la corriente máxima en cada entrada 24 A.

El arreglo a utilizar debe contemplar todas las pérdidas. En la siguiente tabla se resumen las pérdidas del sistema más importantes que se toman en cuenta para el dimensionamiento.

Tabla XIX. **Resumen de pérdidas**

Causa de pérdida	Porcentaje
Desviación del rendimiento nominal del módulo a 1000 W/m ²	0,00 %
Suciedad del módulo	2,00 %
Temperatura del módulo	3,50 %
Sombreado (no afecta)	0,00 %
Pérdidas en CC en el cobre	2,00 %
Pérdidas en el inversor	3,00 %
Pérdidas en CA, contador	1,50 %
Total de pérdidas	12,00 %

Fuente: elaboración propia

La cantidad de paneles a utilizar se puede encontrar de igual manera que en la sección anterior agregándole a la prospección de generación solar el 12 % encontrado y dividir el resultado entre la potencia de cada panel.

$$60 \text{ kW} + 60 \text{ kW} * 0,12 = 67,2 \text{ kW}$$

$$\text{Numero de paneles} = \frac{\text{Potencia a generar}}{\text{Potencia del panel}} = \frac{67,2 \text{ kW}}{0,255 \text{ kW}} = 263,53 \cong 264 \text{ paneles}$$

Para descentralizar la generación se utilizarán seis inversores de 10 kW cada uno, este diseño contempla una mejor eficiencia debido que en situaciones de fallo se puede retirar del sistema un sector, también representa menor inversión al momento de sustituir una parte del sistema.

$$\text{Número de paneles por inversor} = \frac{264}{6} = 44 \text{ paneles}$$

A cada entrada del inversor le corresponderían 22 paneles. La cantidad máxima de paneles a colocar en serie se encuentra multiplicando el voltaje de circuito abierto del panel 37,7 V por la cantidad máxima encontrada con la corrección de temperatura que son 12 paneles. Para tener la misma cantidad de paneles se diseñarán 2 arreglos en serie de 11 paneles cada uno unidos en paralelo a una entrada del inversor.

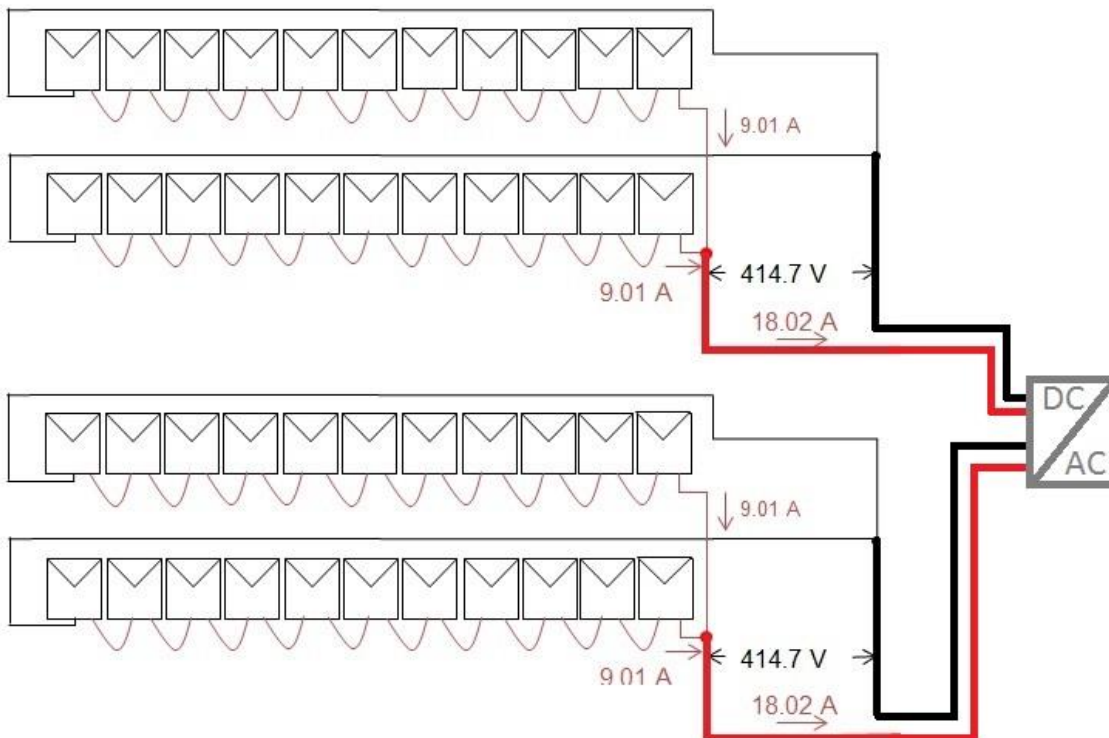
El voltaje máximo en uno de los arreglos en serie será $37,7 * 11 = 414,7$ volts de un voltaje de potencia máxima de 470 V. La corriente máxima que circulará en cada entrada del inversor será: $9,01 * 2 = 18,02$ amperios de 24 amperios máximos.

Tabla XX. **Proyección de generación en distintos años**

	Año 0	Año 5	Año 10	Año 20	Año 25
Paneles	264	264	264	264	264
Potencia kWp	0,255	0,241	0,233	0,215	0,206
Generación kWp	67,32	63,752	61,396	56,683	54,327
Generación real kWp	60,59	57,38	55,26	51,02	48,89
Generación kWp/día	321,12	304,1	292,86	270,38	259,14
Generación kWp/mes	96 33,49	9 122,9	8 785,7	8 111,4	7 774,2
Generación kWp/año	11 5602	109 475	10 5429	97 337	93 291

Fuente: elaboración propia.

Figura 47. **Arreglo serie paralelo con 44 paneles**

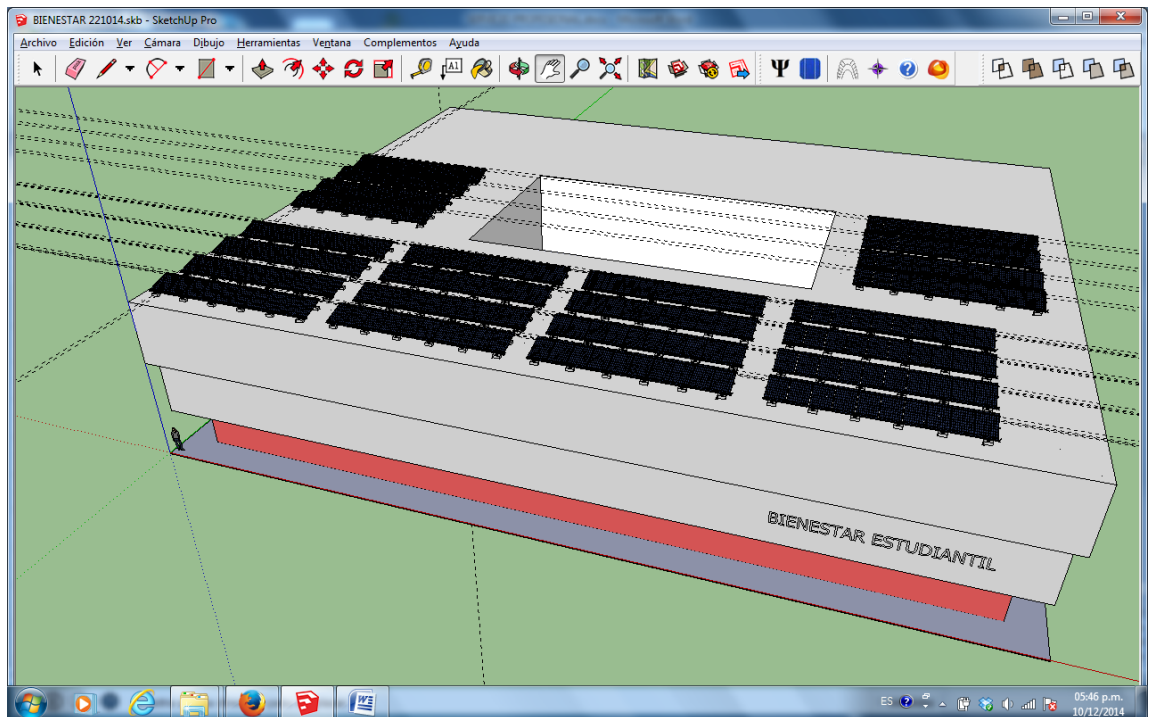


Fuente: elaboración propia.

A cada arreglo de 10 kW se le denomina grupo. En total se instalarán 6 grupos. Este sistema se conoce como descentralizado y tiene las siguientes ventajas:

- En situaciones de fallo no es necesario sacar todo el sistema, se hace por sectores o por inversores.
- Las sombras, si en su momento hubiesen, afectarían una parte del sistema de generación fotovoltaica y las protecciones actuarían solo en ese sector.
- Por grupos se trabaja con corrientes relativamente bajas, en comparación de un sistema centralizado.

Figura 48. **Modelo 3D de la configuración de los paneles**



Fuente: elaboración propia, utilizando programa Sketch Up.

En el apéndice 1 se presentan los resultados de la simulación del sistema en el programa PVSyst.

2.3.7. Propuesta como GDR

Otra propuesta es participar en el mercado eléctrico como generador distribuido renovable en donde la energía es producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual a 5 MW.

El área disponible para generación de 1 820,16 m² tomando en cuenta las libranzas por sombras y espacios entre módulos esta área disponible disminuye.

Figura 49. **Vista área del edificio S7 y el modelo en 3D sobrepuesto**



Fuente: elaboración propia.

La cantidad máxima de paneles que se pueden colocar tomando en cuenta que entre ellos tienen que tener una separación mínima de 62 cm, se divide el área total entre el área que ocupa un panel con todo y su separación:

$$A_{panel} = (1,65 + 0,62)(1,04) = 2,36 \text{ cm}^2$$

$$\text{Cantidad de paneles} = \frac{\text{Área disponible}}{\text{Área del panel}} = \frac{1820,16}{2,36} = 771 \text{ paneles}$$

Por cada inversor de 10 kW se necesitan 44 paneles de 0,255 kW en arreglo serie paralelo. Según el resultado de la ecuación anterior con 771 paneles se tendría capacidad de colocar 17 inversores lo que equivaldrían a 170 kWp de generación. Se necesitan dejar espacios para las operaciones de mantenimiento y las casetas para los inversores y el transformador para conectarse a la red de distribución de 13 800 V.

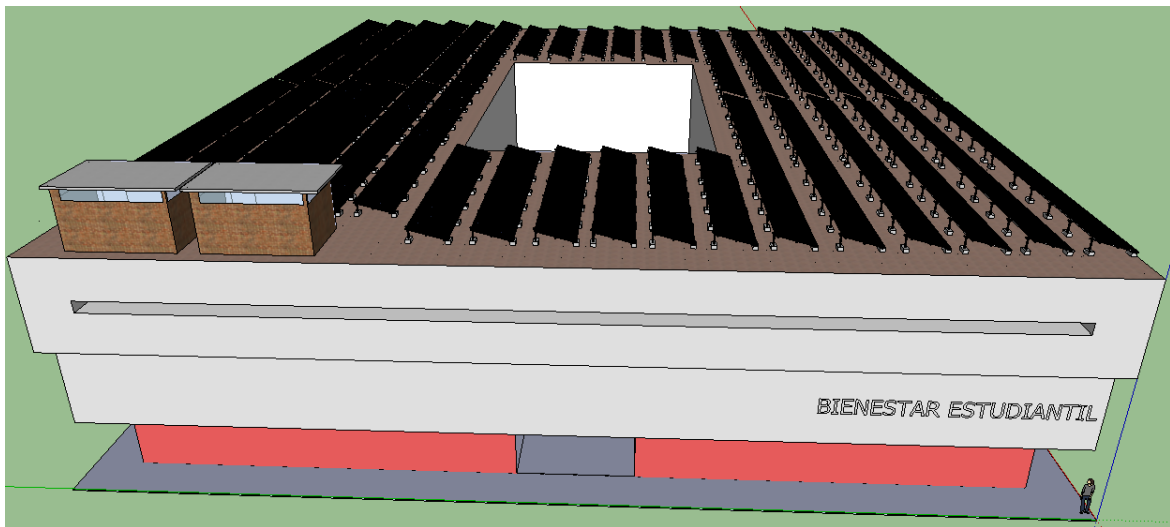
Figura 50. **Ubicación de casetas para los inversores y transformadores**



Fuente: elaboración propia utilizando programa Sketch Up.

A continuación se presenta la imagen de un diseño en 3D con las libranzas y espacios necesarios.

Figura 51. Libranzas y espacios necesarios para operar como GDR



Fuente: elaboración propia, utilizando programa Sketch Up.

El área se reduce y al utilizar la misma configuración como un autoproductor habría espacio para 15 inversores de 10 kW equivalentes a 660 paneles para generar 150 kW en cada edificio de la Escuela de Ciencias de la Comunicación S7 y M2.

En la siguiente imagen se muestra la ubicación de los dos edificios y se hace referencia a la similitud que presenta, esto con el objetivo de indicar que los proyectos como GDR tendrían las mismas características.

Figura 52. **Similitudes entre los edificio M2 y S7**



Fuente: Google Map. <https://www.google.com.gt/maps/place/USAC/@14.5870799,-90.5530783,17z/data=!4m5!3m4!1s0x8589a13c91d3040d:0xc41e0810dd744602!8m2!3d14.5838092!4d-90.5553314>. Consulta: 20 de enero de 2015.

2.3.7.1. Instalación

Para la instalación de los inversores se debe construir una caseta que actuará como centro de generación, para realizar la conexión con la red a través de la acometida del edificio que se encuentra en el primer nivel.

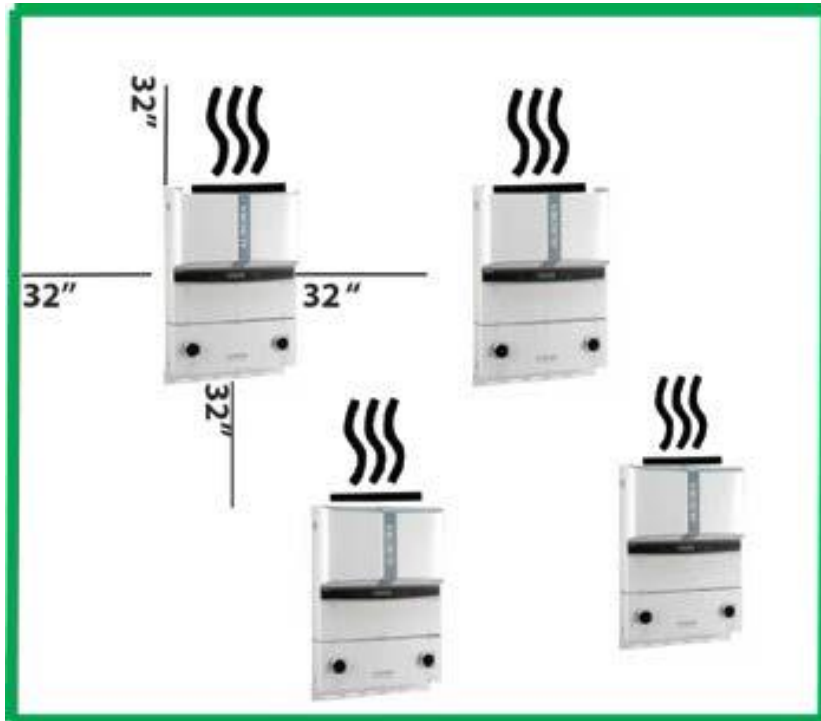
Las dimensiones del inversor son 36,4" x 25,4" x 8,3" / 958 mm x 645 mm x 222 mm, cuenta con un soporte para empotrarlo en la pared y se deben colocar en zigzag para evitar que se recalienten mutuamente y favorecer la ventilación.

Figura 53. Dimensiones del inversor



Fuente: : AURORA TRIO. *The Manual: Photovoltaic Inverters PVI-10/12-I-OUTD*. p. 82

Figura 54. Separación adecuada de los inversores



Fuente: AURORA TRIO. *The Manual: Photovoltaic Inverters PVI-10/12-I-OUTD*. p. 81

2.3.7.2. Comunicación con los inversores

Los inversores cuentan con tecnología incorporada que almacena los datos de la generación. Esta información puede ser supervisada de forma remota o local, en tiempo real.

Los seis inversores se pueden configurar en red de tal forma que se puedan comunicar con todos a la vez. Para tal efecto se necesita adquirir las tarjetas de conexión con interfaz RS485/USB con el dispositivo Aurora Converter.

Figura 55. Diagrama de interconexión en red de los inversores.

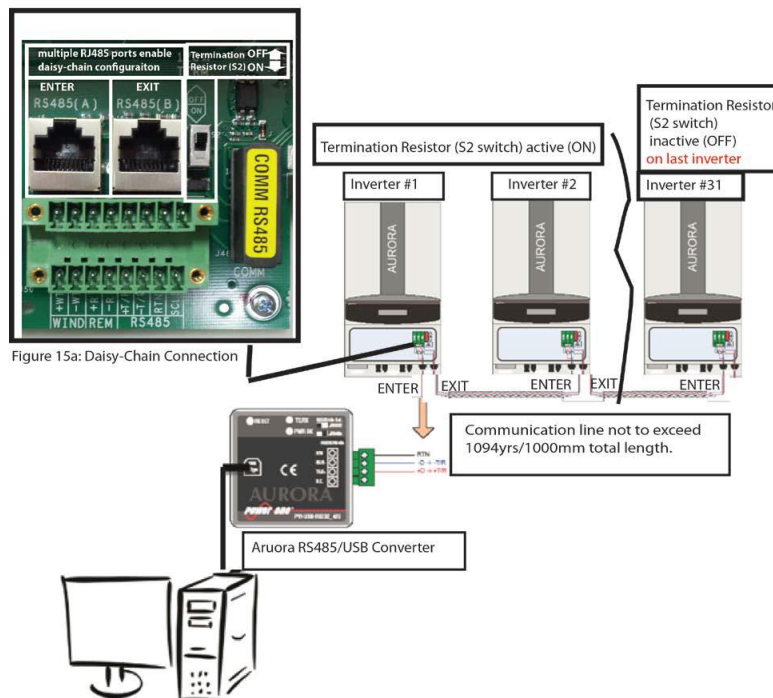


Figure 15b: Daisy-Chain Configuration

Fuente: AURORA TRIO. *The Manual: Photovoltaic Inverters PVI-10/12-I-OUTD*. p. 104

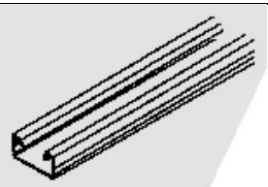
2.3.8. Estructuras y soporte

La estructura deberá ser capaz de soportar el peso del módulo y la carga que ejerza el viento sobre dichos módulos. Se debe tomar en cuenta que puede existir una dilatación térmica en dicha estructura debido a las altas temperaturas que suelen tener los paneles, por eso deben tomarse en cuenta las especificaciones de los fabricantes.

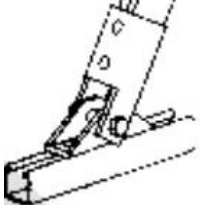
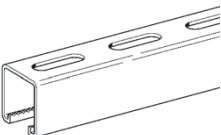
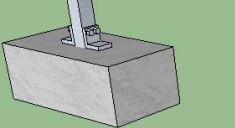


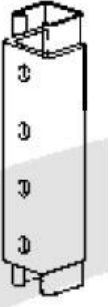
Los paneles deberán de tener los suficientes puntos de sujeción para evitar que salgan expulsados por la velocidad del viento. La separación entre los paneles sumados con el peso de los mismos y sus estructuras de cemento ayudarán a evitar que sean movidos por el viento, a pesar que van a estar a 10 metros de la superficie de la tierra sobre la terraza.

En el diseño contemplado se harán *string con* módulos de 11 paneles, los cuales se colocarán con una estructura de acero pregalvanizado y tornillería de acero galvanizado para evitar la corrosión con el paso del tiempo, ya que estará en la intemperie. Se realizará la estructura con los siguientes materiales.

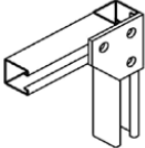
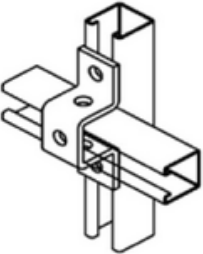
Tabla XXI. **Detalle de los materiales a utilizar en las estructuras**

Imagen	Perfil	Descripción
	PUNTAL	Soporte entre la base superior de concreto y el dintel. Se elige riel unicanal liso sólido de 2,5 mm de espesor. Dimensiones 4x4x305 cm por pieza.

Continuación de la tabla Tabla XX.

	<p>BISAGRA</p>	<p>Unión entre la base inferior y el dintel, esta ajusta al ángulo de inclinación de 14°. Irá anclada a la base de concreto.</p>
	<p>DINTEL</p>	<p>Soporte donde se ancla la correa.</p>
	<p>CORREA</p>	<p>Riel unicanal perforado de 25 mm de espesor. Dimensiones son 4 x 4 x 305 centímetros por pieza.</p>
	<p>BASE</p>	<p>Base de concreto con armadura de hierro colado 15x30x50.</p>
	<p>CONEXIONES</p>	<p>Soportes que unen el dintel con el puntal. Se tienen que colocar una al lado derecho e izquierdo.</p>
	<p>FIJADOR</p>	<p>Soportes donde se ancla el puntal con la base de concreto. Una en el lado izquierdo y otra en el derecho.</p>
	<p>EMPALME</p>	<p>Une dos rieles unicanal para darle el largo a la correa.</p>

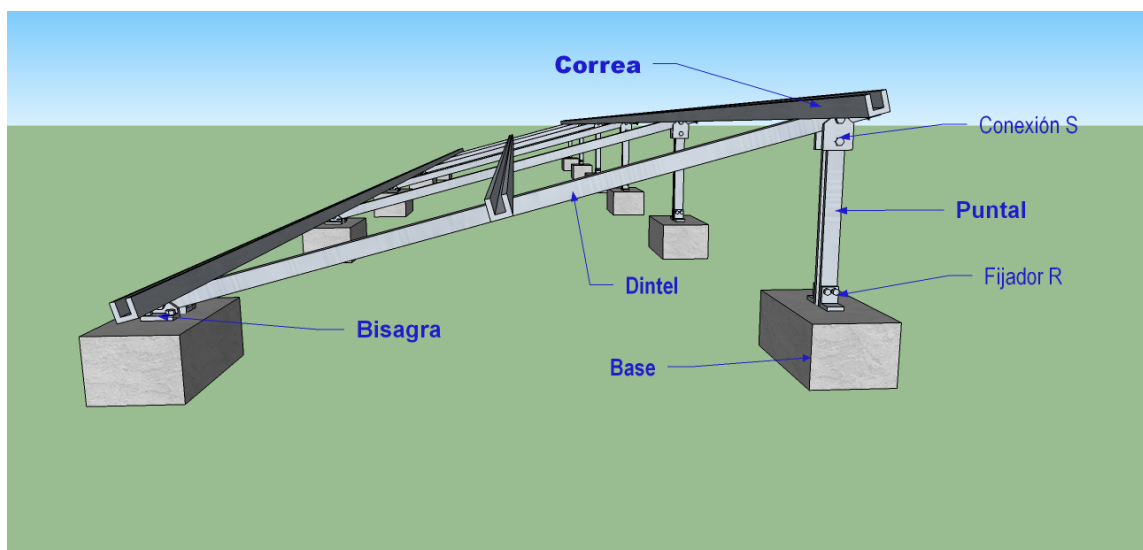
Continuación de la Tabla XX.

	<p>ESCUADRA</p>	<p>Soporta al panel con la correa para evitar que se mueva hacia arriba o abajo sobre la inclinación de 14 grados.</p>
	<p>OMEGA</p>	<p>Fijan los paneles con la correa.</p>

Fuente: elaboración propia con imágenes del catálogo ANCLO.

En la siguiente figura se describe la ubicación de cada uno de los perfiles que se debe utilizar.

Figura 56. Partes del diseño de la estructura



Fuente elaboración propia utilizando programa Sketch Up.

A continuación se describe la cantidad de material para la estructura del sistema de generación solar fotovoltaico en los edificios S7 y M2:

- Correas: cada correa debe tener una longitud de 1 119 cm, cada unidad de riel unicanal perforado tiene una longitud de 305 cm, se tienen que usar 4 rieles. Por cada *string* se utilizarán 3 correas para un total de 12 rieles por *string*, 48 por grupo y 288 rieles en todo el sistema.
- Dintel: cada dintel debe tener una longitud de 165 cm, se necesita un riel unicanal perforado utilizando 0,54 del riel, cada *string* lleva 6 dinteles, 24 por grupo y 144 rieles en todo el sistema.
- Puntal: cada puntal tiene una longitud de 40 cm, por cada riel unicanal liso de 305 cm, se hacen 7 puntales utilizando 92 % del riel. En todo el sistema se necesitan 144 puntales lo que equivale a 21 rieles unicanal lisos.

Los accesorios que se utilizarán para la estructura y el resumen de todos los componentes en los edificios S7 y M2 se describen en la siguiente tabla:

Tabla XXII. **Cantidad de componentes para la estructura por edificio**

Accesorio	Código catálogo ANCLO	PIEZAS			
		Componente	por <i>string</i>	por grupo	Sistema
Bisagras	HDO5	1	12	48	288
Fijador r	HF06	2	12	48	288
Conexión s	HB06	2	12	48	288
Omega	HI01	2	20	80	480
Escuadra s	HB02	1	11	44	264

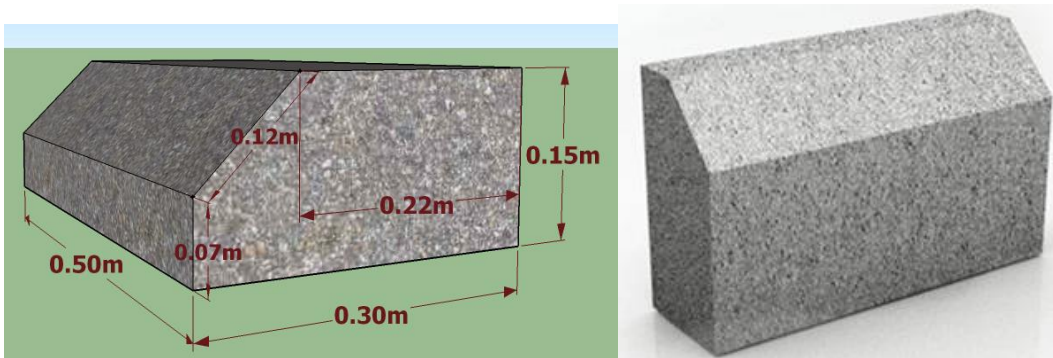
Continuación de la Tabla XXI.

Accesorio	Código catálogo ANCLO	PIEZAS			
		Componente	por <i>string</i>	por grupo	Sistema
Empalmes	HH01	3	9	36	216
Correa	UOR4X4	4	12	48	288
Dintel	UOR4X4	1	6	24	144
Puntal	USR4X4	1	1	4	21

Fuente: Catálogo ANCLO. <http://anclocentroamericana.com.gt/products-page/productos-anclo/>.
 Consulta: 12 de septiembre de 2014.

Para sostener toda las estructuras se usarán bases de concreto. Para tal acción se pueden utilizar bordillos BORDI MAX de PRECSA de concreto vibrocompactado de 15X30X50 cm; tienen una resistencia máxima de 280 kg/cm² (4000psi).

Figura 57. Dimensiones de base de concreto



Fuente: elaboración propia.

2.3.9. Dimensionamiento del cableado eléctrico

El diseño para los edificios S7 y M2 contempla 6 inversores de 10 kW cada uno colocados en una caseta en el ala noreste del edificio por lo que se encontrará el cableado en tres etapas: la de 11 módulos en serie (*string*) para la caja de conexión en donde se realizará la conexión en paralelo de 4 *string* por inversor, la de la caja de conexión hacia la caseta de conexión en donde serán colocados los inversores. Esta etapa contempla corriente continua, la etapa del inversor hacia la acometida de baja tensiones, en corriente alterna.

Se establecen tres tramos: dos en corriente continua y uno en corriente alterna. Para los tramos de corriente continua se usará cable solar general cable que es diseñado para resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica. Sus características son resistencia a la intemperie y resistencia mecánica, tensión 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC. Se debe hacer un montaje superficial con canaletas metálicas.

Para el cálculo de las secciones en los tramos de corriente continua se utilizará la ecuación

$$s = \frac{2 \times L \times I_{cc}}{u \times C}$$

donde:

- s es la sección teórica del conductor [mm^2].
- L es la longitud del conductor [m].
- I_{cc} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A].

- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el pliego de condiciones técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5 %.
- C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es $57 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2$.

En el tramo de los inversores a la barra central y de la barra central hacia la acometida, el cableado será diferente porque en este tramo la corriente es alterna con cable tripolar o tetrapolar. La sección mínima a utilizar en los conductores vendrá dada por la ecuación:

$$s = \frac{\sqrt{3} \times L \times I_{ap}}{u \times C} = \frac{LP}{u \times C \times U_L}$$

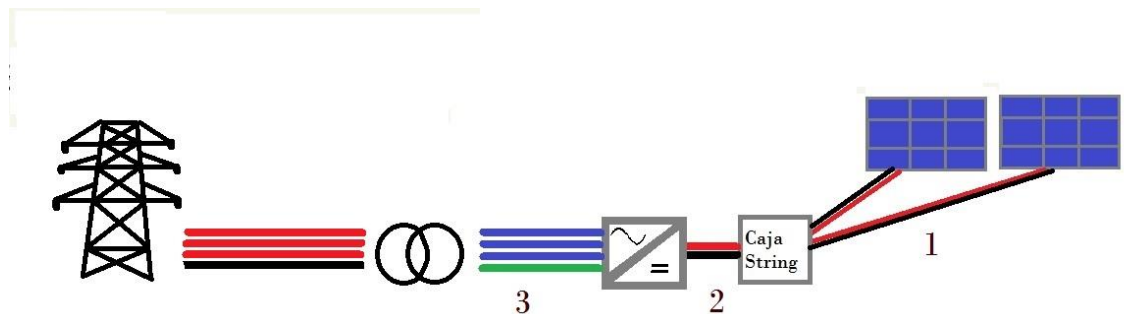
donde:

- s es la sección teórica del conductor [mm^2].
- L es la longitud del conductor [m].
- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA (norma española), la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2 %.
- P es la potencia máxima que transporta el cable [W].
- C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizara cobre y su conductividad es $57 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2$.
- U_L es la tensión de línea de la red [V].

Los tres tramos formados por el cableado serán los siguientes:

- De los paneles solares a las cajas de conexión.
- De las cajas de conexión a caseta de inversores y protecciones.
- De los Inversores al tablero de distribución y de tablero a la red de baja tensión.

Figura 58. **División de los tramos para el cableado**



Fuente: elaboración propia.

2.3.9.1. Cableado de paneles solares a cajas de conexión

Está comprendido entre la salida de cada uno de los arreglos en serie y una caja de conexión de grupo donde llegará la salida de 4 arreglos en serie de 11 paneles cada uno. En dicha caja se alojarán elementos de protección de cada uno de los arreglos en serie y las protecciones de las interconexiones entre ellos. A la caja de grupo llegarán 8 conductores: 4 correspondientes a los polos positivos de cada arreglo y 4 de los negativos. De los 4 *string* en serie que llegan por las características del inversor que tienen 2 canales de entrada de 24 amperios máximo, se necesita hacer dos grupos en paralelo de los

cuales saldrán 4 conductores: 2 positivos y 2 negativos hacia la caseta de inversores.

A continuación se resumen los datos para encontrar la sección del conductor y el calibre correspondiente.

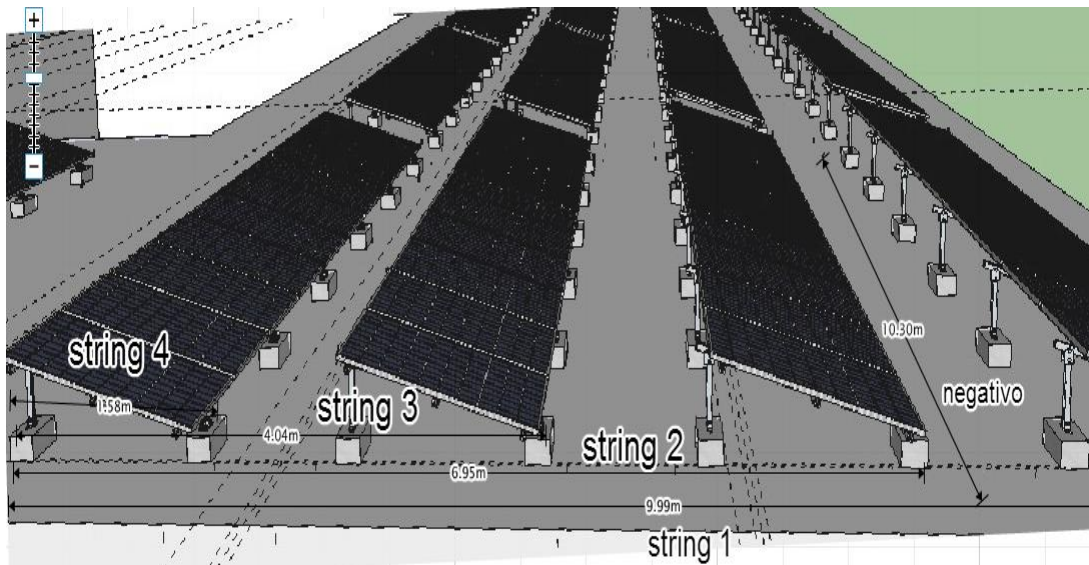
Tabla XXIII. **Resumen del cálculo de conductores**

Datos	String 1	String 2	String 3	String 4
Longitud L_m	25	22	19	17
$I_{ccmax} = I_{cc} = 9,01 * 1,562$	14,07	14,07	14,07	14,07
Voltaje de cortocircuito del panel	37,70	37,70	37,70	37,70
Paneles en serie	11	11	11	11
Voltaje total en serie	414,70	414,70	414,70	414,70
u (1,5 %) de V_{serie}	6,22	6,22	6,22	6,22
$C \frac{m}{\Omega} * mm^2$	57	57	57	57
$s = \frac{2 \times L \times I_{cc}}{u \times C}$	1,984	1,746	1,508	1,349
Calibre a utilizar AWG THHN	14	14	14	14
Nota: Para el cálculo la corriente máxima se aplica un factor de corrección de 1.562 norma de seguridad de laboratorio UL y NEC.				

Fuente: elaboración propia.

Se utilizará cable calibre 14 por la disponibilidad en el mercado y se reducen las pérdidas por efecto Joule. Se estima un conductor negativo para retornar el cable desde el panel once al panel uno. El calibre 14 según las tablas del NEC soporta 24 amperios a 90 °C.

Figura 59. Ubicación de los *string* para los edificios S7 y M2



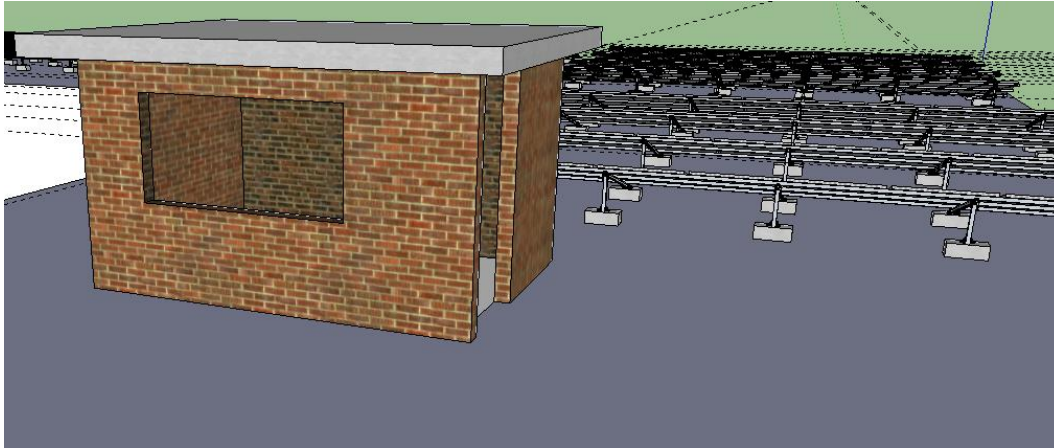
Fuente: elaboración propia utilizando programa Sketch Up.

2.3.9.2. Cableado de caja de conexión a caseta de inversores y protecciones

En esta caseta se colocarán los 6 inversores que necesita el sistema de generación del edificio, aquí se alojarán las protecciones eléctricas de los paneles e inversores.

Por cada inversor llegarán cuatro cables: 2 positivos y 2 negativos que vienen de la caja de conexión de cada grupo de paneles.

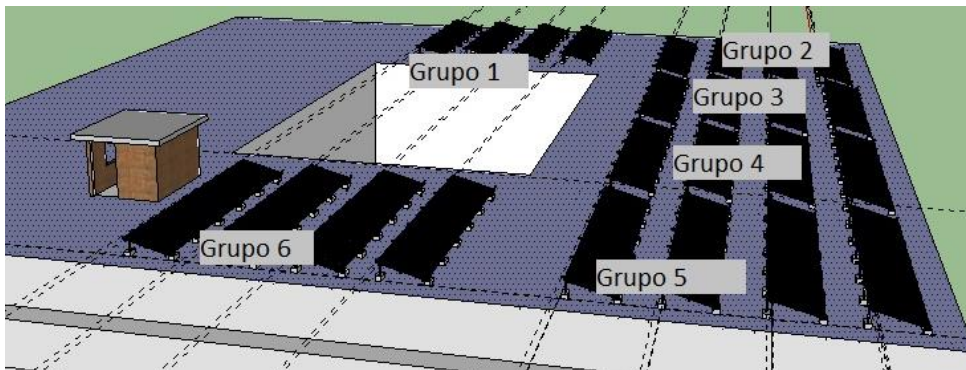
Figura 60. **Caseta en donde se alojarán los seis inversores**



Fuente: elaboración propia.

Para hacer el cálculo se necesita dividir en grupos los paneles que alimentarán a cada inversor. Los grupos corresponden a los arreglos serie paralelo, en cada grupo se genera una potencia nominal a $44 \times 255 = 11\ 220$ watts.

Figura 61. **Grupo de paneles para cada inversor**



Fuente: elaboración propia.

A continuación se resumen los parámetros para calcular los conductores en corriente directa.

Tabla XXIV. **Cálculos de conductores para el segundo tramo**

Datos	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo5	Grupo 6
Longitud L_m	40	50	35	20	15	5
Voltaje arreglo	414,7	414,7	414,7	414,7	414,7	414,7
Arreglos en paralelo	2	2	2	2	2	2
$I_{ccparalelo} = 2 * 9,01 * 1,562$	28,1472	28,1472	28,1472	28,1472	28,1472	28,1472
u (1,5%) de V_{serie}	6,221	6,221	6,221	6,221	6,221	6,221
$C \frac{m}{\Omega} * mm^2$	57	57	57	57	57	57
$s = \frac{2 \times L \times I_{cc}}{u \times C}$	6,350	7,938	5,556	3,175	2,381	1,588
Calibre a utilizar AWG THHN	8	8	8	12	10	10
					Crítico por corriente	

Fuente: elaboración propia.

El conductor calibre 8 admite una corriente máxima de 55 A a 90°C y aplicando el coeficiente de reducción por temperatura de 0,96 admite una corriente de 52,8 A, valor superior a los 28,15 A que podrían circular por este tramo.

2.3.9.3. Cableado de inversor a red de baja tensión

Estará comprendido desde la salida trifásica del inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión, antes debe de conectarse a una barra que reúna la potencia de todos los inversores. El cálculo de los conductores se hará

crítico por corriente cada inversor tiene una corriente máxima de salida de $I_{acMax} = 30 A_{RMS}$ multiplicada por el factor de seguridad de 1,562 da un resultado de 46,6 A, la tabla 310,16 sugiere un cable calibre 8.

Este circuito será en corriente alterna y su instalación será diferente a los dos tramos diseñados anteriormente. Utilizando la ecuación.

$$s = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \cos\varphi}{u \times C} = \frac{LP}{u \times C \times U_L}$$

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable, la distancia entre la caseta del inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión situado en el primer nivel al este del edificio, 60 m.
- P es la potencia máxima que transporta el cable [W]. Será la potencia alterna máxima que pueden entregar los 6 inversores, 60 000 W.
- U_L es la tensión de línea de la red [V]. A la salida del inversor la tensión será constante con valor de 208 V.
- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el pliego de condiciones técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2 %. A la salida del inversor existirá una tensión alterna constante de 208 V, valor al cual se inyectará a la red de baja tensión; por lo tanto, la caída de tensión máxima admisible en este tramo será de $u = 0,02 \times 208 \text{ V} = 4,16 \text{ V}$.
- C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es $57 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.

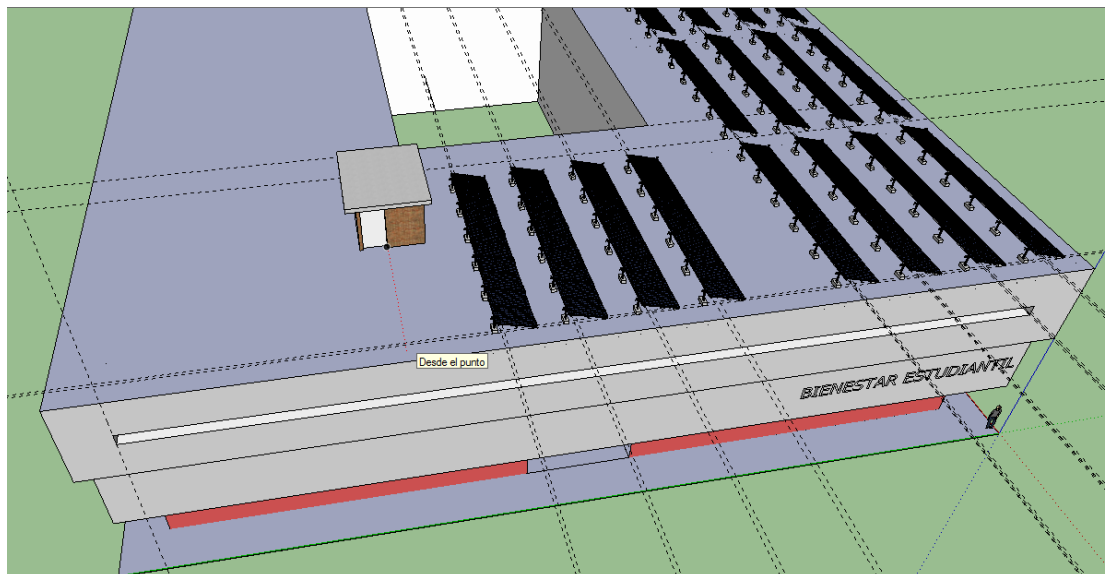
$$s = \frac{\sqrt{3} \times L \times I}{u \times C} = \frac{L \times P}{u \times C \times U_L} = \frac{60 \times 60000}{4,16 \times 57 \times 208} = 72,99\text{mm}^2$$

Según la tabla 8 de las propiedades de los conductores del NEC (ver anexo), para una sección transversal de $72,99\text{mm}^2$. El conductor recomendado es 3/0.

Si se encuentra el conductor por el método de crítico por corriente cada inversor tiene una corriente máxima de salida de $I_{acMax} = 30 A_{RMS}$ y al conectar en paralelo los 6 inversores, tenemos una corriente de 180 A multiplicados por el factor de seguridad 1,562, quedaría:

$180 \times 1,562 = 281,16 A$. Este resultado sugiere un conductor calibre 250 Kcmil.

Figura 62. Ubicación de los paneles en el edificio S7



Fuente: elaboración propia.

2.3.9.4. Selección de ductos (exterior e interior)

Los conductores se colocarán en canaletas abiertas de metal, las cuales serán colocadas en la estructura del sistema de generación.

2.4. Protecciones del sistema fotovoltaico

El sistema de generación fotovoltaico debe tener sus protecciones tanto en la parte de corriente directa del lado de los paneles a la entrada del inversor, como a la salida del inversor al tablero de distribución.

La protección que se necesita es en general de personas y equipos. Deberá estar protegido contra sobreintensidades donde existirá una interrupción en el tiempo necesario. Estas sobreintensidades pueden darse por sobrecargas en los equipos, defectos de aislamiento de gran impedancia, cortocircuitos o también por descargas atmosféricas.

Los requerimientos generales que deben ser considerados en los proyectos de GDR con capacidad menor o igual a 500 kW.

- Dispositivos de interrupción (capacidad de interrumpir la máxima corriente de falla).
- Dispositivo de desconexión de la interconexión (manual, con bloqueo, visible, accesible).
- Dispositivo de desconexión del generador.
- Disparo por sobretensión.
- Disparo por baja tensión.
- Disparo por sobre/baja frecuencia.

- Chequeo de sincronismo. (A: automático, M: manual). Requerida para instalaciones con capacidad de autosuficiencia u operación aislada.
- Disparo por sobre corriente a tierra. Puede ser requerido por el distribuidor; selección basada en el sistema de aterrizamiento.

A continuación se describen los dispositivos que deben estar presentes en el sistema de protección:

- Dispositivos de interrupción: estos deben ser capaces de interrumpir la máxima corriente de falla.
- Dispositivos de desconexión de la interconexión, el cual debe ser visible y accesible.
- Dispositivos de desconexión del generador: es el interruptor principal termomagnético que está ubicado después del contador bidireccional el cual, al desconectarse, elimina toda la generación. Además cuenta con un interruptor electromagnético que está ubicado en el tablero de distribución el cual desconecta solo un inversor.

2.4.1. Protecciones incorporadas en el inversor

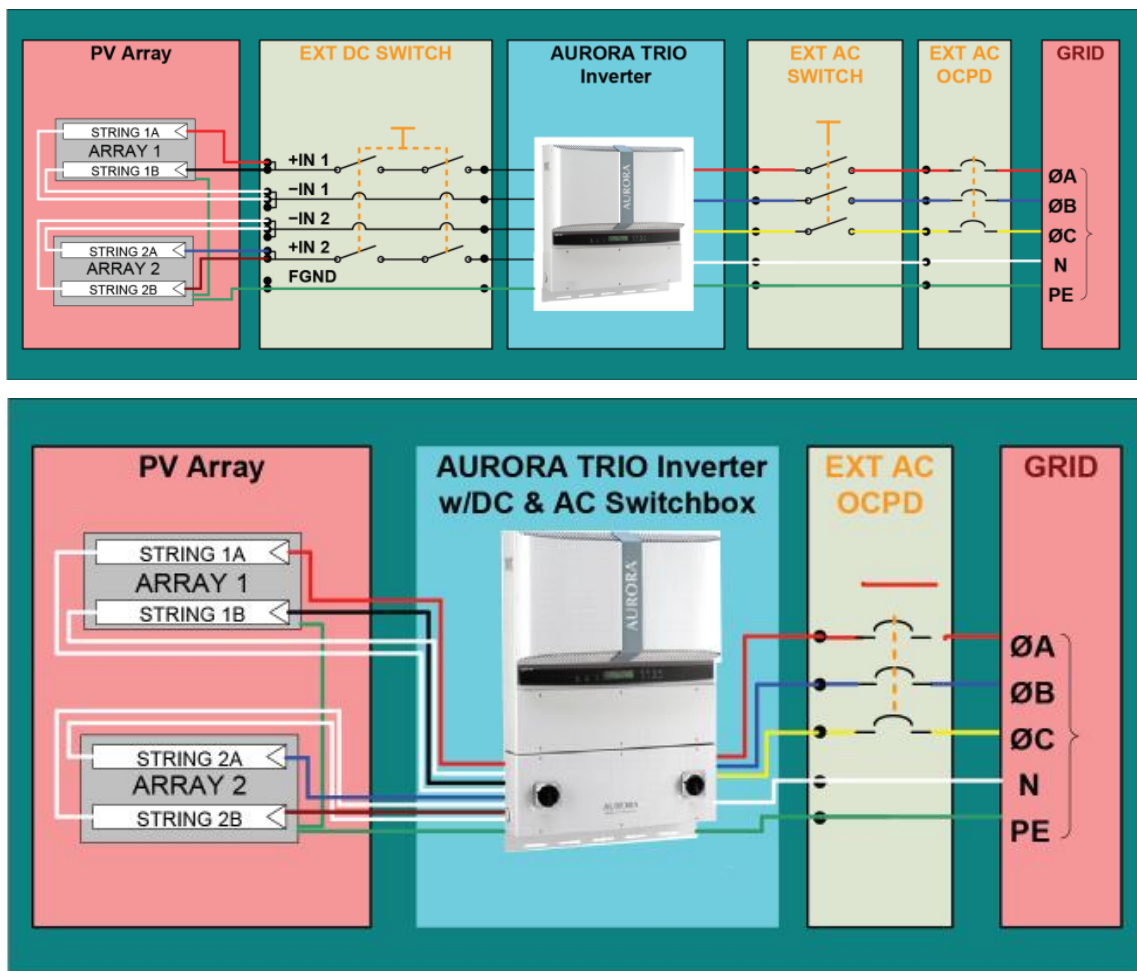
El inversor seleccionado cuenta con protecciones internas las cuales se nombran a continuación:

- Disparo por sobretensión
- Disparo por baja tensión
- Disparo por sobre frecuencia y baja frecuencia
- Chequeo de sincronismo
- Disparo por sobre corriente a tierra
- Disparo de potencia inversa

- Disparo para cuando no hay tensión en la red, en otras palabras, anti isla.

En la siguiente figura se muestran las protecciones adicionales que se deben agregar al inversor.

Figura 63. Protecciones incorporadas al inversor



Fuente: AURORA TRIO. *The Manual: Photovoltaic Inverters PVI-10/12-I-OUTD*. p. 84

2.4.2. Protecciones de corriente continua

El sistema fotovoltaico necesita protecciones en las diferentes fases tanto en corriente continua como en alterna las cuales deben ser adecuadas al tramo a proteger, protección de las personas y los equipos.

En corriente alterna la interrupción es natural, en cada semiciclo pasa por cero y naturalmente se anula el arco haciendo un apagado instantáneo, pero en corriente continua el flujo de corriente hay que anularlo de forma gradual hasta desconectarse totalmente.

Las protecciones que se utilicen para corriente continua se describen a continuación:

2.4.2.1. Diodo

Es el elemento para la protección de corrientes inversas y también en caso de sombras. Este cortocircuita las entradas del panel y queda como un cable conductor para no afectar todo el sistema. Actualmente los paneles fotovoltaicos tienen incluidas las protecciones por medio de diodos, en este caso el único inconveniente es que, si salen varios paneles de la fila conectada en serie este puede provocar que el voltaje baje mucho y salga del límite inferior del MPP lo cual provocara una disminución en la generación porque sale toda la fila.

2.4.2.2. Protecciones de sobrecorriente (interruptor automático)

El NEC en su sección 240 especifica los requisitos para protecciones de sobrecorriente que no excedan de 600 voltios.

La función del limitador de corriente es proteger al conductor contra sobreintensidades soportando la corriente de carga. Además, de detectar una sobrecorriente debe tener la capacidad de hacer una interrupción de forma segura de las corrientes continuas. Los limitadores de corriente deben tener por lo menos la capacidad del 125 % de la corriente de cortocircuito.

La sobrecorriente se puede dar por cortocircuito, falla a tierra o sobrecarga. No se debe incrementar sobre la corriente nominal la carga, porque se produce una sobrecarga.

Los fusibles se utilizarán para proteger el final de cada fila o filas en paralelo, el arreglo consta de 4 filas de 11 módulos cada una, se tiene al final una caja de conexión la cual recibirá 4 conductores positivos y 4 negativos, los fusibles estarán protegiendo los conductores positivos por lo que por cada arreglo se tendrán 4 fusibles.

El fusible se calcula con base en la I_{mpp} y la Intensidad máxima de acuerdo a los paneles seleccionados y también el conductor seleccionado de $3,31 \text{ mm}^2$. Considerando.

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Donde:

- I_b Corriente de utilización

- I_n es la corriente nominal
- I_z Es la corriente máxima admisible a proteger

$$I_{\text{mmp}} = I_b = 8,49 \text{ A}$$

$$I_{\text{max}} = I_z = 9,01 \text{ A}$$

$$8,49 \leq I_n \leq 9,01$$

La intensidad nominal sería de 9 A. Pero como en el mercado no hay *stock* de este tipo de fusible el que se le acerca es el de 10 A. para cada final de fila.

2.4.2.3. El interruptor termomagnético

Como la corriente de cortocircuito es de 9,01 A, donde se utilizan dos conductores en paralelo entonces se debe proteger sobre una corriente de 18,2 A; para dar el factor de seguridad de acuerdo al NEC, se multiplicamos el valor por 1,25, dando como resultado 22,75 A, utilizándose un interruptor de 1X 20 amperios el cual actuara antes por cualquier falla ya que el interruptor que viene incluido en el inversor es de 24 A. Se utilizarán dos interruptores termomagnéticos por cada caja de conexión.

En cada arreglo de módulos se tendrá una caja de conexiones donde estarán colocados los 4 fusibles de 10 A, se hará una disminución de 4 conductores a 2 conductores tanto positivos como negativos, poniendo en paralelo 2 filas y así utilizar un interruptor termomagnético para cada configuración teniendo 2 por cada caja de *string*.

En la entrada del inversor, en la parte de corriente directa existe una protección de polaridad inversa, dos varistores por cada canal de entrada y detección de falla a tierra.

2.4.3. Protecciones en corriente alterna

Las protecciones a utilizar en corriente alterna se dividen en dos etapas, la primera será de los inversores hacia la barra de distribución y la segunda será de la barra de distribución hacia el contador bidireccional.

2.4.3.1. Etapa 1: Inversor a tablero principal de distribución

2.4.3.1.1. Interruptor magnetotérmico

Para el cálculo de la intensidad nominal del interruptor a utilizar en este tramo se necesita calcular la corriente máxima admisible por los conductores I_z y la corriente que se producirá en este tramo I_b . De acuerdo con:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

La corriente I_b viene dada por la ecuación:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \theta} = \frac{10000}{\sqrt{3} * 208 * 1} = 27,76 \text{ Amperios}$$

Entonces según el NEC la corriente del conductor I_z será:

$$I_z = I_b \times 1,25^2 = 27,76 \times 1,56 = 43,37$$

$$27,76 \leq I_n \leq 43,37$$

Entonces el valor del interruptor magnetotérmico para cada inversor será de 40 Amperios en el tablero de distribución.

2.4.3.1.2. Interruptor diferencial

Estos proporcionan protección a personas contra descargas eléctricas, tanto en contactos directos como indirectos y protecciones a las instalaciones que detectan las fugas a tierra midiendo la corriente que pasa por los conductores. Debe tener una intensidad diferencial residual de 300 mA que se aplica para el sector de la industria según norma europea ITC-BT-25. Se debe utilizar un interruptor diferencial SIEMENS tetrapolar con las características de 40 A y 300 mA. Se utilizará uno por inversor.

2.4.3.1.3. Dispositivos necesarios según la norma NTGDR

La norma recomienda que como mínimo una instalación fotovoltaica conectada a la red, con capacidad menor o igual a 500 kW, debe de tener estas protecciones, las cuales el inversor utilizado ya las tiene:

- Dispositivos de desconexión de la interconexión el cual debe ser visible y accesible.
- Dispositivo de desconexión del generador. Es el interruptor principal termomagnético que está ubicado después del contador bidireccional el cual al desconectarse elimina toda la generación; además, cuenta con un interruptor electromagnético que está ubicado en el tablero de distribución el cual desconecta solo un inversor.
- Disparo por sobretensión. Esta protección la realiza internamente el inversor por medio del MPP_{max} .
- Disparo por baja tensión. Esta protección la realiza internamente el inversor por medio del MPP_{min} .

- Disparo por sobre frecuencia y baja frecuencia internamente el inversor tiene una función de protección de ± 1 .
- Chequeo de sincronismo. Puede ser automático o manual. El inversor internamente tiene esta función automática de sincronizar el inversor con la red de distribución.
- Disparo de potencia inversa. El inversor internamente en el lado de Dc cuenta con la protección de potencia inversa.
- Disparo para cuando no hay tensión en la red, en otras palabras anti-isla. En la salida del inversor se tiene protección anti isla, este inversor funciona a una operación máxima a una altitud no mayor de 2 000 metros y el proyecto se encuentra a una altitud de 1 503 metros sobre el nivel del mar por lo que sí es adecuado.

Luego se tiene la salida del inversor en AC la cual tendrá una acometida de 208 V hacia el tablero de distribución.

2.4.3.2. Etapa 2: Barra a Contador bidireccional

Del tablero de distribución se lleva una acometida hasta la entrada del interruptor electromagnético de la instalación existente donde se colocará un interruptor electromagnético general para la conexión y desconexión del sistema el cual es requisito indispensable para la conexión al sistema de distribución de la Empresa Eléctrica de Guatemala. Además, se debe hacer la solicitud de cambio del contador existente por uno bidireccional.

2.4.3.2.1. Interruptor magnetotérmico

Para el cálculo de la intensidad nominal del interruptor a utilizar en este tramo, se necesita calcular la corriente máxima admisible por los conductores.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \theta} = \frac{60000}{\sqrt{3} * 208 * 1} = 166,54 \text{ Amperios}$$

Según el NEC la corriente del conductor I_z será:

$$I_z = I_b \times 1,25 = 166,54 \times 1,25 = 208,17$$

Entonces el valor del interruptor magnetotérmico general tiene que ser de 225 Amperios en el tablero de distribución.

2.4.3.2.2. Interruptor diferencial

Estos proporcionan protección a personas contra descargas eléctricas, tanto en contactos directos como indirectos y protecciones a las instalaciones que detectan las fugas a tierra midiendo la corriente que pasa por los conductores. Debe tener una intensidad diferencial residual de 300 mA que es el que se aplica para el sector de la industria según norma europea ITC-BT-25. Se utilizará un interruptor diferencial Siemens tetrapolar con las características de 225A/300 mA, uno por inversor.

2.5. Sobrecargas electro atmosféricas

El sistema de generación solar estará situado en la parte alta del edificio lo que implica que tenga mayor probabilidad de ser impactado por un rayo. A

continuación se describen los procesos para la elección o no de un sistema de pararrayos en los edificios.

2.5.1. El nivel cerámico y densidad de descargas a tierra

Existen distintos sistemas que permiten medir y situar los impactos del rayo al nivel de una región, permitiendo por medio del llamado nivel cerámico, conocer estadísticamente la densidad de descargas en una región geográfica. En la ciudad de Guatemala es el INSIVUMEH central quien mide la precipitación de rayos cuyo nivel cerámico es de 69 *descargas/km²/año*.

Es una forma de medir el número de impactos de rayos en una área específica, el cual se mide en Km²/año un método es el CIGRE el cual se calcula con la siguiente fórmula:

$$N_s = 0,04N_K^{1,25}$$

$$N_s = 0,04(69^{1,25}) = 7,9546 \text{ rayos/km}^2 \text{ año}$$

Donde

- N_s = Es la densidad de rayos a tierra en Km²/año
- N_K = Nivel cerámico impactos/Km²/año

2.5.2. Cálculo del riesgo de impacto del rayo

Para calcular el riesgo del impacto del rayo se deben tomar en cuenta los siguientes factores: el ambiente de la estructura, el tipo de construcción, el contenido de la estructura, el uso de la estructura y las consecuencias de una descarga.

El nivel de protección a aplicar se calcula a partir de la frecuencia de descarga o impactos sobre la estructura N_d y la frecuencia aceptada de impactos de rayo N_c .

2.5.3. Cálculo de la frecuencia anual de impactos de rayos sobre la estructura (N_d)

Para encontrar este valor se utiliza la fórmula $N_d = N_s A_e C_1 \cdot 10^{-6}$. Donde N_s es la densidad de rayos a tierra, A_e es la superficie equivalente de atracción de la estructura y C_1 el coeficiente ambiental que toma en cuenta la topografía del sitio, así como los objetos o las estructuras situadas dentro del ambiente inmediato a proteger. En la siguiente tabla se muestran los valores para C_1 .

Tabla XXV. **Coeficiente ambiental**

Situación relativa a la estructura	C1
Estructura situada en un espacio donde hay otras estructuras o árboles de la misma altura o más alto	0,25
Estructura rodeada de estructuras más bajas	0,75
Estructura aislada	1
Estructura aislada situada sobre una colina o promontorio	2

Fuente: norma sobre descargas atmosféricas NFP80.

Para los edificios S7 y M2 donde la estructura está situada dentro de un espacio, o bien estructuras o árboles de la misma altura o más. Se tiene un parámetro de $C_1 = 0,5$.

El área de captación equivalente (A_e) hace referencia a la superficie del terreno que tiene la misma probabilidad anual de rayos directos que la estructura. Es un área que se agrega a la estructura, que incluye los efectos de altura y ubicación de la estructura.

La superficie equivalente de captura o atracción para las dimensiones de los edificios S7 y M2 se define con los datos y características siguientes:

Tabla XXVI. **Dimensiones de los edificios S7 y M2**

Dimensión	S7	M2
Largo	50,4 metros	50,4 metros
Ancho	41,4 metros	41,4 metros
Altura	10 metros	7 metros

Fuente: elaboración propia.

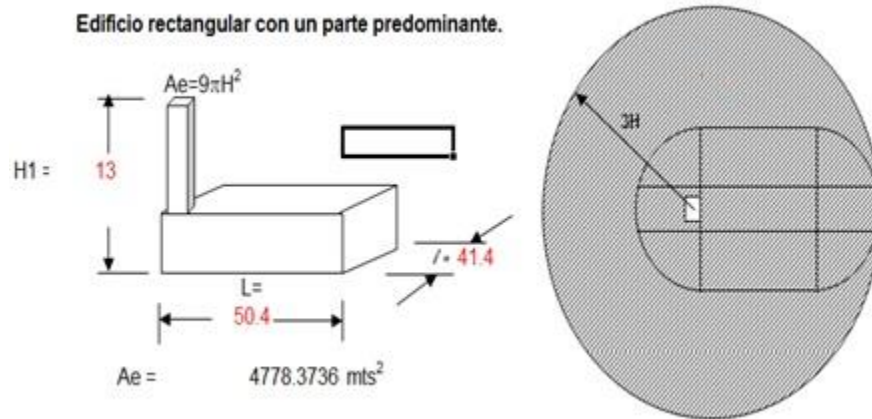
Con una caseta en la parte superior de 3 metros de altura, en el techo habrá estructuras metálicas, equipos electrónicos como inversores y dispositivos de protección y estará normalmente ocupado.

El área de captación equivalente (A_e) para el edificio S7 con una altura de 10 metros más 3 metros de la caseta propuesta, haciendo un valor de $H=13$ metros.

$$A_e = 9\pi H^2$$

$$A_e = 9\pi(13)^2 = 4\,778,36 \text{ m}^2$$

Figura 64. Área de captación equivalente



Fuente: elaboración propia.

La frecuencia anual de impactos sobre la estructura de los edificios S7 y M2 con los valores de N_s , A_e y C_1 encontrados previamente es:

$$N_d = N_s A_e C_1 \cdot 10^{-6}$$

$$N_d = (7,96)(4778,36 \text{ m}^2) (0,25) \cdot 10^{-6} = 9,509 \cdot 10^{-3}$$

2.5.4. Cálculo de la frecuencia aceptable de impactos de rayo sobre la estructura (N_c)

El valor de N_c está determinado en función de un riesgo de daño y se calcula de acuerdo con la fórmula:

$$N_c = 1,5 \cdot 10^{-3} / (C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5)$$

Los valores de los coeficientes están en relación a las características de los edificios.

Tabla XXVII. Cálculo del coeficiente C2, C3, C4, C5

COEFICIENTES C2,C3,C4,C5				EDIFICIO S7 y M2
Coeficiente de estructura				C2
Estructura	Techo Metal	Techo Común	Techo Inflamable	1
Metal	0,5	1	2	
Común	1	1	2,5	
Inflamable	2	2,5	3	
Contenido de la estructura				C3
Sin valor o no inflamable			0,5	3
Valor común o normalmente inflamable			1	
Gran valor o particularmente inflamable			2	
Valor excepcional, irremplazable o muy Inflamable, explosivo			3	
Ocupación de la estructura				C4
No ocupada			0,5	1
Ocupada normalmente			1	
De difícil evacuación o riesgo de pánico			3	
Consecuencias sobre el entorno				C5
Sin necesidad de continuidad en el servicio y alguna consecuencia sobre el entorno			1	5
Necesidad de continuidad en el servicio y alguna consecuencia sobre el entorno			5	
Consecuencias para el entorno			10	

Fuente: elaboración propia.

El valor de la frecuencia aceptada de rayos sobre la estructura es:

$$N_c = \frac{1,5 \times 10^{-3}}{1 \times 3 \times 1 \times 5} = 1 \times 10^{-4}$$

2.5.5. Cálculo del nivel de protección

La selección del nivel de protección está definida por el cálculo de Nd y Nc.

Si $N_d < N_c$, no es necesario un sistema de protección.

Si $N_d > N_c$, se debe proveer un sistema de protección.

Para los valores obtenidos de $N_d = 9,509 \times 10^{-3}$ y $N_c = 1 \times 10^{-4}$ en donde al compararlos se tiene que $N_d > N_c$, esto indica que es necesario tener el sistema de protección.

En el caso de la eficacia del sistema de protección, se calcula de acuerdo con la siguiente expresión.

$$E = 1 - \frac{N_c}{N_d}$$

Tabla XXVIII. **Nivel de Protección para Descargas Atmosféricas**

Eficacia encontrada	Nivel de Protección
$0,95 < E < 0,99$	Nivel I
$0,90 < E < 0,95$	Nivel II
$0,80 < E < 0,90$	Nivel III
$0 < E < 0,80$	Nivel IV

Fuente: norma CEI61024.

La eficiencia que se necesita para los edificios S7 y M2 es:

$$E = 1 - \frac{1 \times 10^{-4}}{9,509 \times 10^{-3}} = 0,9894$$

En consecuencia, se necesita un nivel de protección I por lo que ésta es la protección que debe tener el pararrayos.

2.5.6. Pararrayos con dispositivo cebado

Es un pararrayos provisto de una punta captadora equipado con dispositivos de cebado. El proceso del cebado es un fenómeno físico comprendido entre la aparición de los efluvios o partículas muy pequeñas de efecto corona y la propagación continua del trazador ascendente que es la descarga ascendente que se desarrolla en dirección a la nube.

2.5.6.1. Avance del cebado

Al hacer pruebas de ensayo de laboratorio de un pararrayos con un dispositivo de cebado de referencia PR de la misma geometría que el PDC, se encuentra una ganancia media en el instante de cebado del trazador ascendente del PDC y esta se conoce como avance del cebado Δt (medida en microsegundos).

Este avance en el cebado determina el cálculo de los radios de protección. Se expresa: $\Delta t = \bar{T}_{PR} - \bar{T}_{PDC}$

- \bar{T}_{PR} es el instante de cebado promedio de un trazador ascendente en un PR.
- \bar{T}_{PDC} es el instante de cebado promedio de un trazador ascendente en un PDC.

Las velocidades medias de los trazadores ascendentes V_a y descendentes V_d son comparables durante la fase de aproximación. La relación de las velocidades $\bar{V} = \frac{V_a}{V_d}$ es aproximadamente 1 (entre 0,9 y 1,1). Entonces

$\bar{V} = V_a = V_d = 1m/\mu s$ que es el valor medio de las velocidades de los trazadores.

La ganancia de la longitud del trazador ascendente se encuentra con la ecuación $\Delta L(m) = V \left(\frac{m}{\mu S} \right) \cdot \Delta t(\mu S)$.

2.5.6.2. Modelo de protección

Para determinar la zona protegida por un PDC, se utiliza el modelo electro geométrico.

La zona protegida está delimitada por una superficie de revolución que está definida por los radios de protección correspondientes a las diferentes alturas “h” consideradas y cuyo eje es el mismo que el del PDC.

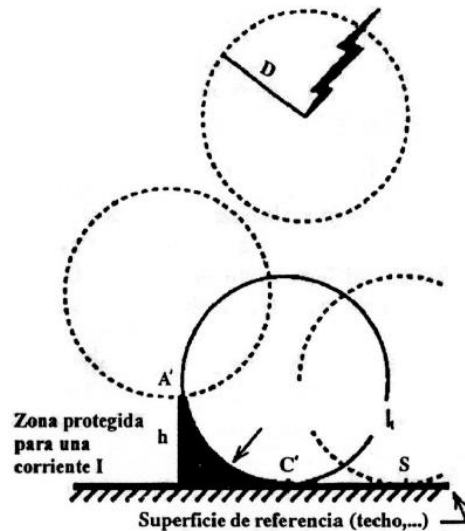
El radio de protección de un PR, según el modelo electrogeométrico, el punto de impacto de la descarga viene dado por el objeto sobre el suelo que primero se encuentre a la distancia D del trazador descendente, incluso si este objeto es el propio suelo llano. La distancia D que determina el punto de encuentro de los trazadores descendentes y ascendentes se denomina “distancia de cebado”, es la longitud de desarrollo del trazador ascendente.

Esto simula como si el extremo del trazador descendente estuviese rodeado de una esfera ficticia de radio D que le acompaña rígidamente y que está centrada sobre el extremo.

En el caso de un PR de altura “h” con respecto a la superficie de referencia (zona a proteger) existen tres posibilidades: que el rayo entre en contacto con el punto A' que constituirá el sitio de impacto de descarga; que

impacte en la superficie de referencia o el suelo; o que impacte en la esfera PR la cual lleva a descargar en el punto A' o C' pero no sobre el área sombreada.

Figura 65. Zonas de protección de un pararrayos PCD



Fuente: norma UNE 21.186.

2.5.6.3. Radio de protección de un PDC

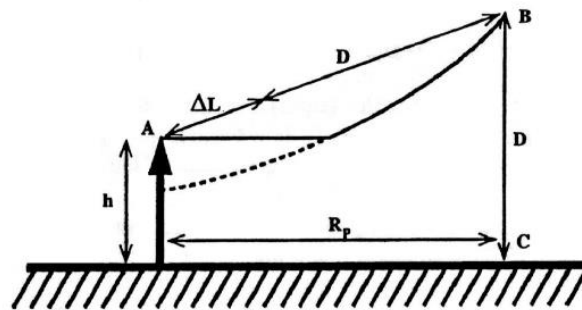
Existe una ganancia en el instante de cebado Δt , con $\Delta L = V \cdot \Delta t$ y los puntos de impacto posibles son A y C con radio de protección.

$$R_p = \sqrt{2Dh - h^2 + \Delta L(2D + \Delta L)}, \text{ para } h \geq 5$$

- D : distancia de cebado.
 - 20 m para el nivel de protección I
 - 45 m para el nivel de protección II
 - 60 m para el nivel de protección III
- h : altura de la punta de PDC por encima de la superficie a proteger.

- ΔL : ganancia en la longitud del trazador ascendente.
- R_p : radio de protección del PDC.

Figura 66. **Deducción de variables para encontrar el radio de protección en un PCD**



Fuente: norma UNE 21.186.

2.5.6.4. Elección y posicionamiento del PDC

Con el nivel de protección encontrado que corresponde, se determina el radio de protección necesario para la cobertura de la estructura utilizando la ecuación anterior o los gráficos, seleccionando en la curva la altura h necesaria y el ΔL del PDC considerado.

D : 20 m nivel I

h : 6 m

$$\Delta L = V \cdot \Delta t = \frac{1 \text{ m}}{\mu\text{s}} \cdot 56 \mu\text{s} = 56 \text{ m}$$

$$\Delta t = 56 \mu\text{s} \bar{V} = 1 \text{ m}/\mu\text{s}$$

$$R_p = \sqrt{2Dh - h^2 + \Delta L(2D + \Delta L)}$$

$$R_p = \sqrt{2(20)(6) - (6)^2 + 56(2(20) + 56)} = 74,69 \text{ m}$$

2.5.7. Pararrayos a utilizar

El diseño del pararrayos INGESCO PDC permite producir una ionización de las partículas de aire alrededor de la punta del captador, que genera un trazador ascendente dirigido hacia la nube. Esta corriente de iones intercepta y canaliza desde su origen la descarga eléctrica del rayo.

En nuestro medio es una de las marcas más comerciales por el servicio y el respaldo en el mercado.

Figura 67. Niveles de protección Pararrayos INGESCO

Model	PDC 3.1	PDC 3.3	PDC 4.3	PDC 5.3	PDC 6.3	PDC 6.4
Ref.	101000	101001	101003	101005	101008	101009
Δt	15 μs	25 μs	34 μs	43 μs	54 μs	60 μs
NIVEL I	35 m	45 m	54 m	63 m	74 m	80 m
NIVEL II	45 m	55 m	64 m	73 m	84 m	90 m
NIVEL III	60 m	70 m	79 m	88 m	99 m	105 m
NIVEL IV	75 m	85 m	94 m	103 m	114 m	120 m

Radios de protección calculados según el Código Técnico de la Edificación

Fuente: INGESCO. www.ingeco.com. Consulta: 12 de julio de 2015.

2.5.7.1.1. Características y beneficios

- 100 % de eficacia en descarga.
- Nivel de protección clasificado de muy alto.
- Garantía de continuidad eléctrica. No ofrece resistencia al paso de la descarga.
- Pararrayos no electrónico; garantía de máxima durabilidad.
- Conserva todas sus propiedades técnicas iniciales después de cada descarga.
- Al no incorporar ningún elemento electrónico, no es fungible.
- No precisa de fuente de alimentación externa.
- Garantía de funcionamiento en cualquier condición atmosférica.
- Alta resistencia a la temperatura.
- Alta resistencia a la intemperie y atmósferas corrosivas.

La instalación de un pararrayos INGESCO debe seguir las prescripciones de las normas UNE 21.186:2011, NFC 17-102:2011 NP 4426:2013 y IEC 62.305, y debe tener en cuenta las recomendaciones siguientes:

- La punta del pararrayos debe estar situada, como mínimo, dos metros por encima del punto más alto de la edificación que protege.
- Para su instalación sobre el mástil, el pararrayos precisará de la correspondiente pieza de adaptación.
- Se deberá proteger el cableado de las cubiertas contra las sobretensiones y conectar a los bajantes las masas metálicas presentes dentro de la zona de seguridad.
- El pararrayos debe conectarse a una toma de tierra mediante uno o varios cables conductores que bajarán, siempre que sea posible, por el exterior de la construcción, con la trayectoria más corta y rectilínea posible.

- La toma o tomas de tierra, cuya resistencia no puede superar los 10 ohmios, deben garantizar una dispersión lo más rápida posible de la descarga del rayo.

2.6. Diseño de puesta a tierra

Se utiliza el método de prueba básica para la medición de la resistencia a tierra, este método se realiza con cuatro puntas de prueba o electrodos separados, las cuales se conectan a los cuatro terminales del instrumento para medición de la resistencia a tierra. De aquí que el nombre de esta prueba sea llamado: “método de cuatro terminales”, lo cual indica es indicativo de que este método no solo es para mediciones iniciales sino también puede ser usado para corroborar mediciones anteriores o el estado de una puesta a tierra existente.

Figura 68. **Equipo utilizado en la toma de resistencia a tierra**



Fuente: Centro de investigación de ingeniería.

Se tomaron tres distintos datos colocando las picas en línea recta a uno, dos y tres metros de separación el *tester* de resistencia de tierra registra la

resistencia respectiva. Luego utilizando el modelo que sugiere el manual se encuentra la resistividad del terreno.

En la figura 69 se observa la distribución de la picas en el jardín frente al edificio S7.

Figura 69. **Toma de medidas para encontrar la resistividad del suelo**



Fuente: edificio S7 ciudad universitaria.

2.6.1. Diseño de una malla a tierra

El diseño de una malla a tierra está afectado por las siguientes variables:

- Tensión permisible de paso
- Tensión permisible de contacto

- Configuración de la malla
- Resistividad del terreno
- Tiempo máximo de despeje de la falla
- Conductor de la malla
- Profundidad de instalación de la malla

2.6.2. Cálculo de la resistencia a tierra

Para el cálculo de la resistencia a tierra se utilizan las siguientes fórmulas que aparecen en la tabla 8 del estándar IEEE 142-1982.

Barra o varilla de longitud “L” y radio a (ambos en centímetros) enterrada verticalmente.

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$$

R = resistencia a tierra en ohms (Ω)

ρ = resistividad específica del suelo en ohms x cm($\Omega \cdot \text{cm}$)

Alambre de radio “a” y longitud “2L” enterrado horizontalmente a s/2 de profundidad en cm.

$$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$$

Alambre de diámetro “d” en anillo de diámetro “D”, enterrado a s/2 de profundidad en cm.

$$R = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left(\ln \frac{8D}{d} + \ln \frac{4D}{s} \right)$$

Resulta necesario colocar varias barras o varillas para lograr una buena conexión a tierra. Sin embargo, si las varillas (u otros elementos metálicos) se entierran en una zona pequeña (cercanos entre sí), los flujos de corriente utilizarán las mismas trayectorias y se disminuye la capacidad de conducción del suelo. Esto se debe al coeficiente de agrupamiento que depende del número de varillas y la separación entre ellas.

La puesta a tierra está normado en el NEC en la sección 250. En la sección 250.4 se lee: “los sistemas de puesta a tierra deben limitar las corrientes de rayo, sobretensiones o contacto de personas con masas o estructuras, por lo que las envolventes de los equipos se deben aterrizar conectados entre sí para formar una conexión equipotencial de los equipos eléctricos”.²⁷

Se utilizara varilla de 5/8 de pulgada y 8 pies de largo.

$$\frac{5}{8} \text{ pulg} \times \frac{2,54 \text{ cm}}{1 \text{ pulg}} = 1,5875 \text{ cm} = 0,015875 \text{ m}$$

$$8 \text{ pies} \times \frac{1 \text{ m}}{3,2808 \text{ pie}} = 2,4384 \text{ m}$$

Para cálculo de la resistencia de una varilla

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left[\ln \frac{2l}{r} \right]$$

$$R = \frac{33,36}{2\pi(2,4384)} \left[\ln \frac{2(2,4384)}{0,0079375 \text{ m}} \right]$$

²⁷ FONDONORMA 200. Código eléctrico nacional. p. 90

$$R = 2,159792104 [6,420646182] = 13,86726093 \Omega$$

- Para realizar un sistema de tierra en línea recta con 3 varillas en el edificio S7 y M2 se utiliza la siguiente formula

$$R = \frac{\rho}{n} \left[0,404 + \frac{0,16}{s} \ln(0,655)n \right]$$

$$R = \frac{33,36}{3} \left[0,404 + \frac{0,16}{3} \ln(0,655)(3) \right]$$

$$R = 4,8 \Omega$$

- Para realizar un sistema de tierra con 3 varillas conectadas en delta en el edificio S7

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

Donde

- ρ : resistividad
- l : largo de la varilla
- a : diámetro de la varilla
- D : separación entre varillas

Para el edificio S7

$$R = \frac{33,36}{6\pi(2,4384 \text{ m})} \left[\ln\left(\frac{4}{0,015875 \text{ m}}\right) - 1 + \frac{2(2,4384 \text{ m})}{(3) \sin\frac{\pi}{3}} \right]$$

$$R = 0,719930701[5,5293 - 1 + 1,877081] = 4,6 \Omega$$

Por lo que en el diseño se optara por el sistema de tierra con 3 varillas conectadas en delta ya que nuestra resistencia es menor que el sistema lineal.

Figura 70. Zona apropiada para el sistema de puesta a tierra



Fuente: edificio S7 ciudad universitaria.

Tabla XXIX. **Lista de materiales del sistema de puesta a tierra**

Material	S7	M2
Varrillas de cobre tierra fisica 5/8" * 8 pies	3	3
Cable desnudo de cobre 1/0	70	100
cubo de quicbasol ingesco	12	12
cable 2 verde 2	110	120
soldadura codwell varilla	4	4

Fuente: elaboración propia.

2.7. Análisis económico

El análisis se fundamenta en el beneficio que se obtiene al generar la propia energía; considerando que toda implementación de proyectos posee un costo, es necesario conocer el presupuesto de inversión, el tiempo en que puede recuperarse y la rentabilidad.

Como primer punto se encuentra el consumo de energía mensual del edificio para argumentar el beneficio, después el monto al que asciende la inversión del proyecto con base en las cotizaciones de los materiales y equipos a utilizar. Luego se debe encontrar la proyección de generación solar para el cuál se utiliza los datos de radiación solar, la eficiencia de los paneles e inversores, las pérdidas por efecto Joule y otros factores; se utiliza PVsyst 6.3.8 en su versión demo para hacer una simulación de la proyección.

Se realiza un análisis de beneficio costo y el valor presente neto junto con la tasa interna de retorno. Y por último se concluye sobre la rentabilidad del proyecto.

2.7.1. Historial de gastos

Para poder determinar el beneficio en términos económicos, de la implementación de paneles solares en los edificios de bienestar estudiantil S7 y M2, es necesario conocer el gasto realizado en meses anteriores en el servicio de energía eléctrica.

A continuación podrá observarse el pago realizado por concepto de consumo de energía eléctrica con el contador k64541 con correlativo 658655.

Tabla XXX. **Datos consumo edificio S7, Bienestar Estudiantil**

Mes	kWh	kVARh	Potmax	PotContrat	Factor de Pot	Tarifa	Pago
11/07/2013	9 023	1 904	36,7	49,5	0,9785	1,455534	Q17 588,01
10/09/2013	10 026	2 139	40,9	49,5	0,978	1,437520	Q17 046,16
11/11/2013	9 231	2 254	40,2	49,5	0,9715	1,384101	Q15 393,54
11/12/2013	8 933	2 181	40,2	49,5	0,9715	1,384101	Q14 981,07
10/01/2014	0	0	32,7	49,5	0	1,384101	Q2 438,25
08/02/2014	8 487	1 995	40,3	49,5	0,9735	1,382557	Q14 363,35
11/03/2014	10 482	2 237	45,1	49,5	0,978	1,382557	Q17 235,91
09/04/2014	9 189	2 125	40,3	49,5	0,9743	1,382557	Q15 333,91
10/05/2014	7 621	1 635	43,2	49,5	0,9778	1,295963	Q12 573,69
14/07/2014	8 806	2 106	38,0	49,5	0,9726	1,295963	Q13 985,70
11/08/2014	9 760	1 916	40,0	49,5	0,9813	1,295131	Q15 266,10
11/06/2015	8 727	1 936	40,9	49,5	0,9763	0,799021	Q15 392,86
Promedio	8357.1	1 869	39,875				Q14 299,88

Fuente: elaboración propia.

En el apéndice B se presenta el resumen de datos del consumo del edificio M2.

Al momento de realizar el historial de gastos se observa que la universidad tiene un contrato de baja tensión con demanda fuera de punta “ BTDFp” lo que implica aparte del cargo unitario por energía (Q/kWh)) hay cargos por consumidor (Q/usuario-mes), cargo unitario por potencia máxima (Q/kW-mes), cargo unitario por potencia contratada (Q/kW-mes); la universidad por ser un ente del estado está exonerada de pagar IVA y tasa municipal.

A continuación se presenta un detalle de la categoría tarifaria (debido a la variación de la tarifa eléctrica; para este estudio se tomará en consideración un promedio de los últimos 9 ajustes tarifarios realizados).

Tabla XXXI. Categorías tarifarias de los últimos 9 trimestres

Tarifa: baja tensión con demanda fuera de punta – BTDFp	2013			2013			2013/2014		
Cargo	may	Jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene
Por consumidor (Q/usuario-mes)	213,007478			226,779862			226,779801		
Unitario por energía (Q/kWh))	1,455534			1,43752			1,384101		
Unitario por potencia máxima(Q/kW-mes)	37,538613			23,819999			23,819999		
Unitario por potencia contratada(Q/kW-mes)	57,85968			28,940704			28,940697		
Tarifa: baja tensión con demanda fuera de punta – BTDFp	2014			2014			2014		
Cargo	Feb	Mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct
Por consumidor (Q/usuario-mes)	228,575313			228,575313			229,568478		
Unitario por energía (Q/kWh))	1,382557			1,295963			1,295131		
Unitario por potencia máxima(Q/kW-mes)	23,825548			23,790305			23,792648		
Unitario por potencia contratada(Q/kW-mes)	29,107973			29,107973			29,178607		

Continuación de la tabla XXXI.

Tarifa: baja tensión con demanda fuera de punta – BTDFp	2014/2015			2015			2015		
	Nov	Dic	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul
Cargo									
Por consumidor (Q/usuario-mes)	229,568478			228,463547			228,463547		
Unitario por energía (Q/kWh)	1,192775			1,041173			0,799021		
Unitario por potencia máxima(Q/kW-mes)	23,792648			23,780016			23,585691		
Unitario por potencia contratada(Q/kW-mes)	29,1786			28,797822			28,797822		

Fuente: elaboración propia.

Para calcular el pago por consumo de energía se tiene que tomar en cuenta el detalle de categorías. Si se calculamos para el promedio de consumo de 8,357.08 kWh/mes se obtiene un cargo de Q13 307,90.

Tabla XXXII. **Detalle del consumo según las categorías tarifarias**

Tarifa: baja tensión con demanda fuera de punta – BTDFp	Valor unitario	consumo	Total
Cargo por consumidor (Q/usuario-mes)	226,6424241	1	Q226,64
Cargo unitario por energía (Q/kWh)	1,253752778	8357,08	Q10 477,72
Cargo unitario por potencia máxima (Q/kW-mes)	25,30505189	39,875	Q1 009,04
Cargo unitario por potencia contratada (Q/kW-mes)	32,21220867	49,5	Q1 594,50
			Q13 307,90

Fuente: elaboración propia.

De este consumo el 86 % es para generación y transporte y el 14 % es para distribución. Es de recordar que para el edificio S7 hay un contrato de baja tensión con demanda fuera de punta y no cobran solo lo consumido en potencia activa hay cargos por potencia reactiva, por potencia contratada y por potencia máxima en el mes. En resumen, el cargo fijo por el tipo de servicio para este

ejemplo del promedio de los datos investigados es de Q 2 830,18. El proyecto disminuirá Q 10 477.72 en el pago por consumo de energía (Q/kWh).

2.7.1.1. Costos de materiales y equipos

Los materiales y equipos a utilizar fueron cotizados en Guatemala, las empresas venden los productos con cargos de importación y transporte incluidos.

Tabla XXXIII. Materiales y costo

Materiales	Proveedor	Detalle de componente	Cant.	Precio Q	COSTO
Paneles solares	AMESA	Jingly Solar YGE 60 CELL SERIES 2 255 Watts	264	Q1 863,68	Q492 011,52
Inversores	Revosolar	AURORA PVI-10.0-1-OUTD-US 10000 Watts	6	Q30 274,20	Q181 645,20
Estructuras	Unicanalmexico	riel unicanal galvanizado, 4x4x305 cm	456	Q73,50	Q33 516,00
		case serie N	144	Q47,00	Q6 768,00
		Bisagra HD05	144	Q71,37	Q10 277,28
		Bisagra Hb06	288	Q19,40	Q5 587,20
		Omega	528	Q4,04	Q2 133,12
		Zeta	288	Q7,30	Q2 102,40
Protecciones	CELASA	Fusibles 15 A	24	Q20,00	Q480,00
		Caja de conexiones	6	Q250,00	Q1 500,00
		interruptor electromagnético para DC 2X20	12	Q45,00	Q540,00
		Interruptor electromagnético para AC trifásico 3*50	6	Q80,00	Q480,00
		Tablero de distribución 24 polos 150 amp	1	Q918,95	Q918,95
		Interruptor electromagnético para AC Ggeneral 200 A 3 polos	1	Q1 152,04	Q1 152,04
		Interruptor diferencial magneto térmico 200 amp3 polos	1	Q1 500,00	Q1 500,00
		Tablero para interruptor electromagnético general	2	Q550,00	Q550,00
Medidores	CELASA	Medidor bidireccional marca CFE	1	Q1 900,00	Q1 900,00
		Caja para medidor bidireccional	1	Q1 500,00	Q1 500,00

Continuación Tabla XXXIII.

Materiales	Proveedor	Detalle de componente	Cant.	Precio Q	COSTO
Tierra física	Antillon	Varillas de cobre tierra física 5/8" * 8 pies	3	Q163,50	Q490,50
		Cable desnudo de cobre1/0	70	Q32,53	Q2 277,10
		cubo de <i>quicbasolingesco</i>	12	Q232,00	Q2 784,00
		cable 2 verde 2	110	Q20,89	Q2 297,90
		soldadura <i>codwell</i> varilla	3	Q105,00	Q315,00
Pararrayos	Servicios electrónicos	PDC 6.3 con dispositivo de cebado y punta de acero inoxidable	1	Q17 672,00	Q17 672,00
		Mástil de 6 m de hierro galvanizado	1	Q3 400,00	Q3 400,00
		cable de cobre tompson 28R de 1/2"	100	Q126,00	Q12 600,00
		Abrazadera de fijación con tarugo	3	Q100,00	Q300,00
		Puente de comprobación	1	Q550,00	Q550,00
		contador de rayos	1	Q3 200,00	Q3 200,00
		varilla de cobre de 5/8" x 8 pies	9	Q163,50	Q1 471,50
		cubo de <i>quicbasolingesco</i>	27	Q232,00	Q6 264,00
		soldadura <i>codwell</i> varilla	9	Q150,00	Q1 350,00
		tornillería, roldanas	1	Q400,00	Q400,00
		caja para juntas Ingesco	2	Q560,00	Q1 120,00
		protector de cable	1	Q700,00	Q700,00
		junta de pruebas	2	Q950,00	Q1 900,00
		Abrazaderas	14	Q105,00	Q1 470,00
cableado etapa 1,2,3	CELASA	XLPE, 600 V Y 2000 V, 90 oC 14 AWG 50 m	8	Q708,25	Q5 665,96
		Cal 10 awg. XLPE, 600 V Y 2000 V, 90 oC 50 metros	7	Q708,25	Q4 957,72
		Cable cobre 95 mm2 RV-K 0,6/1 kv 1 metro	180	Q174,68	Q31 442,40
Levantado	Subcontrato	materiales caseta	1	Q6 810,00	Q6 810,00
		Bases prefabricadas de hormigón	288	Q40,00	Q11 520,00
Mano de obra	Subcontrato	Terraza	1	Q2 010,00	Q2 010,00
		Levantado 32 m ² X 150	1	Q4 800,00	Q4 800,00
		Armado de estructuras, obra gris, etc.	1	Q150 000,00	Q150 000,00
					Q1 022 329,79

Fuente: elaboración propia.

En resumen, se tienen una inversión inicial de Q 1 022 329,79 para una generación de 9 633,49 kWh/mes, este dato incluye las pérdidas inherentes al sistema.

La generación es mayor al promedio ya que en el primer año se tiene esta proyección pero es importante recordar que la curva de degradación de los paneles influye en su eficiencia.

2.7.1.2. Costo de operación y mantenimiento

Dentro del costo de operación y mantenimiento se deben de tomar en cuenta la limpieza de los paneles que se debe realizar mensualmente y todos los mantenimientos preventivos al sistema de protección y a los inversores.

Es importante hacer notar que a los 15 años de operación hay que cambiar los inversores ya que solo tienen una garantía de 10 años pero se puede extender a los 15 esto implica una reinversión parcial.

Se recomienda que la limpieza de los paneles la realice el personal de mantenimiento del edificio por lo que se asigna un presupuesto de Q 500,00 al mes para dicha operación esto equivale a Q 6 000,00 anuales.

Considerando que dentro de 15 años los inversores deben ser reemplazado y se reinvertirían Q 187 645,20 en reemplazarlos.

2.7.2. Cálculo de la energía inyectada a la red

Para calcular la energía inyectada a la red se tienen que tomar en cuenta todas las perdidas.

Tabla XXXIV. **Prospección de generación Anual**

año	paneles	Potencia kW	Generación kW	Generación Real kWh	Generación kWh/mes	Generación kWh/año	Precio	ANUAL
0	264	0,255	67,32	60,59	9 633,49	117 207,49	1,2538	Q146 949,21
1	264	0,249	65,64	59,07	9 392,65	114 277,30	1,2538	Q143 275,48
2	264	0,247	65,17	58,65	9 325,22	113 456,85	1,2538	Q142 246,84
3	264	0,245	64,69	58,23	9 257,79	112 636,39	1,2538	Q141 218,19
4	264	0,243	64,22	57,80	9 190,35	111 815,94	1,2538	Q140 189,55
5	264	0,241	63,75	57,38	9 122,92	110 995,49	1,2538	Q139 160,90
6	264	0,240	63,28	56,95	9 055,48	110 175,04	1,2538	Q138 132,26
7	264	0,238	62,81	56,53	8 988,05	109 354,58	1,2538	Q137 103,61
8	264	0,236	62,34	56,10	8 920,61	108 534,13	1,2538	Q136 074,97
9	264	0,234	61,87	55,68	8 853,18	107 713,68	1,2538	Q135 046,33
10	264	0,233	61,40	55,26	8 785,74	106 893,23	1,2538	Q134 017,68
11	264	0,231	60,92	54,83	8 718,31	106 072,77	1,2538	Q132 989,04
12	264	0,229	60,45	54,41	8 650,88	105 252,32	1,2538	Q131 960,39
13	264	0,227	59,98	53,98	8 583,44	104 431,87	1,2538	Q130 931,75
14	264	0,225	59,51	53,56	8 516,01	103 611,42	1,2538	Q129 903,10
15	264	0,224	59,04	53,14	8 448,57	102 790,97	1,2538	Q128 874,46
16	264	0,222	58,57	52,71	8 381,14	101 970,51	1,2538	Q127 845,81
17	264	0,220	58,10	52,29	8 313,70	101 150,06	1,2538	Q126 817,17
18	264	0,218	57,63	51,86	8 246,27	100 329,61	1,2538	Q125 788,52
19	264	0,216	57,15	51,44	8 178,83	99 509,16	1,2538	Q124 759,88
20	264	0,215	56,68	51,02	8 111,40	98 688,70	1,2538	Q123 731,24
21	264	0,213	56,21	50,59	8 043,97	97 868,25	1,2538	Q122 702,59
22	264	0,211	55,74	50,17	7 976,53	97 047,80	1,2538	Q121 673,95
23	264	0,209	55,27	49,74	7 909,10	96 227,35	1,2538	Q120 645,30
24	264	0,208	54,80	49,32	7 841,66	95 406,89	1,2538	Q119 616,66
25	264	0,206	54,33	48,89	7 774,23	94 586,44	1,2538	Q118 588,01

Fuente: elaboración propia

En el año 25 el panel presenta una eficiencia de 80,7 % lo que hace una generación mensual de 7 774,23 kWh/mes. La vida útil del panel según el fabricante es de 40 años. Sin embargo, habría que redimensionar el inversor

esto es más viable que obtener un valor de rescate. El proyecto está diseñado para una vida útil de 25 años.

2.7.3. Valor presente neto VPN y tasa interna de retorno TIR

Para calcular el VPN y la TIR es necesario encontrar el flujo neto de efectivo. A continuación se presenta el flujo de efectivo anual.

Tabla XXXV. Flujo de efectivo

AÑO	Producción	Operación	REAL	ACUMULADO
0	0	Q1 022 329,79	-Q1 022 329,79	-Q1 022 329,79
1	146 949,211	Q6 000,00	Q116 949,21	-Q905 380,58
2	145 509,109	Q6 000,00	Q139 509,11	-Q765 871,47
3	144 069,007	Q6 000,00	Q138 069,01	-Q627 802,46
4	142 643,599	Q6 000,00	Q136 643,60	-Q491 158,86
5	141 203,497	Q6 000,00	Q135 203,50	-Q355 955,37
6	139 763,395	Q6 000,00	Q133 763,40	-Q222 191,97
7	138 323,292	Q6 000,00	Q132 323,29	-Q89 868,68
8	136 897,885	Q6 000,00	Q130 897,89	Q41 029,21
9	135 457,783	Q6 000,00	Q129 457,78	Q170 486,99
10	134 017,681	Q6 000,00	Q128 017,68	Q298 504,67
11	132 989,036	Q6 000,00	Q126 989,04	Q425 493,71
12	131 960,392	Q187 645,20	-Q55 684,81	Q369 808,90
13	130 931,747	Q6 000,00	Q124 931,75	Q494 740,65
14	129 903,103	Q6 000,00	Q123 903,10	Q618 643,75
15	128 874,458	Q6 000,00	Q122 874,46	Q741 518,21
16	127 845,814	Q6 000,00	Q121 845,81	Q863 364,02
17	126 817,169	Q6 000,00	Q120 817,17	Q984 181,19
18	125 788,525	Q6 000,00	Q119 788,53	Q1 103 969,71
19	124 759,88	Q6 000,00	Q118 759,88	Q1 222 729,59
20	123 731,236	Q6 000,00	Q117 731,24	Q1 340 460,83
21	122 702,591	Q6 000,00	Q116 702,59	Q1 457 163,42
22	121 673,947	Q6 000,00	Q115 673,95	Q1 572 837,37
23	120 645,302	Q6 000,00	Q114 645,30	Q1 687 482,67
24	119 616,658	Q6 000,00	Q113 616,66	Q1 801 099,33
25	118 588,013	Q6 000,00	Q112 588,01	Q1 913 687,34

Fuente: elaboración propia.

Utilizando Excel 2010 se tiene que el VPN es de Q 360 061.89 y la TIR de 11.16282 %. Esto significa que el proyecto es rentable y la inversión se recupera en el octavo año.

2.7.3.1. Beneficio ecológicos

2.7.3.1.1. Beneficios del proyecto como UAEE

Al implementar un sistema de generación eléctrica fotovoltaica como un usuario autoprodutor con excedente de energía en los edificios S7 y M2 con una potencia instalada de 60 kWp equivalente a una energía anual de 242,5 MWh promedio en cada uno, se evita enviar a la atmósfera un promedio de 30.82 toneladas anuales de CO₂ durante los 25 años de vida útil del proyecto. Por cada kWh instalado se dejan de producir en promedio 326 gramos de dióxido de carbono.

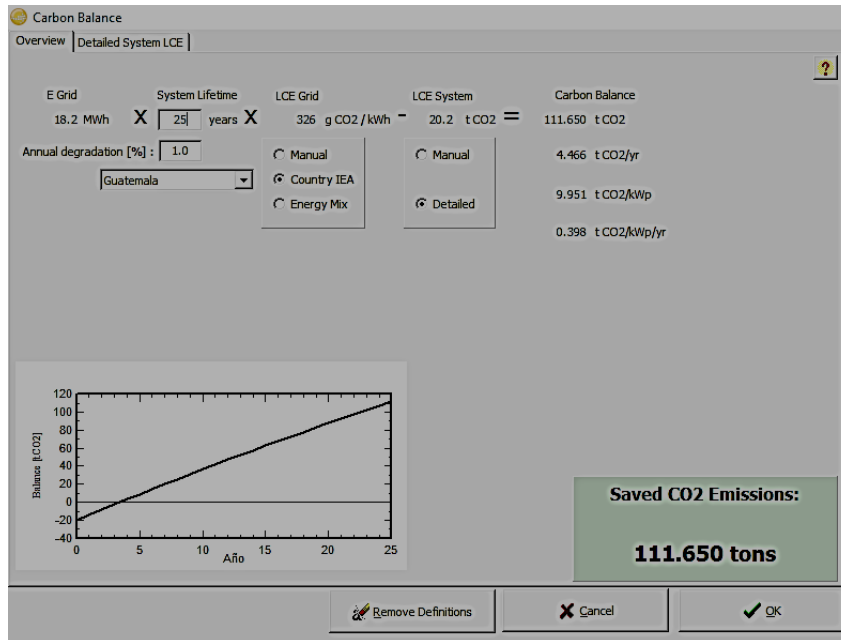
En los 25 años se dejarán de producir 770 toneladas de CO₂ asumiendo que el 65 % de la energía que se consume en cada edificio proviene de fuentes no renovables y que contaminan el ambiente.

Tabla XXXVI. Resumen de toneladas de CO₂ que se evitan

Promedio Anual KWh	Vida útil	tCO ₂ UAEE	tCO ₂ Reales
16,1671398	25	131,76219	111,76219
*Ver tabla completa en apéndice C			

Fuente: elaboración propia.

Figura 71. Cantidad de CO² no emitidos por inversor de 10 kW



Fuente: elaboración propia utilizando el simulador PVsyst 6.3.8.

2.7.3.1.2. Beneficios del proyecto como GDR

La propuesta de potencia a instalar en los edificios S7 y M2 equivale a 150 kW sin pérdidas; la energía generada sería de 242,5 MWh anuales por cada kWh instalado se evitan 326 gCO₂/kWh, expresado en toneladas lo que haría un total de:

$$CO_2 = \frac{326 \text{ gCO}_2 / 1\text{kWh} \times 242\text{MWh}}{100000\text{g}} = 78.26 \text{ toneladas}$$

Por cada edificio se pueden evitar 78.26 toneladas anuales de CO₂ en los 25 años de vida útil del sistema se evitarían 1956 toneladas de CO₂.

Si se asume que la generación de energía eléctrica se hace directamente por los derivados del petróleo se puede calcular la cantidad de barriles de petróleo que se podrían dejar de utilizar y la cantidad en dólares que se ahorrarían anualmente.

Tabla XXXVII. Cálculo del monto en USD y la cantidad de barriles de petróleo ahorrados

	UAEE			GDR		
	MWh anual	Barriles	Ahorro anual US\$	MWh anual	Barriles	Ahorro anual US\$
S7	105.0	169.50	8019.00	260.8	420.9	19913.19
M2	105.0	169.50	8019.00	260.8	420.9	19913.19

Fuente: elaboración propia.

Como autoproducer se generan 60 kW en cada edificio y se invierte Q1 022 329,79 lo que equivale a Q17 038,83 por 1 kW y su equivalente en Dólares es de US\$ 2 221,04. Para optar a GDR se necesita una inversión de US\$ 333 156,64 lo que equivale a Q 2 555 824,50 con una tasa de cambio de Q 7,67154 por US\$ 1.²⁸

²⁸ Banco de Guatemala.
<http://www.banguat.gob.gt/cambio/historico.asp?kmoneda=02&ktipo=5&kdia=16&kmes=10&kanio=2015&kdia1=16&kmes1=10&kanio1=2015&submit1=Consultar>. Consulta: 19 de octubre de 2015.

3. FASE DE ENSEÑANZA-APRENDIZAJE

3.1. Curso de capacitación

La fase de enseñanza consta de la capacitación dirigida a estudiantes de los cursos de Ingeniería Eléctrica I y II a los representantes de la División de Servicios Generales y al público en general.

3.1.1. Plan de capacitación

Para la planificación de las capacitaciones se consideran aspectos como el tiempo disponible de las personas a quien se dirige la capacitación, la disponibilidad de los auditorios a utilizar y la temática a trabajar. Las capacitaciones fueron divididas en dos etapas: generalidades sobre sistemas de generación solar fotovoltaica y diseño de sistema de generación solar fotovoltaico en la Universidad de San Carlos de Guatemala.

La primera etapa se dirigió a estudiantes del curso de Ingeniería Eléctrica I y II y a los representantes de la División de Servicios Generales, fue desarrollada en el salón Dr. Osorio en el Colegio de Profesionales zona 15 el día 23 de septiembre de 9:00 a 12:00 horas.

La temática desarrollada fue: generalidades de sistemas fotovoltaicos, paneles e inversores para sistemas fotovoltaicos, diseño, estructuras y cableado, protección del sistema fotovoltaico y el marco legal.

Por la magnitud del evento, la Coordinación del EPS del área de Mecánica Eléctrica dispuso unificar las conferencias asignando una temática específica a los estudiantes involucrados.

Figura 72. **Desarrollo de seminario sobre inversores fotovoltaicos**



Fuente: Colegio de profesionales Zona 15 Guatemala.

La segunda etapa de la conferencia fue dirigida al público en general, se desarrolló el jueves 30 de julio en las salas 1 y 2 del Salón de Audiovisuales de la Biblioteca Central en el cuarto nivel. La temática tratada fue con base en el diseño de sistema solar fotovoltaico para la Universidad de San Carlos de Guatemala y se dividió en tres fases: fundamentos teóricos, diseño de aplicación, normativa y análisis económico.

En la fase de fundamentos teóricos se hizo un resumen sobre todos los elementos que conforman un sistema de generación fotovoltaico.

En la fase de diseño de aplicación se desarrolló el ejemplo de diseño del edificio S7 en donde se tomaron en cuenta todos los pasos necesarios para implementar el sistema de generación fotovoltaico, describiendo la cantidad de paneles a utilizar, el dimensionamiento de los inversores, las protecciones, la estructura y el cableado así como la prospección de generación y los mantenimientos que deben tener este tipo de sistema.

En la fase de normativa y análisis económico se presentó la legislación que ampara los proyectos de GDR y el análisis económico en donde se argumenta la rentabilidad de este tipo de proyectos.

Figura 73. **Seminario sobre dimensionamiento de paneles solares**



Fuente: Edificio de recursos educativos de la ciudad universitaria.

3.2. Plan de contingencia

Este es un plan que tiene una estructura estratégica la cual permite minimizar las consecuencias negativas a la hora que exista una situación de emergencia, el plan ayudará a evitar accidentes a la hora de realizar el proyecto tratando de minimizar al máximo los riesgos, ya sean internos o externos.

Tratando de garantizar la continuidad al máximo del sistema solar fotovoltaico, el cual se hará con base en la evaluación y planificación de posibles riesgos, por lo cual es necesario que sea revisado y actualizado de forma continua. El plan será elaborado para reducir riesgos de accidentes del personal y terceras personas durante la elaboración del proyecto y cuando esté en marcha, velando riesgos como incendios, seguridad personal, mantenimientos.

3.2.1. Riesgo por fenómenos atmosféricos

Entre los fenómenos atmosféricos que se pueden mencionar en el área donde se instalarán los paneles, serán lluvias torrenciales escasas y posible caída de rayos. Las lluvias no traen ningún inconveniente mientras se tenga bien aislado el sistema fotovoltaico y además las lluvias pueden ayudar por el hecho que ayudan a limpiar los paneles.

Respecto a la caída de rayos no se espera ningún problema, ya que el sistema de tierras y pararrayos están bien calculados con base en las normas correspondientes descritas anteriormente.

3.2.2. Riesgo por incendio

Los riesgos de incendio se pueden tener en varios lugares del sistema fotovoltaico, tanto en los inversores, cableado o incluso en los paneles solares, por lo mismo se deben atender ciertas medidas de seguridad en los equipos:

- Mantener seca y ventilada el área donde esté el inversor, evitar rayos directos del sol y comprobar que funcione correctamente sin ruidos raros en su interior.
- En el cableado cerciorarse de que las conexiones estén bien apretadas para evitar falsos contactos y que estén bien aislada. No se deben conectar cargas superiores al estudio realizado para evitar sobrecalentamiento en el cableado.
- Mantener limpia el área de productos inflamables cerca del panel ya que puede ser de riesgo y puede agarrar fuego debido a la temperatura de los paneles.

Siempre tener extinguidores cerca y capacitar al personal para poderlos utilizar en caso de algún inconveniente.

3.2.3. Riesgos causados por personal humano

Los riesgos a tomar en cuenta serán durante la ejecución de la obra, tanto en la utilización de máquinas y en la instalación eléctrica propiamente dicha, tomando en cuenta los técnicos instaladores y personas que puedan verse afectadas en los alrededores de los edificios. Entre los riesgos están:

- Caídas del personal en ejecución de la obra y mantenimientos posteriores, ya sea preventivos o correctivos.

- Riesgo que caigan objetos de las terrazas.
- Golpes por utilización de equipo de trabajo.
- Descargas eléctricas.
- Quemaduras.

3.2.4. Medidas de seguridad

Entre las medidas de seguridad a utilizar para la realización del proyecto están:

- Acordonamiento del área a trabajar para evitar caída de objetos y que se lastimen terceras personas
- Limpieza diaria de materiales sin uso para evitar caídas
- Utilizar redes y barandas en andamios para evitar riesgos de caída de las personas o de objetos a subir
- Los accesorios eléctricos tales como cableado, paneles, etc, se guardarán en lugares sin humedad
- Se utilizará equipo aislante para evitar choques eléctricos

También se utilizará equipo de seguridad personal, el cual debe de tener todo trabajador que esté en la obra o en los alrededores, los accesorios obligatorios serán:

- Botas con punta de acero y aislada
- Guantes
- Cascos
- Lentes protectores con protección solar UV
- Cinturones de seguridad
- Mascarillas protectoras

- Lentes de soldadura
- Cinturones para cargar el equipo
- Arnés para las alturas

3.2.5. Mantenimiento preventivo

Para el correcto mantenimiento del sistema solar fotovoltaico durante su vida útil, se harán mantenimientos continuos, entre los cuales inspecciones visuales y comprobación del funcionamiento del equipo, el cual se realizará cada cuatro meses. Las revisiones a realizar serán:

- Verificación de los módulos, limpieza y apriete de conexiones eléctricas.
- Verificación de estructuras y soportes, incluyendo ajustes y torque en los tornillos.
- Verificación del inversor.
- Verificación de las protecciones eléctricas y su cableado.
- Verificación del sistema de tierras y pruebas de megger.
- Verificación de los sistemas de pararrayos.
- Limpieza de los árboles en los alrededores para evitar sombras.

3.2.6. Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo será por personal capacitado en el área, el cual tendrá a su cargo el cambio o reparación de los equipos dañados en la instalación para su buen funcionamiento; se tendrá un *stock* de repuestos para la solución de dichos problemas los cuales se atenderán con la urgencia respectiva.

Para dichos mantenimientos, también se contará con el equipo de seguridad industrial correspondiente, para poder evitar riesgos durante dichos mantenimientos y la protección del personal así como las instalaciones del mismo. Se desconectará la corriente en caso sea necesario sacar de funcionamiento alguna parte del sistema solar. Por dicho motivo se diseñó de una forma que no afecte mucho su mantenimiento y la generación siga funcionando con la mayor cantidad de paneles para evitar pérdidas económicas.

CONCLUSIONES

1. El área disponible en los edificios de la Escuela de Ciencias de la Comunicación tiene una capacidad de generación de energía solar fotovoltaica de tres veces lo consumido.
2. Para que los edificios S7 y M2 sean autoprodutores con excedente de energía se necesitan 264 paneles solares fotovoltaicos de 255 W y seis inversores de 10 kW para cada edificio.
3. El análisis económico realizado indica que el proyecto es rentable con una tasa interna de retorno del 11 % y un valor presente neto (VPN) mayor que cero, proyectando un tiempo de 8 años en recuperación de la inversión.
4. El inversor seleccionado trae integradas las protecciones anti isla, secuencia de fase y sincronismo que la normativa NTGDR establece para autorizar la interconexión; también, integra protecciones inherentes al sistema como sobrecarga, sobrecorriente y sobrevoltaje.
5. El diseño del sistema de tierras es una malla en delta por ser la configuración que produce una resistencia menor de 10 ohmios. Esta malla protegerá tanto a las personas que pudieran estar en contacto con una sobrecorriente por un cortocircuito, como a los equipos.
6. El diseño del sistema de protección contra descargas atmosféricas se hizo necesario al hacer el estudio de nivel de protección, al considerar

cada uno de los coeficientes y las características que los paneles, estructuras metálicas e inversores se encuentran a la intemperie, habiendo una gran probabilidad de una descarga.

RECOMENDACIONES

1. Iniciar la instalación de los sistemas de generación de energía fotovoltaica en un plazo no muy largo ya que actualmente se impulsa la generación de energía renovable en Guatemala para promover los beneficios ecológicos de la energía solar.
2. Desarrollar el proyecto como un usuario autoprodutor con excedente de Energía por los beneficios económicos que representan para la Universidad de San Carlos de Guatemala, tomando en cuenta que se hace un canje entre lo generado y lo consumido.
3. Después de la implementación del proyecto se debe evaluar la posibilidad de participar como GDR por la capacidad de generación disponible en las terrazas de los edificios S7 y M2.
4. Promover el uso de la generación de energía eléctrica con paneles después de instalado el sistema solare creando campañas de concientización y visitas técnicas en los edificios, para ver los beneficios tanto ambientales como económicos.

BIBLIOGRAFÍA

1. CARTA, José y CALERO, Roque. *Centrales de energía solar fotovoltaica. En: Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables.* 1ª. ed. Madrid: Pearson Educación, S.A., 2009. pp. 235-329.
2. COMISIÓN Nacional de Energía Eléctrica. *Resolución CNEE-227-2014 : Norma técnica de generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía.* Guatemala: MEM, 2014. 16 p.
3. Decreto 93-96. *Ley General de Electricidad,* Guatemala, 21 de noviembre de 1996.
4. HARPER, Gilberto. *El abc de las instalaciones eléctricas en sistemas eólicos y fotovoltaicos.* 1ª. ed. México: Limusa, 2011. 368 p.
5. HARPER, Gilberto. *Elementos de protección de sistemas eléctricos.* 1ª. ed. México: Limusa, 2008. 451 p.
6. HARPER, Gilberto. El problema general de las variaciones de voltaje, las armónicas y los transitorios. En: *El ABC de la calidad de la energía eléctrica.* 1ª. ed. México: Limusa, 1999. pp 45-70.
7. MORO, Miguel. *Instalaciones solares fotovoltaicas.* 1ª. ed. España: Paraninfo, 2010. 216 p.

8. NEAGU, Serban y CAMPERO, Eduardo. *Instalaciones eléctricas: conceptos básicos y diseño*. México D.F.: Alfaomega, 1992. 240 p.
9. NOFUENTES, G. y MUÑOZ, J. V. *Manual técnico: instalación de plantas fotovoltaicas en terrenos marginales*. 1ª. ed. Valencia: pvs in Bloom, 2011. 80 p.
10. PÉREZ R., Herbert. *Estudio técnico/económico para la utilización de paneles solares, en el circuito de iluminación del hospital distrital de la tinta, alta verapaz, de acuerdo a la norma NTGDR*. Trabajo de titulación (Ingeniero Electricista). Guatemala: USAC, Facultad de Ingeniería, 2013. 200 p.
11. RAMIREZ, José y CANO, Eduardo. *Sistema de puesta de tierra: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF*. 1ª. ed. Colombia: Blanecolor Ltda., 2010. 122 p.
12. 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.

APÉNDICES

Apéndice 1. Simulación del sistema fotovoltaico en PVSyst para un inversor de 10KW

Definición de un sistema red, Variante "Nueva variante de simulación"

Configuración global sistema

1 N° de tipos de sub-campos

Esquema Simplificado

Resumen sistema global

N° de módulos	44	Potencia nominal FV	11.2 kWp
Superficie módulos	79 m²	Potencia máxima FV	11.1 kWdc
N° de inversores	1	Potencia nominal CA	10 kWac

Generador FV

Sub-array name and Orientation

Name:

Orient.: **Plano Inclinado Fijo**

Tilt: **15°**
Azimuth: **0°**

Ayuda al Dimensionado

No Sizing Entrar Pnom deseada: kWp

... o superficie disponible: m²

Selección del módulo FV

Todos los módulos Lista módulos por: Potencia Tecnología Módulos aprox. necesarios: **39**

Yingli Solar 255 Wp 27V Si-poly YL255P-32b Until 2013 Manufacturer 2C

Tensiones de dimensionado: **27.3 V**
Voc (-10°C): **46.1 V**

Use Optimizer

Selección del inversor

Disponible actualmente Lista inversores por: Potencia Tensión (máx)

Power-One 10 kW 120 - 520 V HF Tr 60 Hz PVI-104-OUTD-S-US-208 Since 2010

N° de entradas MPPT: Utilice característica m Tensión Funciona.: **120-520 V** Pglobal inversor: **10 kWac**
Tensión máx de entrada: **520 V** **Inversor con 2 MPPT**

50 Hz 60 Hz

Diseño del generador FV

N° de módulos y cadenas

Mód. en serie: entre 5 y 11

N° de cadenas: única posibilidad 4

Perdida sobrecarga: **0.2 %** Pérd. sobrecarg:

Relación Pnom: **1.12**

N° módulos: 44 Superficie: 79 m²

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C): 300 V
Vmpp (20°C): 367 V
Voc (-10°C): 507 V

Irradiancia plano: **1122 W/m²**

Impp (GMax): 35.2 A
Isc (GMax): 38.3 A
Isc (en STC): 33.6 A

Máx. en bases STC

Pmáx en funcionamiento en 1122 W/m² y 50°C: **11.1 kW**

Potencia nom gener. [STC] 11.2 kWp

System summary

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. **Datos obtenidos de las facturas del medidor J39247 que alimenta al edificio M1 y M2**

Mes	<u>kWh</u>	<u>kVARh</u>	<u>P max</u>	<u>Potencia Contrada</u>	Factor de potencia	Tarifa	Total Factura
11/07/2013	18960	8560	96.8	112.8	0.9114	1.455534	Q42,526.67
10/09/2013	23520	10080	112	112.8	0.9191	1.437520	Q44,765.95
10/01/2014	0	0	50.4	116.8	0	1.384101	Q5,384.49
8/02/2014	14080	6090	97.6	116.8	0.9181	1.382557	Q28,470.58
11/03/2014	20240	8400	99.2	116.8	0.9236	1.382557	Q38,051.81
9/04/2014	16000	6640	98.4	116.8	0.9236	1.382557	Q31,464.98
10/05/2014	14560	6480	97.6	116.8	0.9136	1.295963	Q27,797.88
10/06/2014	20400	8560	100	116.8	0.9221	1.295963	Q36,338.48
11/07/2014	18240	7680	97.6	116.8	0.9216	1.295963	Q33,139.33
Promedios	16222*					Q1.37	Q31,993.35

*Si se divide el consumo en los dos edificios le corresponde 8111 kWh para el edificio M2

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 3. Cálculo de las toneladas de Dióxido de Carbono evitadas al ambiente por año durante la vida útil del sistema con un factor de 326gCO₂/kWh

Año	MWh	tCO ₂ Inversor	tCO ₂ UAEE	tCO ₂ GDR
1	18.1916	5.9304616	35.5827696	88.956924
2	18.009684	5.87115698	35.2269419	88.0673548
3	17.8295872	5.81244541	34.8746725	87.1866812
4	17.6512913	5.75432096	34.5259258	86.3148144
5	17.4747784	5.69677775	34.1806665	85.4516663
6	17.3000306	5.63980997	33.8388598	84.5971496
7	17.1270303	5.58341187	33.5004712	83.7511781
8	16.95576	5.52757775	33.1654665	82.9136663
9	16.7862024	5.47230198	32.8338119	82.0845297
10	16.6183404	5.41757896	32.5054737	81.2636844
11	16.452157	5.36340317	32.180419	80.4510475
12	16.2876354	5.30976914	31.8586148	79.646537
13	16.124759	5.25667144	31.5400287	78.8500717
14	15.9635114	5.20410473	31.2246284	78.061571
15	15.8038763	5.15206368	30.9123821	77.2809552
16	15.6458376	5.10054305	30.6032583	76.5081457
17	15.4893792	5.04953762	30.2972257	75.7430642
18	15.3344854	4.99904224	29.9942534	74.9856336
19	15.1811405	4.94905182	29.6943109	74.2357773
20	15.0293291	4.8995613	29.3973678	73.4934195
21	14.8790358	4.85056569	29.1033941	72.7584853
22	14.7302455	4.80206003	28.8123602	72.0309004
23	14.582943	4.75403943	28.5242366	71.3105914
24	14.4371136	4.70649903	28.2389942	70.5974855
25	14.2927425	4.65943404	27.9566043	69.8915107
		131.76219	790.573138	1976.43284
	Factor por fabricación -20 t	111.76219	770.573138	1956.43284
	Toneladas Anuales	4.47048759	30.8229255	78.2573138

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 4. **Conferencia sobre Sistemas Fotovoltaicos**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 5. **Seminario sobre Sistemas Fotovoltaicos**



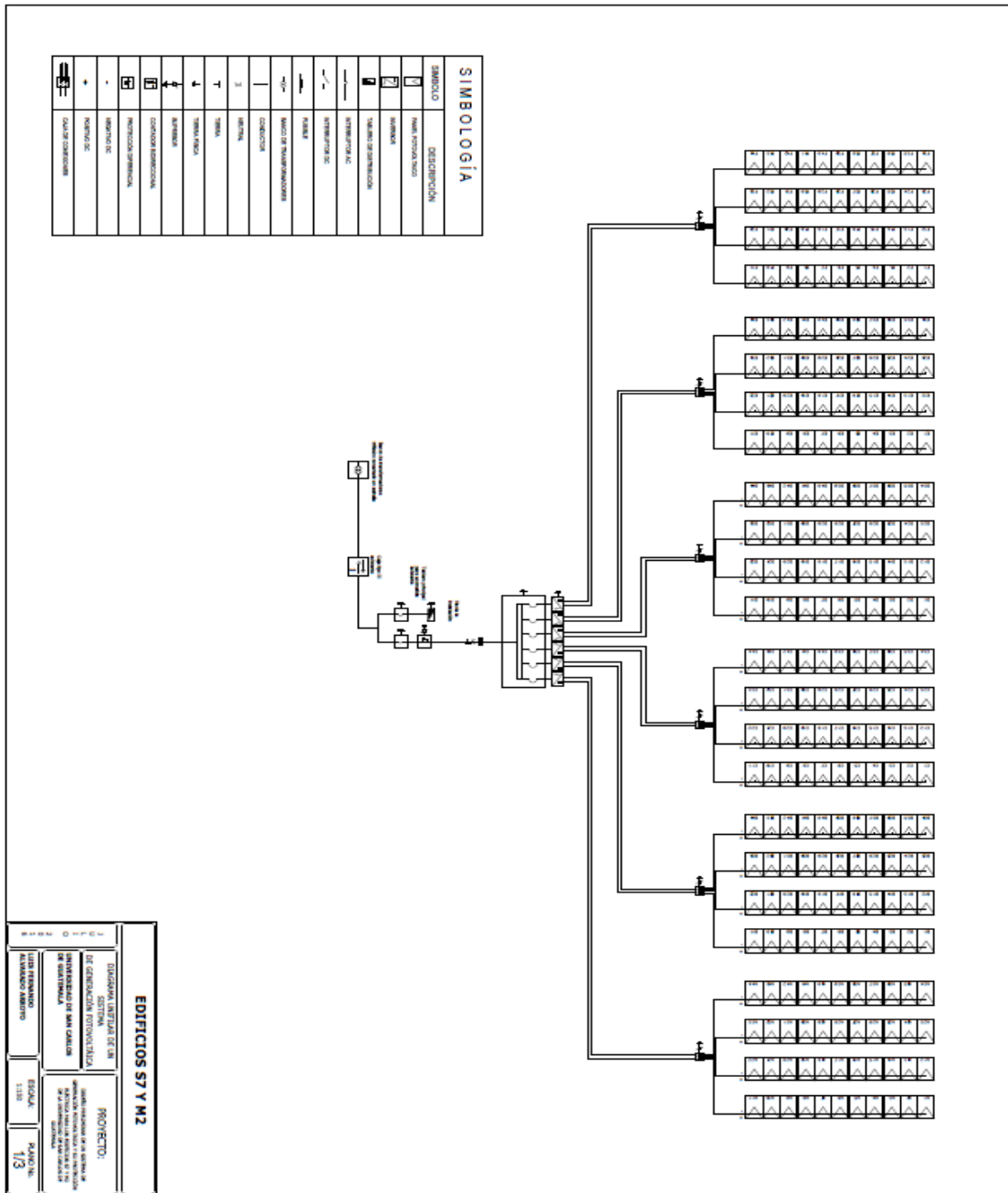
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 6. **Medición de área de la azotea del edificio S7**



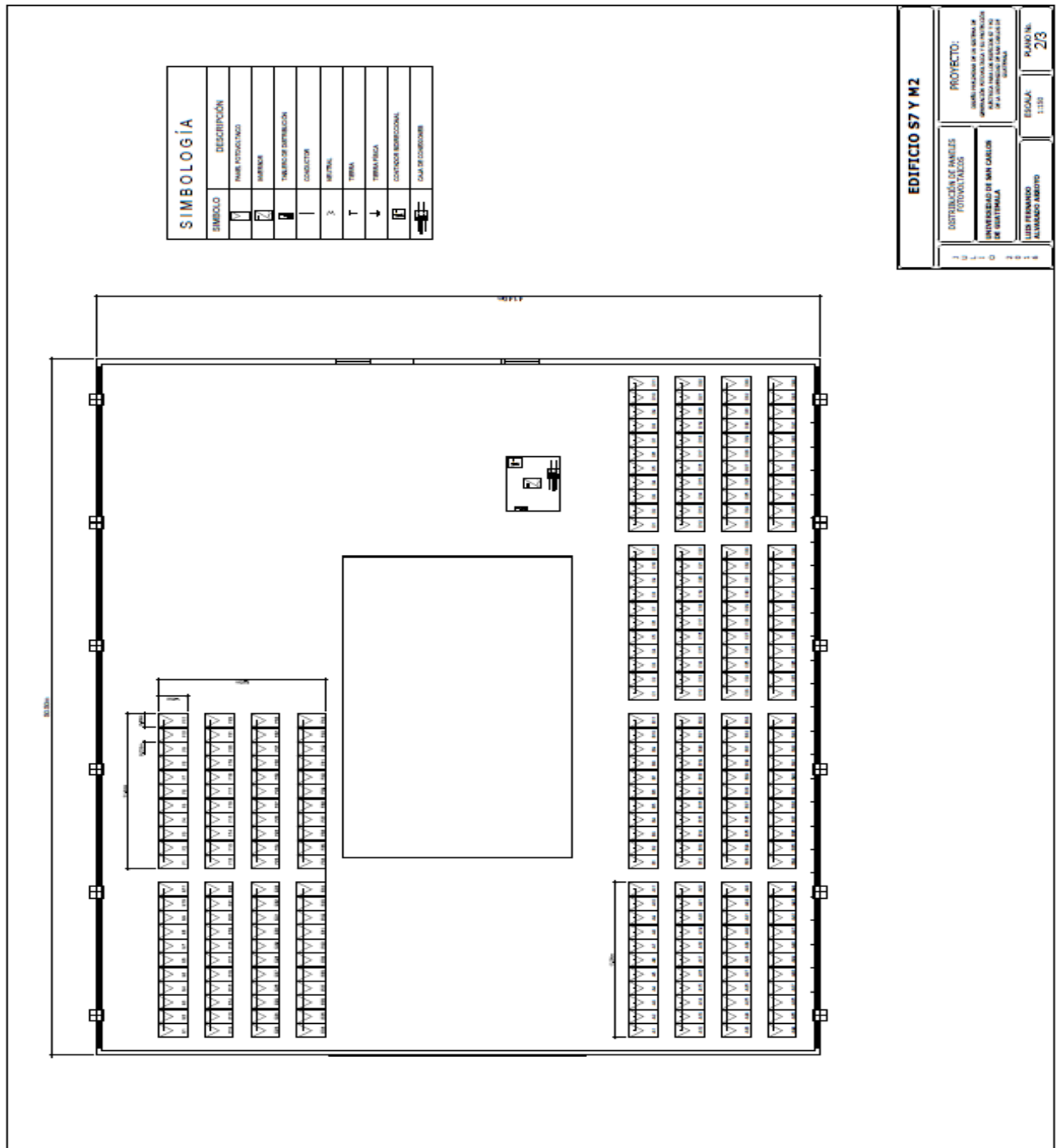
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 7. Diagrama unifilar del sistema de generación fotovoltaico



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD.

Apéndice 8. Distribución de los paneles en los edificios S7 y M2



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD.

ANEXOS

Anexo 1. Datos característicos del panel Yingli

YGE 60 CELL SERIES 2

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type	P _{max}	W	Y _L xxxP-29b (xxx=P _{max})				
			260	255	250	245	240
Power output	P _{max}	W	260	255	250	245	240
Power output tolerances	ΔP _{max}	W	0 / + 5				
Module efficiency	η _m	%	16.0	15.7	15.4	15.1	14.8
Voltage at P _{max}	V _{mp}	V	30.3	30.0	29.8	29.6	29.3
Current at P _{max}	I _{mp}	A	8.59	8.49	8.39	8.28	8.18
Open-circuit voltage	V _{oc}	V	37.7	37.7	37.6	37.5	37.5
Short-circuit current	I _{sc}	A	9.09	9.01	8.92	8.83	8.75

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.
Average relative efficiency reduction of 3.3% at 200W/m² according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power output	P _{max}	W	189.7	186.0	182.4	178.7	175.1
Voltage at P _{max}	V _{mp}	V	27.6	27.4	27.2	27.0	26.8
Current at P _{max}	I _{mp}	A	6.87	6.79	6.71	6.62	6.54
Open-circuit voltage	V _{oc}	V	34.8	34.8	34.7	34.6	34.6
Short-circuit current	I _{sc}	A	7.35	7.28	7.21	7.14	7.07

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 ± 2
Temperature coefficient of P _{max}	γ	%/°C	-0.42
Temperature coefficient of V _{oc}	β _{oc}	%/°C	-0.32
Temperature coefficient of I _{sc}	α _{sc}	%/°C	0.05
Temperature coefficient of V _{mp}	β _{mp}	%/°C	-0.42

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V _{oc}
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
------------------------------------	---------------------------------

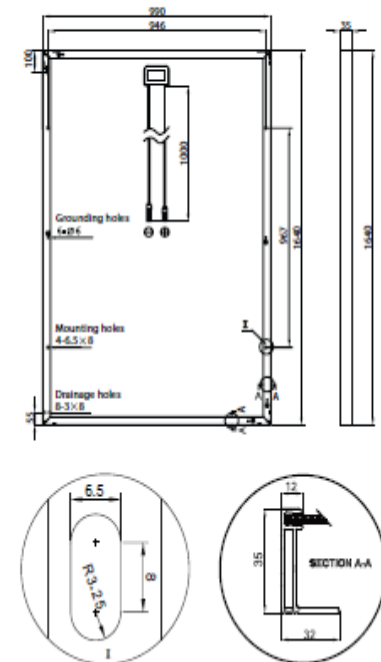
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	1640mm / 990mm / 35mm
Weight	18.5kg

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	29
Number of pallets per 40' container	28
Packaging box dimensions (L / W / H)	1700mm / 1135mm / 1165mm
Box weight	568kg


Unit: mm

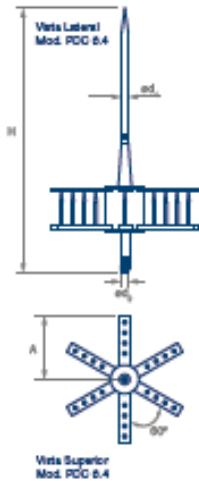



Fuente: Yingli Solar. <http://www.yinglisolar.com/en/products/multicrystalline/yge-60-cell-series/>.

Consulta: 15 de octubre de 2014

Anexo 2. Características del pararrayos PCD







**PARARRAYOS
INGESCO®
PDC**

Pararrayos con dispositivo de cebado no electrónico, normalizado según normas UNE 21.188:2011 NFC17-102:2011 NP4426:2013

funcionamiento

El diseño del pararrayos INGESCO® PDC permite producir una ionización de las partículas de aire alrededor de la punta del captador, que genera un trazador ascendente dirigido hacia la nube. Esta corriente de iones intercepta y canaliza desde su origen la descarga eléctrica del rayo.

Entre el conjunto excitador -que se encuentra al mismo potencial que el aire circundante y la punta y el conjunto deflector -que se hallan a igual potencial que la tierra -se

establece una diferencia de potencial que es tanto más elevada cuanto más alto es el gradiente de potencial atmosférico, es decir, cuanto más inminente es la formación del rayo.

La obtención, mediante ensayos de laboratorio, del valor Δt (Incremento del tiempo de cebado) permite establecer una correlación entre la velocidad de propagación de la corriente de iones y la distancia de impacto del rayo, a partir de la cual se calcula el radio de protección para

cada modelo de pararrayos (ver cuadro adjunto).

El conocimiento de estos radios de protección nos permite seleccionar el modelo de pararrayos más adecuado a las características de la estructura a proteger, de acuerdo con la normativa reguladora del CTE (Código Técnico de la Edificación).

niveles de protección

Model	PDC 3.1	PDC 3.3	PDC 4.3	PDC 5.3	PDC 6.3	PDC 6.4
Ref.	101000	101001	101003	101005	101008	101009
Δt	15 μs	25 μs	34 μs	43 μs	54 μs	60 μs
NIVEL I	35 m	45 m	54 m	63 m	74 m	80 m
NIVEL II	45 m	55 m	64 m	73 m	84 m	90 m
NIVEL III	60 m	70 m	79 m	88 m	99 m	105 m
NIVEL IV	75 m	85 m	94 m	103 m	114 m	120 m

Radio de protección calculado según el Código Técnico de la Edificación.

especificaciones técnicas

Mod.	Ref.	Mat.	d_c (mm)	d_p (mm)	H (mm)	A (mm)	Peso (gr.)
PDC 3.1	101000	Inox	10	20	387	96	2350
PDC 3.3	101001	Inox	10	20	508	150	3200
PDC 4.3	101003	Inox	10	20	508	150	3400
PDC 5.3	101005	Inox	10	20	508	150	3600
PDC 6.3	101008	Inox	10	20	508	150	3800
PDC 6.4	101009	Inox	10	20	508	180	4150

Fuente: INGESCO. <http://www.ingesco.com/es/productos/pararrayos-ingesco-pdc>. Consulta: 12 de mayo de 2015.

Anexo 3. Datos característicos del Inversor



AURORA®

PVI-10.0-I

GENERAL SPECIFICATIONS OUTDOOR MODELS

Designed for commercial usage, this three-phase inverter is highly unique in its ability to control the performance of the PV panels, especially during periods of variable weather conditions.

This device has two independent MPPTs and efficiency ratings of up to 97.3%.

The input voltage range makes the inverter suitable to installations with reduced string size. The HF isolation allows positive or negative ground configuration.

It is available with an optional fully-integrated DC combiner box equipped with DC or AC and DC disconnect switches and DC fuses. The unit is free of electrolytic capacitors, leading to a longer product lifetime and reliability.

Features

- High speed and precise MPPT algorithm for real time power tracking and improved energy harvesting
- Flat efficiency curves ensure high efficiency at all output levels ensuring consistent and stable performance across the entire input voltage and output power range
- "Electrolyte-free" power converter to further increase the life expectancy and long term reliability
- True three-phase bridge topology for DC/AC output converter
- Night wake up button to access energy harvesting data and error log when inverter is sleeping
- Dual input sections with independent MPPT, allows optimal energy harvesting from two sub-arrays oriented in different directions
- NEMA 4X outdoor enclosure for unrestricted use under any environmental conditions



-S1 version



-S2 version

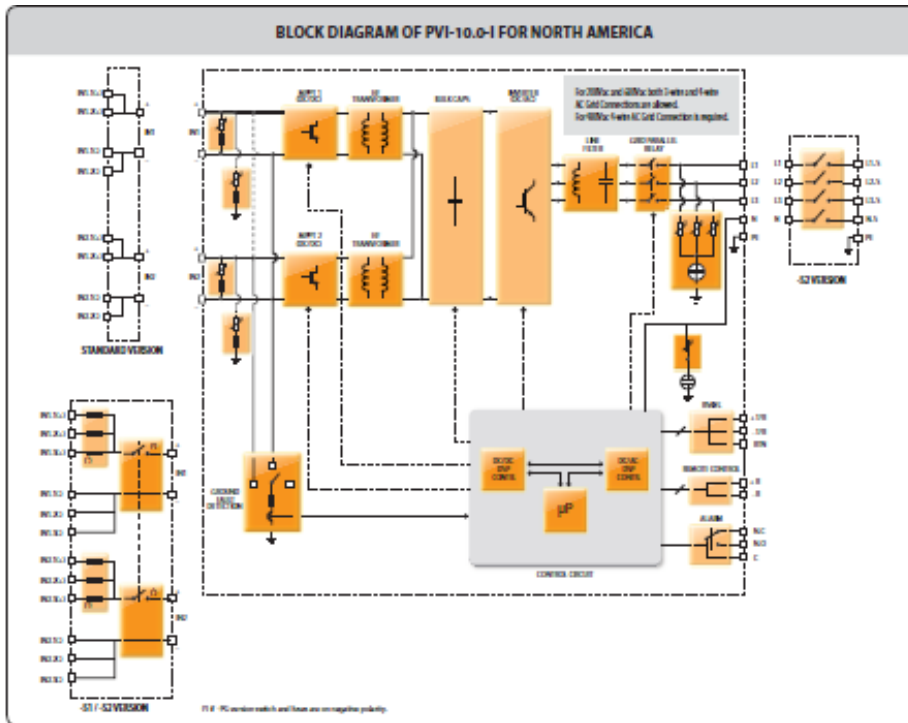
AURORA TRIO

Fuente: *ABB string inverters.*

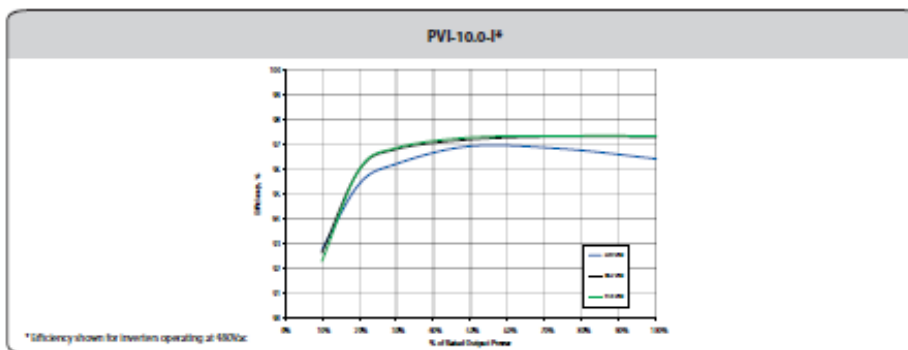
<https://www.northcoastelectric.com/ASSETS/DOCUMENTS/CMS/EN/PVI10.0-1.pdf>

Consulta: 15 de abril de 2015

Anexo 4. Diagrama del Inversor



Block Diagram and Efficiency Curves



Fuente: *ABB string inverters.*


<https://www.northcoastelectric.com/ASSETS/DOCUMENTS/CMS/EN/PVI10.0-1.pdf>.

Consulta: 15 de abril de 2015.

Anexo 5: Informe puesta a tierra



**CENTRO DE INVESTIGACIONES DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



No. 4012

INFORME PUESTA A TIERRA
No. ME- 2S - 013 - 2014

DATOS GENERALES:

No. Orden de trabajo	33964
Fecha de solicitud:	Jueves 23 de octubre 2014
Interesado:	Luis Fernando Alvarado Arroyo
Dirección:	Ciudad Universitaria Zona 12
Trabajo solicitado:	06 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:	Bienestar Estudiantil y Edificio M2
# de mediciones:	06 mediciones

	RESULTADOS Bienestar Estudiantil			RESULTADOS Edificio M2		
	Capa 1	Capa 2	Capa 3	Capa 1	Capa 2	Capa 3
<i>Distancia</i>	1 m	2 m	3 m	1 m	2 m	3 m
<i>Mensurado en Ωm</i>	19.29	22.24	33.36	203.58	286.51	373.22



Inga. Pamela Ulianova Vega Morales
Coordinación de Variables Eléctricas





VoBo. Inga. Telma Maricela Cano Morales
Directora CII-USAC

Guatemala, noviembre 17 de 2014.

FACULTAD DE INGENIERÍA –USAC–
Edificio T-5, Ciudad Universitaria zona 12
Teléfono directo: 2418-9115, Planta: 2418-8000 Exts. 86209 y 86221 Fax: 2418-9121
Página web: <http://cii.usac.edu.gt>

Fuente: elaboración propia.

Anexo 6: Conferencia sobre sistemas fotovoltaicos



Fuente: elaboración propia.

