

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED, EN LA
UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, FACULTAD
MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE**

PRESENTADO POR:

LOPEZ CUELLAR, JONATHAN MISAEL
MONZÓN ALVAREZ, DANIEL ALEJANDRO
SANDOVAL ESTRADA, RENÉ ALEXANDER

LC16009
MA15045
SE15001

PARA OPTAR AL TITULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, ABRIL 2023

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

PhD. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR INTERINO:

ING. WERNER DAVID MELENDEZ VALLE

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:
INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED, EN LA
UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, FACULTAD
MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE**

Presentado por:

LOPEZ CUELLAR, JONATHAN MISAEEL	LC16009
MONZÓN ALVAREZ, DANIEL ALEJANDRO	MA15045
SANDOVAL ESTRADA, RENÉ ALEXANDER	SE15001

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. ANA MARIA FIGUEROA DE MUNGIA

CIUDAD UNIVERSITARIA, ABRIL 2023

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'AMFM', is centered on the page.

ING. ANA MARIA FIGUEROA DE MUNGIA

NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, jueves 30 de marzo de 2023, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 8:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:




1. Ing. Werner David Meléndez Valle
Director Interino

Firma



2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario


Firma

Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:



- ING. ANA MARIA FIGUEROA DE MUNGUIA
(Docente Asesor)

Firma



- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

Firma



- DR. CARLOS OSMIN POCASANGRE JIMENEZ

Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED, EN LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE

A cargo de los Bachilleres:

- LÓPEZ CUÉLLAR JONATHAN MISAEL
- MONZÓN ALVAREZ DANIEL ALEJANDRO
- SANDOVAL ESTRADA RENÉ ALEXANDER

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.5
(Ocho punto cinco)

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, agradecido con Dios por haberme permitido llegar hasta el final de mi carrera, por complacerme en realizar el proceso de graduación a pesar de las dificultades que se han presentado en el transcurso de mi carrera.

A mi familia por haberme brindado siempre todo su amor, paciencia, apoyo moral, espiritual y emocional, que me ha ayudado a realizar grandes logros en el desarrollo de toda mi carrera. Agradezco a nuestros docentes, por motivarnos, brindado su apoyo y paciencia en la carrera desde principio a fin.

Mi agradecimiento también va dirigido a mis compañeros y amigos de tesis, por estar presente en el desarrollo de la investigación y hacer posible con su compañerismo y amistad un apoyo fundamental en mí. No ha sido sencillo, el camino hasta ahora; gracias por todos sus aportes y apoyo; ya que eso ha ayudado que lo complicado de realizar esta meta se sienta menos su dificultad, y hago mi afecto presente hacia ustedes”.

Jonathan Misael López Cuellar

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, quiero agradecer a Dios porque sé que él es quien ha permitido que culmine mi carrera universitaria, porque en momentos de debilidad él fue mi fortaleza.

Le agradezco a mi madre que siempre me han brindado su apoyo incondicional para poder cumplir todos mis objetivos personales y académicos. Con su cariño y amor me ha impulsado siempre a perseguir mis metas y nunca abandonarlas frente a las adversidades. También es quien me ha brindado el soporte material y económico para poder concentrarme en los estudios y nunca abandonarlos. Gracias por siempre apoyarme mamá, te amo.

Son muchos los docentes que han sido parte de mi camino universitario, y a todos ellos les quiero agradecer por transmitirme los conocimientos necesarios para hoy poder estar aquí.

Agradecerles a todos mis compañeros los cuales varios de ellos se han convertido en mis mejores amigos. Mis compañeros de tesis, sé que no fue fácil, pero al final podemos decir que sí se pudo. Gracias a todos mis amigos por las horas compartidas, los trabajos realizados en conjunto y las historias vividas, que puedo decir que son incontables.

Daniel Alejandro Monzón Álvarez

AGRADECIMIENTOS

Doy gracias a Dios por poder terminar una parte muy importante de mi vida, la cual disfrute mucho que tuvo altos y bajos, pero no me queda más que agradecer cada momento y experiencia vivida, todo eso me ha llevado hasta donde estoy actualmente.

Gracias a mi familia la cual me apoyo desde el principio, gracias, MADRE por ayudarme en todo momento nunca has dejado de creer en mí y de darme ánimos para seguir adelante sin importar nada, nunca bajaste los brazos conmigo y me impulsabas a seguir, gracias, Papá por impulsarnos a mí y mis hermanos a querer algo mejor para nuestras vidas siempre.

Gracias a mis hermanos y Diego Rivera nosotros sabemos de dónde comenzamos y hasta donde hemos llegado, juntos hemos pasado por mucho y ahora podemos disfrutar de lo que hemos conseguido lo cual aún no es nada y podemos lograr más.

A mis compañeros de universidad con ellos si bien pasamos malos ratos, no podemos negar que cada momento de esos a día de ahora han valido la pena, gracias aquellos que están desde el primer día que entre a la U, las primeras personas que me recibieron en San Salvador recién llegado de Santa Ana y todos aquellos que se fueron sumando en el camino con los cuales seguimos conservando una gran amistad, espero contar siempre con ellos tanto como profesionalmente como en mi vida personal.

Agradezco a la universidad por permitirme lograr aquello que siempre quise que fue triunfar deportivamente, representando orgullosamente los colores de mi país y de mi universidad tanto nacionalmente como internacional. Gracias a esos profesores que estuvieron conmigo en ese momento ya que gracias a ellos pude formar una disciplina de estudio y atletismo logrando sacar lo mejor de mí en ambas partes.

Agradezco a todos aquellos que formaron parte de este proceso de formación donde desde pequeño me enseñaron que PARA COSAS GRANDEMOS HEMOS NACIDO, gracias a todos ellos que de alguna u otra forma tuvieron influencia en mi dejando un poco de conocimiento en mí.

UES, UES, UES.

René Sandoval Estrada.

Contenido

Introducción.....	1
Descripción del Tema.....	2
Objetivos.....	3
Objetivo General.....	3
Objetivo Especifico	3
Alcances.....	3
Antecedentes.....	4
Planteamiento del problema	4
Justificación	5
1. Marco Teórico	6
1.1 Matriz energética	6
1.1.2 Matriz Energética de El Salvador.....	9
1.2 Energías Renovables.....	10
1.2.1 Energías Renovables en El Salvador.....	13
1.3 Energía solar fotovoltaica	15
1.3.1 Tipos de energía solar.....	15
1.3.1.1 Energía Solar Fotovoltáica.	16
1.3.1.2 Energía solar concentrada.....	17
1.3.1.3 Energía solar de calentamiento de agua.	18
1.3.1.4 Energía solar térmica.	19
1.3.2 Plantas solares fotovoltaicas en El Salvador	20
1.4 Definición de un Sistema Fotovoltáico Conectado a la Red (SFVCR).....	21
1.4.1 Tipos de instalaciones fotovoltaicas conectada a red.	22
1.4.1.1 Sistema fotovoltaicos en edificios o viviendas.....	22
1.4.1.2 Centrales o plantas fotovoltaicas.....	23
1.5 Tecnología utilizada el sistema fotovoltaico	24
1.5.1 Módulo o Panel Fotovoltáico (MFV)	25
1.5.2 Inversor	28
1.5.3 Estructuras de montaje.....	29
1.5.4 Cableado	31
1.5.5 Sistema de puesta a tierra	34

1.5.6 Protecciones.....	36
1.6 Mantenimiento de un sistema fotovoltaico.....	37
1.7 Normativas y estándares aplicables a El Salvador	44
1.7.1 Normativas Aplicables en El Salvador	44
1.7.2 Estándares aplicables en El Salvador	47
Proceso de Diseño	48
2.1 Visita técnica y recopilación de datos	48
2.2 Ubicación y área a utilizar	49
2.3 Capacidad a instalar.....	50
2.3.1 Capacidad a instalar en Edificio de Deportes y Recreación	51
2.3.2 Capacidad a instalar en el edificio de Usos Múltiples, edificio de Medicina, Edificio N y Auditórium.....	51
2.4 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico y Resumen de equipo a instalar	52
2.4.1 Edificio de Deportes y Recreación	52
Equipo a Instalar	52
2.4.2 Edificio N	53
Equipos a Instalar	53
2.4.3 Edificio de Usos Múltiples	54
Equipo a Instalar	54
2.4.4 Edificio de Medicina	55
Equipo a Instalar	55
2.4.5 Auditórium	56
Equipo a Instalar	56
2.5 Diseño y orientación del sistema fotovoltaico.....	56
2.5.1 Diseño y orientación Edificio de Deportes y Recreación.....	57
2.5.2 Diseño y orientación Edificio N	59
2.5.3 Diseño y orientación Edificio de Medicina	61
2.5.4 Diseño y orientación Edificio de Usos Múltiples.....	63
2.5.5 Diseño y orientación Auditórium	65
2.6 Diagrama unifilar de edificios	67
2.6.1 Diagrama Unifilar Edificio de Deportes y Recreación.....	67
2.6.2 Diagrama Unifilar Edificio N	68
2.6.3 Diagrama Unifilar Edificio de Medicina.....	69

2.6.4 Diagrama Unifilar Edificio de Usos Múltiples.....	70
2.6.5 Diagrama Unifilar Auditorium	71
Glosario Técnico.....	72
3. Estudio Económico.....	73
3.1 Presupuesto Edificio de Deportes y Recreación.....	74
3.2 Presupuesto Edificio N, Medicina, Usos múltiples y Auditorium	75
3.3 Retorno de la Inversión Edificio de Deportes y Recreación	75
3.4 Retorno de la Inversión Edificio N, Medicina, Usos múltiples y Auditorium	78
4. Simulaciones y Comprobación de Resultados	81
4.1 Descripción del entorno de PVsyst.....	81
4.2 Pasos para realizar simulaciones	83
4.3 Resultados obtenidos en la simulación.....	89
4.3.1 Simulación Edificio de Deportes	90
4.3.2 Simulación Edificio N	93
4.3.3 Simulación Edificio de Usos Múltiples.....	96
4.3.4 Simulación Edificio de Medicina	99
4.3.5 Simulación Auditorium	102
4.4 Datos calculados vs Datos simulados.....	105
4.5 Comparación de los equipos utilizados	110
4.5.1 Panel GCL-M6/72H 385 W.....	110
4.5.2 Panel Trina Solar Vertex 485 W.....	111
4.5.3 Inversor Sunny Boy 3.0-US	112
4.5.4 Inversor Sunny Boy 7.7-US	114
4.5.5 Inversor Huawei SUN2000-20KTL-M3	116
Conclusiones.....	118
Recomendaciones	119
Bibliografía.....	120
Anexos	121
Anexo A: Memoria de Cálculo para el diseño fotovoltaico del Edificio de Deportes y Recreación	121
Temperatura de Trabajo del Módulo Fotovoltaico.....	121
Potencia máxima y mínima en base a la temperatura de trabajo.....	123
Tensión Voc y Vmppt máximos y mínimos.....	123

Corriente Isc mínima y máxima	125
Cálculo del número de MFV por String	126
Cálculo de MFV por Inversor y Número de String por Inversor	128
Potencia por String	128
Energía Mensual Producida.....	128
Cálculo de Protecciones.....	129
Cálculo de Conductores.....	131
Anexo B: Memoria de Cálculo para el diseño fotovoltaico del Edificio N.....	133
Temperatura de Trabajo del Módulo Fotovoltaico.....	134
Potencia máxima y mínima en base a la temperatura de trabajo.....	135
Tensión Voc y Vmppt máximos y mínimos.....	135
Corriente Isc mínima y máxima	136
Cálculo del número de MFV por String	137
Cálculo de MFV por Inversor y Número de String por Inversor	138
Potencia por String	139
Energía Mensual Producida.....	139
Cálculo de Protecciones.....	140
Cálculo de Conductores.....	141
Anexo C: Memoria de cálculo para el Edificio de usos múltiples, Auditorium y Edificio de Medicina	142
Temperatura de Trabajo del Módulo Fotovoltaico.....	142
Potencia máxima y mínima en base a la temperatura de trabajo.....	143
Tensión Voc y Vmppt máximos y mínimos.....	143
Corriente Isc mínima y máxima	144
Cálculo del número de MFV por String	144
Cálculo de MFV por Inversor y Número de String por Inversor	145
Potencia por String Edificios de Medicina.....	146
Energía Mensual Producida Edificio de Medicina.....	147
Cálculo de Protecciones Edificio de Medicina.....	147
Cálculo de Conductores Edificio de Medicina.....	148
Potencia por String Edificio de Usos Múltiples	149
Energía Mensual Producida Edificio de Usos Múltiples.....	150
Cálculo de Protecciones Edificio de Usos Múltiples.....	150

Cálculo de Conductores Edificio de Usos Múltiples.....	151
Potencia por String Auditorium.....	152
Energía Mensual Producida Auditorium	153
Cálculo de Protecciones Auditorium.....	153
Cálculo de Conductores Auditorium	154
Anexo D: Hoja Técnica del MFV GCL-M6/72H 385 W.....	156
Anexo E: Hoja Técnica del Inversor Sunny Boy 3.0-US.....	158
Anexo F: Hoja Técnica del MFV Trina Solar Vertex 485 W	160
Anexo G: Hoja Técnica del Inversor Sunny Boy 7.7-US.....	162
Anexo H: Hoja Técnica del Inversor Huawei SUN2000-20KTL-M3	164
Anexo I: Facturas de energía Eléctrica de cada medidor	166
Anexo J: Checklist de los edificios a utilizar	169
Checklist Edificio de Deportes y Recreación.....	169
Checklist Edificio de Usos Múltiples	174
Checklist Edificio de Medicina	179
Checklist Edificio N	185
Checklist Auditorium	190
Anexo K: Pliego Tarifario Edificio de Deportes y Recreación.....	196
Anexo L: Pliego Tarifario Edificio N, Medicina, Usos Múltiples y Auditorium.....	196
Anexo M: Corrección de bajo factor de potencia.....	197
Anexo N: Cálculo de supresores de Transientes	204
Anexo O: Cotizaciones de equipos.....	212
Anexo P: Procedimiento general para la conexión de un UPR	220

Índice de Figuras

Capítulo I. Marco Teórico

Figura 1.1 Ejemplo de Matriz Energética Primaria.....	7
Figura 1.2 Ejemplo Matriz energética secundaria.....	8
Figura 1.3 Promedio histórico del suministro de energía primaria en El Salvador.....	9
Figura 1.4 Comparativa capacidad instalada en El Salvador.	10
Figura 1.6 Representación del efecto invernadero natural en el planeta.....	12
Figura 1.7 Representación de la Lluvia Ácida	13
Figura 1.8 Energía solar fotovoltaica	17
Figura 1.9 Energía solar concentrada	18
Figura 1.10 Energía solar térmica.....	19
Figura 1.11 Sistema fotovoltaico conectado a la red.....	22
Figura 1.12 Sistema fotovoltaico en edificios o viviendas.....	23
Figura 1.13 Centrales o plantas fotovoltaicas.....	24
Figura 1.14 Tipos de Módulos Fotovoltaicos.....	27
Figura 1.15 Inversores en un sistema fotovoltaico.....	28
Figura 1.16 Estructura de soporte para instalaciones sobre suelo	30
Figura 1.17 Estructura de soporte para instalaciones sobre techo.....	30
Figura 1.18 Estructura de soporte para instalaciones sobre postes o mástil.....	31
Figura 1.19 Canalización de conductores en tubería metálica	33
Figura 1.20 Esquema de sistema fotovoltaico con negativo conectado a tierra.....	34
Figura 1.21 Esquema de sistema fotovoltaico flotante.....	35
Figura 1.22 Combiner Box en sistemas Fotovoltaicos	37
Figura 1.23 Limpieza del panel solar fotovoltaico	39
Figura 1.24 Termografía de paneles, para la determinación de células dañadas.....	40
Figura 1.25 Ejemplo de termografía en un cuadro de conexiones.	42
Figura 1.26 Resumen de normativas y estándares.....	46
Figura 1.27 Resumen de estándares para los diferentes equipos a utilizar en las instalaciones fotovoltaicas.....	47

Capítulo II. Proceso de Diseño

Figura 2.1 Entrada Facultad Multidisciplinaria de Occidente 49

Capítulo IV. Simulaciones y Comprobación de Resultados

Figura 4.1 Ventana Inicial a abrir PVsyst..... 82

Figura 4.2 Entorno para diseños conectados a la red 83

Figura 4.3 Selección de ubicación geográfica del sitio de trabajo 83

Figura 4.5 Selección de equipos en el simulador 85

Figura 4.6 Determinación de perdidas Óhmicas 86

Figura 4.7 Selección de perdidas por suciedad..... 86

Figura 4.8 Perdidas por calidad del MFV..... 87

Figura 4.9 Pérdidas por indisponibilidad del sistema..... 87

Figura 4.10 Pérdidas por envejecimiento del MFV 88

Figura 4.11 Resumen de simulación para edificio de Deportes 90

Figura 4.12 Resultados Principales Edificio de Deportes 91

Figura 4.13 Diagrama de perdidas Edificio de Deportes..... 92

Figura 4.14 Resumen de simulación para edificio de Edificio N..... 93

Figura 4.15 Resultados principales edificio N..... 94

Figura 4.16 Diagrama de Pérdidas edificio N 95

Figura 4.17 Resumen de simulación para edificio de usos múltiples..... 96

Figura 4.18 Resultados Principales Edificio de usos múltiples..... 97

Figura 4.19 Diagrama de perdidas edificio de usos múltiples..... 98

Figura 4.20 Resumen de simulación para edificio de medicina 99

Figura 4.21 Resultados Principales Edificio de medicina 100

Figura 4.22 Diagrama de perdidas edificio de medicina 101

Figura 4.23 Resumen de simulación para auditorium 102

Figura 4.24 Resultados Principales auditorium 103

Figura 4.25 Diagrama de perdidas auditorium 104

Figura 4.26 Mapa de Irradiación Global horizontal de El Salvador..... 107

Anexos

Figura A.1 Diagrama de protecciones utilizado.....	130
Figura A.2 Esquema de conexión de los medios de desconexión DC y AC.....	130
Figura J.1 Edificio de Deportes y Recreación.....	169
Figura J.2 Vista de Planta del Edificio de Deportes y Recreación.....	170
Figura J.3 Área disponible sobre el techo del edificio de Deportes.....	170
Figura J.4 Cuarto de Inversores Edificio de Deportes.....	171
Figura J.5 Tablero General Edificio de Deportes.....	171
Figura J.6 Subestación que alimenta al Edificio de Deportes.....	172
Figura J.7 Subtablero edificio de deportes y recreación.....	172
Figura J.8 Edificio de Usos Múltiples.....	174
Figura J.9 Vista de Planta y del interior del edificio de usos múltiples.....	175
Figura J.10 Cuarto de Inversores edificio de usos múltiples.....	176
Figura J.11 Tablero General Edificio Usos Múltiples.....	176
Figura J.12 Subestación que alimenta al edificio de usos múltiples.....	177
Figura J.13 Subtableros edificio de usos Múltiples.....	177
Figura J.14 Edificio de Medicina.....	179
Figura J.15 Área de techos 1 edificio de Medicina.....	180
Figura J.16 Área de techos 2 edificio de medicina.....	180
Figura J.17 Vista desde el interior del área de techos 1 edificio de medicina.....	181
Figura J.18 Tablero General del edificio de medicina.....	182
Figura J.19 Subestación que alimenta al edificio de medicina.....	182
Figura J.20 Subtableros Primer Nivel edificio de Medicina.....	183
Figura J.21 Subtableros Segundo Nivel edificio de Medicina.....	183
Figura J.22 Vista de Planta edificio N.....	185
Figura J.23 Área de techos disponible edificio N.....	186
Figura J.24 Cuarto de inversores edificio N.....	187
Figura J.25 Tablero General edificio N.....	187
Figura J.26 Transformador que alimenta al edificio N.....	188
Figura J.27 Subtablero edificio N.....	188
Figura J.28 Auditórium.....	190
Figura J.29 Vista De Planta del Auditórium.....	190

Figura J.30 Área de techo disponibles auditorium	191
Figura J.31 Área de techos disponible.....	191
Figura J.32 Estructura de soporte del techo Auditorium	192
Figura J.33 Cuarto de inversores Auditorium	193
Figura J.34 Tablero General y Subtablero del Auditorium	193
Figura J.35 Subestación que alimenta el Auditorium.....	194
Figura L.1 Diagrama sistema eléctrico una vez se incorpora la planta solar	197
Figura L.2 Triángulo de potencia	198
Figura L.3 Triangulo de potencia al incorporar la planta solar	200
Figura L.4 Condiciones que deben de cumplirse para poder incrementar el FP	200
Figura N.1 Localización de los DPS en un sistema fotovoltaico	205
Figura N.2 Comparativa entre la norma IEC 6143 y ANSI/IEEE C62.41 según la localización y selección de DPS.....	207
Figura N.3 Comparativa entre la norma ANSI/IEEE 62.41 y UL 149.....	208

Índice de Tablas

Capítulo I. Marco Teórico

Tabla 1.1 Capacidad instalada de energía solar.....	21
Tabla 1.2 Resumen de las células utilizadas en los MFV	27

Capítulo II. Proceso de Diseño

Tabla 2.1 Resumen de datos recopilados en la visita técnica.....	50
Tabla 2.2 Resumen de equipo a instalar en el Edificio de Deportes y Recreación.	52
Tabla 2.3 Protecciones necesarias Edificio Deportes y Recreación.....	52
Tabla 2.4 Conductores utilizados Edificio de Deportes y Recreación	52
Tabla 2.5 Resumen de equipo a Instalar en el Edificio N	53
Tabla 2.6 Protecciones necesarias Edificio	53
Tabla 2.7 Conductores utilizados Edificio N.....	53
Tabla 2.8 Resumen de equipo a instalar en el edificio de Usos Múltiples.	54
Tabla 2.9 Protecciones necesarias Edificio de Usos Múltiples.	54
Tabla 2.10 Conductores utilizados Edificio Usos Múltiples.	54
Tabla 2.11 Resumen equipo a Instalar en el edificio de Medicina.....	55
Tabla 2.12 Protecciones necesarias Edificio de Medicina.....	55
Tabla 2.13 Conductores utilizados edificio de Medicina.	55
Tabla 2.14 Resumen equipo a Instalar Auditórium.....	56
Tabla 2.15 Protecciones necesarias Auditórium.	56
Tabla 2.16 Conductores utilizados Auditórium.....	56

Capítulo III. Estudio Económico

Tabla 3.1 Pliego Tarifario para Mediana Demanda	76
Tabla 3.2 Distribución de energía mensual por horario tarifario	76
Tabla 3.3 Pliego Tarifario para Gran Demanda	78
Tabla 3.4 Distribución de energía mensual por horario tarifario	78

Capítulo IV. Simulaciones y Comprobación de Resultados

Tabla 4.1 Datos de inclinación y Azimut utilizados en la simulación de cada edificio	84
Tabla 4.2 Datos de equipos utilizados	85
Tabla 4.3 Comparación de Resultados calculados vs simulaciones.....	105
Tabla 4.4 Datos Utilizados para los cálculos.....	109

Tabla 4.5 Comparación de PR calculado vs simulado	109
Tabla 4.6 Comparación Panel GCL.....	111
Tabla 4.7 Comparación Panel Trina Solar.....	112
Tabla 4.8 Comparación Inversor Sunny Boy 3.0 KW.....	113
Tabla 4.9 Comparación Inversor Sunny Boy 7.7 kW.....	115
Tabla 4.10 Comparación Inversor Huawei 20 kW	117
Anexos	
Tabla A.1 Características eléctricas del MFV GCL-M6/72H	122
Tabla A.2 Cálculos para determinar Voc y Vmp mínimo y máximo. Edificio de Deportes	125
Tabla A.3 Cálculos para determinar Isc mínima y máxima. Edificio de Deportes	126
Tabla A.4 Características del Inversor Sunny Boy 3.0-US	126
Tabla A.5 Determinación de la cantidad de MFV por String. Edificio de Deportes.....	127
Tabla A.6 Datos para determinar los MFV por Inversor. Edificio de Deportes.....	128
Tabla A.7 Ecuaciones utilizadas para el cálculo de conductores.	132
Tabla B.1 Características eléctricas del MFV Trina Solar.	134
Tabla B.2 Cálculos para determinar Voc y Vmp mínimo y máximo. Edificio N	136
Tabla B.3 Cálculos para determinar Isc mínima y máxima. Edificio N.....	136
Tabla B.4 Características del Inversor Sunny Boy 7.7 US.....	137
Tabla B.5 Cálculos para conocer la cantidad de MFV por String. Edificio N	137
Tabla B.6 Datos para determinar los MFV por Inversor. Edificio N	138
Tabla C.1 Cálculos para determinar Voc y Vmp mínimo y máximo. Resto de Edificios..	143
Tabla C.2 Cálculos para determinar Isc mínima y máxima. Resto de Edificios	144
Tabla C.3 Características del Inversor Huawei SUN2000	144
Tabla C.4 Cálculos para determinar la cantidad de MFV por String. Resto de Edificios..	145
Tabla C.5 Datos para determinar los MFV por Inversor. Resto de Edificios.....	145
Tabla L.1 Datos utilizados para la corrección del FP.....	201
Tabla N.1 Tipos de DPS según la situación de la instalación, conforme a la norma IEC 616643-11 e IEC 61643-31	205
Tabla N.2 Categorías de selección de DPS según ANSI/IEEE 62.41	206
Tabla N.3 Índice de exposición calculado.....	211
Tabla N.4 Tipos de DPS según la situación de instalación, uso y amperaje	211

Introducción

En enero del 2020 la SIGET anunció una importante reducción en los precios de la tarifa de energía eléctrica (9.74% para ser exactos) ¹, esto principalmente debido a la inyección de energías renovables, sin embargo, el precio promedio del servicio de energía eléctrica (PPSEE) ha aumentado 58.3% entre 1998 y 2015 provocado por la subida de los precios internacionales del petróleo.² Por tal motivo, es importante buscar alternativas rentables para reducir los altos costos de la tarifa eléctrica en el país.

El uso de paneles fotovoltaicos para reducir los costos de la factura eléctrica tanto a nivel residencial como industrial es un fenómeno reciente que ha cobrado relevancia en los últimos años y que actualmente empresas como Omnisport, Electrónica 2001, entre otras, están incursionando en este mercado.

Uno de los principales factores que ha contribuido con el auge y popularidad de los paneles solares en los últimos años en el país, es la considerable reducción en los precios de éstos a nivel mundial (los precios de los paneles fotovoltaicos se han reducido a más de 10 veces su valor original en los últimos 30 años) ³. Esta reducción se debe a los avances tecnológicos y científicos que posibilitan la fabricación y producción masiva de placas solares a bajos costos en comparación con los costos de fabricación años atrás. Tal como va la tendencia, con el paso de los años los costos de fabricación se irán reduciendo aún más, lo cual sumado con el incremento del uso de energías renovables para preservar los recursos del planeta y disminuir el impacto de los combustibles fósiles y las emisiones de dióxido de carbono, hacen de la energía fotovoltaica una alternativa altamente competitiva en la industria de la generación de electricidad a nivel mundial.

El presente documento contiene todo el análisis necesario para la creación de un sistema fotovoltaico conectado a la red en la UES FMOcc. El cual tiene como propósitos analizar la viabilidad técnica, económica y financiera del proyecto, estableciendo los materiales y equipos adecuados para el sistema fotovoltaico basándose en las normas y estándares aplicados en El Salvador.

¹ [15] (SIGET, 2020)

² [18] (Superintendencia de competencia de El Salvador, 2017)

³ [11] (Olave & Núñez Fuentes, 2012)

Descripción del Tema

La apuesta por la energía solar en El Salvador es algo que toma cada vez más fuerza, ya que esta es una de las mayores fuentes de energía renovable en el país y debemos de aprovecharla al máximo.

Con el pasar de los años las aplicaciones fotovoltaicas se han ido incrementando, haciendo que actualmente existan muchas empresas que ofrecen este tipo de servicios para residenciales, fábricas y otros edificios.

Las claves más evidentes para que el desarrollo de estos sistemas haya incrementado en El Salvador es que es un país el cual posee altos valores irradiancia, además de ser una inversión segura a largo plazo y la disminución significativa del costo de estos sistemas ha vuelto muy atractiva la opción de implementar Sistemas Fotovoltaicos.

Esta reducción se debe a los avances tecnológicos y científicos que posibilitan la fabricación y producción masiva de placas solares a bajos costos en comparación con los costos de fabricación años atrás. Tal como va la tendencia, con el paso de los años los costos de fabricación se irán reduciendo aún más, lo cual sumado con el incremento del uso de energías renovables para preservar los recursos del planeta y disminuir el impacto de los combustibles fósiles y las emisiones de dióxido de carbono, hacen de la energía fotovoltaica una alternativa altamente competitiva en la industria de la generación de electricidad a nivel mundial

Objetivos

Objetivo General

- Diseñar un Sistema Fotovoltaica en la UES FMOcc (Facultad Multidisciplinaria de Occidente) conectado a la red, incluyendo la ingeniería del sistema fotovoltaico y electromecánico, acorde a las respectivas normas nacionales e internacionales, y realizar la evaluación financiera del proyecto.

Objetivo Especifico

- Seleccionar el equipo y materiales adecuados para el Sistema Fotovoltaico basándonos en los estándares y normas aplicadas en El Salvador.
- Realizar un presupuesto detallando cada uno de los equipos y materiales que se utilizarán para implementar el Sistema Fotovoltaico.
- Estimar la producción anual de energía eléctrica del Sistema Fotovoltaico, así como el tiempo aproximado necesario para la recuperación de la inversión.
- Realizar las simulaciones necesarias para así poder realizar un diseño más real y adecuado a las necesidades que se presentan en la UES FMOcc.
- Determinar las protecciones necesarias para el Sistema Fotovoltaico, seleccionando las que nos brinden mayor seguridad a toda la instalación eléctrica
- Determinar la capacidad del Sistema Fotovoltaico en base a la carga que se tiene en el edificio seleccionado.

Alcances

- Realizar un estudio técnico que permita definir la viabilidad de la implementación de un Sistema Fotovoltaico, buscando determinar las dimensiones del diseño e identificar los recursos necesarios para su implementación.
- Simular el diseño propuesto del sistema fotovoltaico en el software PVsyst, el cual es una herramienta muy eficaz para la simulación de estos sistemas.
- Determinar el o los edificios idóneos para la instalación del sistema fotovoltaico, y posteriormente conocer su consumo eléctrico para realizar el diseño.
- Desarrollar el estudio de recuperación de la inversión del capital para la implementación del Sistema Fotovoltaico en la FMOcc.

Antecedentes

La implementación de un sistema fotovoltaico sobre los techos ha ido tomando un auge en los últimos años debido a la disminución en los precios de los equipos, ya no solo se limita a empresas, sino que incluso muchas residenciales comienzan a implementar esta tecnología en sus hogares, abriendo paso a que muchas empresas comiencen a incursionar en este mercado vendiendo este tipo de tecnología.

Como ya se mencionó antes el incremento de aplicaciones fotovoltaicas en el país va incrementando con el pasar de los años, de tal manera que algunas universidades ya cuentan con un sistema fotovoltaico para el autoconsumo, como es el caso universidad la Tecnológica y Universidad Salvadoreña +Alberto Masferrer. El avance de dichos proyectos ayuda a que más las empresas y edificios que opten por este tipo de sistemas.

Mientras que en la UES en Facultad Multidisciplinaria de Occidente el tema de la energía solar no es algo nuevo, ya que se han realizado estudios previos para conocer la factibilidad técnica y económica de la instalación de un Sistema Fotovoltaico en sus techos, sin embargo, estos se limitan a su estudio y no se realiza un diseño completo del sistema.

Planteamiento del problema

El alto consumo energéticos en las distintas facultades de la Universidad de El Salvador no es un tema nuevo, se puede evidenciar día a día en cada una de las facultades, y el caso de la Facultad Multidisciplinaria de Occidente no es la excepción.

El aumento en el consumo energético por parte de los diferentes edificios en la facultad se traduce en elevadas facturas de electricidad todos los meses, lo cual afecta negativamente la economía y se convierte en una problemática, ya que la electricidad hoy en día es un recurso indispensable para las sociedades y del cual se hace uso en todo momento. Por tal motivo es importante la búsqueda de alternativas viables para la reducción de la tarifa eléctrica, alternativas duraderas, al alcance de todos y sin daños al medio ambiente

Con el fin de disminuir esta problemática en este trabajo de graduación se propone la implementación de un Sistema Fotovoltaico instalado sobre el techo de los edificios, para así poder disminuir el costo final en la factura eléctrica.

Justificación

Una de las alternativas para la producción de energía eléctrica para consumo propio que ha adquirido relevancia en los últimos años, tanto en El Salvador como a nivel mundial, es el uso de paneles fotovoltaicos.

Si bien el uso de paneles fotovoltaicos para producir energía eléctrica tuvo su origen varias décadas atrás, no fue sino hasta hace pocos años que se empezaron a popularizar para aplicaciones de autoconsumo. Esto debido principalmente a que originalmente el costo de adquisición de esta tecnología era demasiado elevado, pero con el avance de la tecnología se ha logrado reducir los costos de fabricación de los paneles, logrando que el precio de estos sea competitivo y resulte atractivo para los consumidores adquirirlo.

La instalación de un sistema fotovoltaico para autoconsumo conectado a red puede suponer un ahorro en la factura de electricidad de hasta un aproximado del 90% en función del tamaño de la instalación y de su nivel de cobertura de la demanda. El ahorro se deriva de que, al generar electricidad de manera gratuita con el sol para autoconsumo, se deja de gastar dinero en la compra de ese mismo volumen de electricidad a la compañía eléctrica.

Además del ahorro en la factura de electricidad, la instalación de paneles solares aporta otros beneficios. Uno de ellos es que es la inversión en paneles es una inversión con retorno seguro, dependiendo del tamaño de la instalación, el tiempo en que se recuperará el dinero puede ser mayor o menor, pero a largo plazo es una inversión segura, e incrementan el valúo de la propiedad donde son instalados

1. Marco Teórico

1.1 Matriz energética

En un país es de suma importancia el tener representado de manera cuantitativa la cantidad de energía que utiliza en un periodo determinado, para lo cual se utiliza el término de Matriz Energética, la cual es una herramienta que nos permite plasmar la incidencia que tienen las distintas fuentes y de donde procede cada tipo de energía requerido: nuclear, hidráulica, solar, eólica, biomasa, geotérmica o combustibles fósiles como el petróleo, el gas y el carbón. La matriz energética nos permite entre otras cosas, desarrollar análisis y comparaciones sobre cómo han ido evolucionando los consumos energéticos de un país en un lapso de tiempo determinado, e incluso para llevar a cabo una comparación con otro país, además de brindar una herramienta para planificar de forma óptima los distintos tipos de recursos que se tienen a disposición en el país.

Para poder realizar un mejor análisis de los datos energéticos plasmados en la matriz, se puede realizar una distinción entre 2 tipos de matrices: matriz primaria y secundaria. Como sus nombres nos lo indican, estas matrices nos permiten reflejar el estado de los recursos energéticos que proceden tanto de fuentes primarias (matriz primaria), como de fuentes secundarias (matriz secundaria).

La matriz energética primaria es la que muestra la participación que tienen los recursos energéticos que se obtiene de la naturaleza de forma directa o posterior a un proceso de extracción, pero que no requieren ser sometidos a diversos procesos de transformación para ser utilizados por el consumo final, tales como: energía eólica, energía hidroeléctrica, energía solar, residuos agrícolas, petróleo, gas natural, carbón mineral, etc.

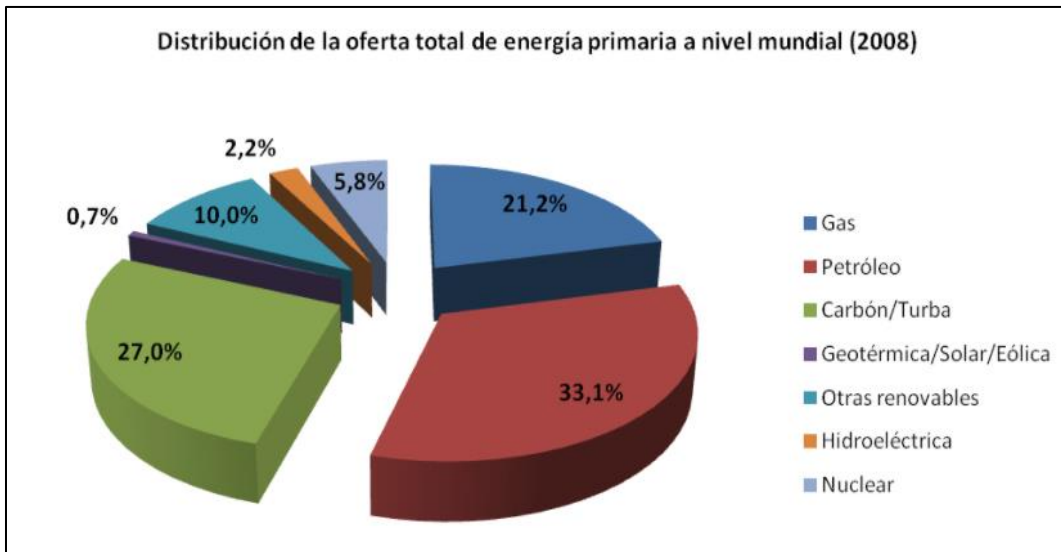


Figura 1.1 Ejemplo de Matriz Energética Primaria.⁴

Por otra parte, la matriz energética secundaria nos brinda una representación de la participación que tienen los que tienen los recursos energéticos que son elaborados a partir del procesamiento de las fuentes de energía primaria para ser destinados al consumo final; algunos ejemplos de estos pueden ser: derivados de hidrocarburos, biomasa, electricidad, entre otros. Además de esta división de matrices primaria y secundaria, también puede realizarse otra: matriz renovable, la cual engloba los recursos energéticos que proceden de fuentes inagotables, como por ejemplo la energía eólica, la biomasa, la hidráulica, etc.; por el contrario, la matriz no renovable nos muestra los energéticos que se pueden encontrar de una manera limitada en la naturaleza, entre ellos: petróleo, gas natural, carbón, etc.

⁴ Fuente: Agencia Internacional de la Energía

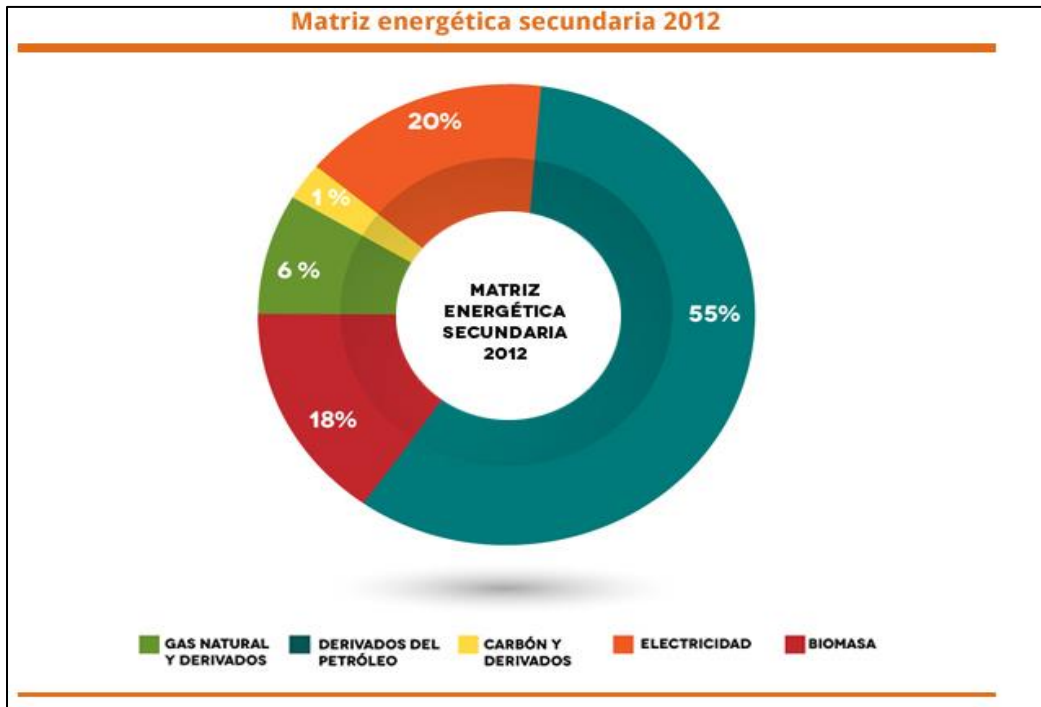


Figura 1.2 Ejemplo Matriz energética secundaria.

Diversificación de la matriz energética.

A nivel mundial la matriz energética primaria nos muestra cuan dependientes seguimos siendo de los combustibles fósiles, esta fuente de energía produce alrededor del 80% de la energía que se utiliza para mover al mundo⁵. Esto no es algo favorable para el ser humano, por lo cual a lo largo de las últimas décadas se ha exigido replantearse el camino que se debe tomar con respecto a la utilización de los distintos recursos. Ya se han mostrado algunos de los síntomas negativos de las malas decisiones tomadas por el ser humano: calentamiento global, la degradación de la capa de ozono, el agotamiento de los recursos naturales y particularmente de los recursos fósiles (petróleo, gas natural y carbón mineral); a ello se le suma los ritmos de producción y consumo característicos de las economías industrializadas que amenazan con socavar el futuro de las generaciones venideras. Esto obliga a desarrollar una matriz energética diversificada con la cual el principal objetivo sea apuntalar un abastecimiento óptimo a un costo razonable, para lo cual es necesario la implementación de medidas de eficiencia energética, el desarrollo sostenido de las energías renovables a gran escala, para lo cual se deben realizar los estudios y los marcos legales regulatorios adecuados para garantizar la viabilidad ambiental, técnica y financiera que garantice beneficios concretos; además se debe lograr reducir la dependencia que se ha tenido desde siempre con los derivados del petróleo, que solo se transforma en impactos negativos al medio ambiente y en el agotamiento de estos.

⁵ [12] (Planelles, 2021)

1.1.2 Matriz Energética de El Salvador.

En El Salvador las únicas fuentes de energía primaria se obtienen a partir de: recursos hídricos, recursos geotérmicos, residuos vegetales (biomasa) y la utilización del petróleo. En la siguiente Figura se muestra la participación de los recursos en la matriz energética primaria.

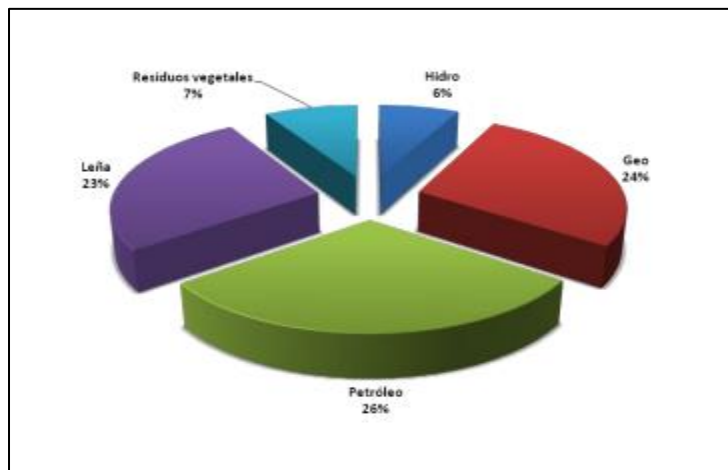


Figura 1.3 Promedio histórico del suministro de energía primaria en El Salvador.⁶

A lo largo de las últimas décadas la configuración de la matriz energética de El Salvador se ha caracterizado por una alta dependencia de los recursos fósiles, tanto para la generación de energía eléctrica como para el sector transporte y las diferentes aplicaciones en la industria. Esto se debió a que esta tecnología creció considerablemente en la década de los 80's. Para poder lograr el objetivo de diversificar la matriz energética en el país con fuentes de recursos renovables, es necesario desarrollar estudios que determinen los potenciales de estos y con los que se logren la planificación óptima de los nuevos proyectos renovables. Además, para que dichos proyectos sean viables deberán estar acompañados de marcos normativos adecuados que permitan su desarrollo, que motiven a la inversión privada y que garanticen el suministro energético a los usuarios finales.

Según datos recopilados del CNE “Entre 2013 y 2018, el país ha incrementado su capacidad instalada en 471.2 megavatios (MW), exclusivamente con plantas de generación a partir de fuentes renovables de energía, lo cual ha traído al país una inversión directa de más de USD 900 millones, con la consecuente generación de empleos y desarrollo local.” Para lograr estos avances en el ámbito de las energías renovables se requirió una fuerte inversión, de las cuales fueron: 17% por parte del Estado, 22% por parte de empresas privadas las cuales ganaron licitaciones para contratos de largo plazo, 36% de inversión privada por ingenios azucareros y 25% por autoprodutores.⁷

⁶ Fuente: CNE

⁷ [6] (CNE, Política Energética y el Cambio Climático, 2019)

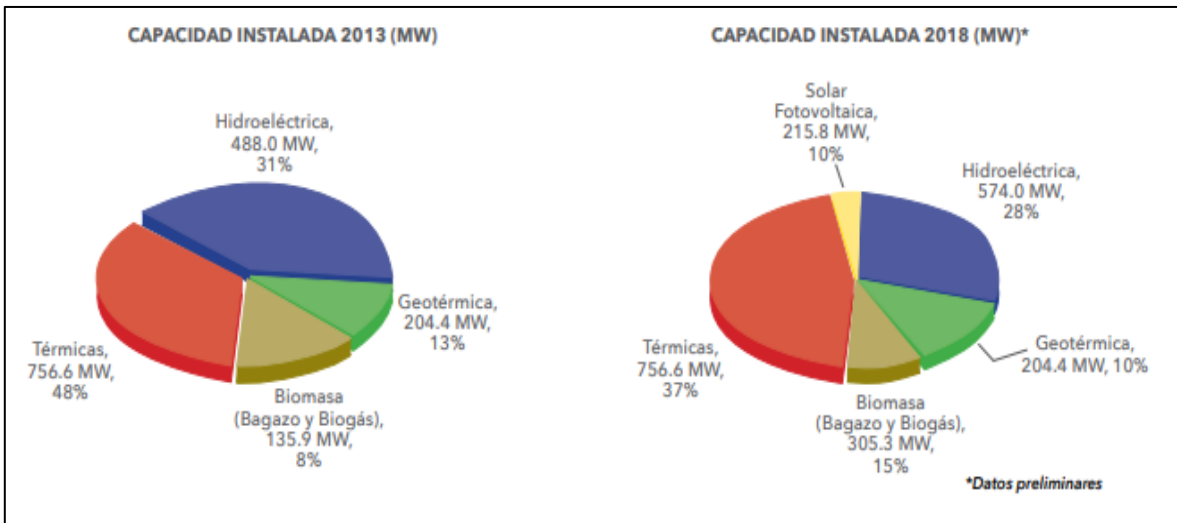


Figura 1.4 Comparativa capacidad instalada en El Salvador. ⁸

En la actualidad en la demanda de energía eléctrica en El Salvador, la importación de energía eléctrica tiene un porcentaje importante, esto debido a los beneficios económicos que brinda, debido a que estas importaciones sustituyen a la generación de energía eléctrica en el país con centrales que dependen de los combustibles fósiles los cuales tienen altos costos variables, lo cual hace que la tarifa de la energía eléctrica aumente.

1.2 Energías Renovables

Las energías renovables hacen referencia a aquellas fuentes de energía que se obtienen a partir de la utilización de recursos naturales (energía solar, eólica, hidráulica, geotérmica, mareomotriz, unimotriz, biomasa o el biogás). También suele llamárseles como energías alternativas o energías verdes.

Algunas de las principales características que poseen los recursos son:

- ✓ Estas fuentes se caracterizan por tener un bajo impacto en el medioambiente, puesto que no generan residuos.
- ✓ Permiten potenciar el autoconsumo, ya que muchos edificios están implementando la instalación de placas solares con las cuales podrían generar su propia energía.
- ✓ Son fuentes de energía ilimitadas, por ello también se las conoce como fuentes de energía inagotables, ya que no se agotan con su consumo.

⁸ Fuente: CNE.

- ✓ Ya que la procedencia de las energías renovables es a partir de recursos naturales, estas son de acceso gratuito e inagotable. A diferencia de estas, la energía generada a partir de combustibles fósiles como el carbón, petróleo o gas, son de recursos limitados, además que son perjudiciales para el medio ambiente.
- ✓ Las fuentes de energías renovables se encuentran alrededor de todo el mundo por lo cual se podría generar energía aun en lugares no tan accesibles, con los cual se podría ser autosuficiente.

Al estudiar las energías renovables no solo es necesario enfocar el interés solo en cuestiones de índole técnicas, sino que requiere un esfuerzo de dedicación en las Ciencias del medioambiente, ya que por medio de estos estudios se puede determinar el impacto real que tendrá el desarrollo de las tecnologías y dispositivos utilizados para el aprovechamiento de los recursos naturales, esperando que sea un menor impacto negativo que el que se tendría al utilizar combustibles fósiles para producir la misma cantidad de energía. Para lograr un óptimo aprovechamiento de las energías renovables es preciso realizar investigaciones y desarrollo en el campo de nuevas tecnologías que permitan el diseño de nuevos dispositivos capaces de obtener un mayor beneficio de las nuevas energías, mejorando así la eficiencia en la producción de la energía eléctrica.

El consumo excesivo y creciente a lo largo de décadas por parte de los combustibles fósiles ha producido un gran número de problemas que influyen de manera directa en la vida del ser humano. Algunos de las consecuencias más importantes son:

- ✓ **Agotamiento de los combustibles fósiles.**

Entendiendo que este tipo de recurso forman parte de los no renovables, se sabe que no son ilimitados, ya que se consume a un ritmo mucho mayor del que se produce, y algunos casos se tardan millones de años en producirlos.



Figura 1.5 Yacimiento de minerales explotado

✓ Alteraciones en el Efecto Invernadero.

Este es un fenómeno natural y beneficioso para el ser humano. Determinados gases presentes en la atmósfera retienen parte de la radiación térmica emitida por la superficie terrestre tras ser calentada por el sol, manteniendo la temperatura del planeta a un nivel adecuado para el desarrollo de la vida. La utilización desmesurada de los combustibles fósiles ha aumentado la presencia de estos gases en la atmósfera principalmente, dióxido de carbono y metano a consecuencia de la quema del carbón, el petróleo o el gas, haciendo que retengan más calor e incrementando la temperatura planetaria.

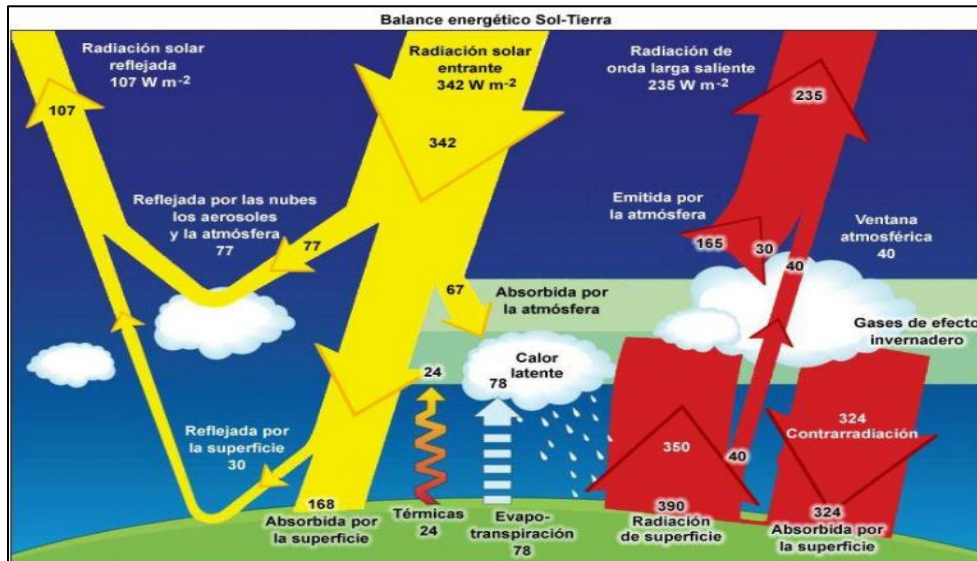


Figura 1.6 Representación del efecto invernadero natural en el planeta.

✓ Lluvia ácida.

La lluvia ácida es el fenómeno en el cual algunos gases como el dióxido de azufre y el óxido de nitrógeno reaccionan químicamente con el agua y el oxígeno en la atmósfera y precipitan en forma de ácidos (sulfúrico y nítrico) incrementando la acidificación de agua en general.

Este fenómeno claramente es perjudicial ya que causa daños en la vegetación, acelera la contaminación de la tierra y del agua y corroe los edificios, las estructuras metálicas y los vehículos.



Figura 1.7 Representación de la Lluvia Ácida

✓ **Conflictos Bélicos**

Los principales yacimientos de combustibles fósiles están concentrados en lugares muy determinados del planeta, no están en todos lados. El control y explotación de esos yacimientos es causa de conflictos, guerras y tensiones sociales que cada día podemos ver en los medios de comunicación. Muchas de las guerras en los últimos años han sido causadas por el control de esos recursos energéticos, de los que dependen muchos países.

1.2.1 Energías Renovables en El Salvador.

Existen diferentes tipos de energías renovables. Partimos de la base de que podemos obtener energía de muchas maneras, solo hay que transformarla, en este caso, en energía eléctrica. En la naturaleza podemos encontrar variedad de fuentes inagotables de las que extraer energía. A continuación, se presentan algunos de los tipos más comunes:

✓ **Energía Solar.**

Este recurso tal como su nombre lo indica se obtiene del sol. Es también la fuente de energía renovable más abundante del planeta. Esta fuente se puede aprovechar de 2 formas: con la radiación solar absorbida a través de paneles solares y transformada en electricidad, y la energía solar termoeléctrica la cual utiliza la radiación solar para calentar un fluido, hasta que genere vapor y accione una turbina que genera electricidad. En la última década este recurso se ha ido incluyendo en la matriz energética del país, tanto que, en el año 2020, su participación en el mercado mayorista representó el 8.3%. En abril del año 2020 entraron en operación las plantas de Albireo I y II (cada una con 50 MW) y la planta de Sonsonate Solar con 10 MW. Además, en marzo de 2021 se inauguró la planta ECOSOLAR en el departamento de La Paz con una capacidad nominal de 9,9 MW.⁹

⁹ [5] (CNE, Política Energética Nacional de El Salvador 2010-2024, 2010)

✓ **Energía Geotérmica.**

Se obtiene a través de la energía térmica almacenada al interior de la corteza terrestre, la cual es extraída mediante perforaciones en la corteza y sistemas de bombeos con el cual los flujos de agua y vapor son llevados a la superficie, provocando el accionamiento de turbinas para la generación de electricidad. Debido a los bajos costos variables de este tipo de centrales, se otorga prioridad en el orden de despacho y por lo tanto inyecta toda la energía disponible. Este recurso aportó el 24.05% (1449.99 GWh) de la demanda del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador. Se cuentan con 2 centrales: Ahuachapán con una capacidad instalada de 95 MW y Berlín con 109.2 MW.¹⁰

✓ **Energía Eólica.**

La generación de la electricidad con este recurso se efectúa mediante la fuerza del viento, el cual genera corrientes de energía cinética cuando este está en movimiento, hacen girar las aspas de molinos de viento que están conectados a aerogeneradores. A mediados de 2021 empezó sus operaciones el primer parque eólico del país, Ventus con una capacidad instalada de 54 MW y ubicado en Metapán, con lo cual se logra reducir en cierta medida la dependencia de los combustibles fósiles importados y con lo que se logra diversificar la matriz de generación nacional.¹¹

✓ **Energía Hidráulica.**

Se desarrolla utilizando la energía cinética y potencial del agua en movimiento, principalmente en ríos, sobre los cuales se construyen centrales hidroeléctricas, las cuales interfieren en el flujo natural del agua y con la que se logra mediante desvíos de corriente, canales o presas el aprovechamiento controlado de la fuerza del agua para así mover las turbinas que están conectadas a un generador que la energía cinética en energía eléctrica. Esta es la fuente de energía más barata con la que se cuenta en el país. La generación hidroeléctrica aportada por CEL al Mercado Mayorista de Electricidad durante el año 2020 fue de 1,985.20 GWh, cubriendo el 32.93% de la demanda. La producción de energía depende del régimen de lluvias que se tenga, por lo que, en la época lluviosa del año 2020, estuvo influenciada por pocas lluvias en el inicio del primer semestre y copioso en el segundo semestre. Existen en el país 4 centrales hidroeléctricas, estas son: Guajoyo (15 MW), Cerrón Grande (135 MW), 5 de noviembre (81.4 MW) y 15 de septiembre (156.6 MW).¹²

¹⁰ [5] (CNE, Política Energética Nacional de El Salvador 2010-2024, 2010)

¹¹ [5] (CNE, Política Energética Nacional de El Salvador 2010-2024, 2010)

¹² [5] (CNE, Política Energética Nacional de El Salvador 2010-2024, 2010)

✓ **Biomasa.**

Esta fuente es una de las formas más económicas y ecológicas de generar energía eléctrica en una central térmica. La energía biomasa consiste en la combustión de residuos orgánicos de origen animal y vegetal. En los últimos años este recurso ha sido más utilizado en el país para la producción de energía eléctrica, tanto así que la capacidad instalada pasó de ser de 135.9 MW en 2013 a 305.3 MW en 2018 según datos de la Asociación Salvadoreña de Industriales (ASI). Esto representa para el año 2019 el 16% de la generación de energía eléctrica en el país. Los generadores participantes más importantes por este recurso son los ingenios: Chaparrastique, El Ángel, La Cabaña, Izalco y Jiboa.¹³

✓ **Térmica a Base de GNL.**

El Gas Natural Licuado (GNL) es gas natural en fase líquida a una temperatura de -160°C, por lo que se considera un líquido criogénico. Se almacena y transporta en recipientes altamente aislados para mantener su estado líquido. En El Salvador el proyecto de generación a base de gas natural está siendo ejecutado por la Sociedad Energía del Pacífico, Ltda. de C.V. (EDP). La planta de generación será de 378 MW de capacidad instalada que operará con gas natural y tiene contratos de abastecimiento de largo plazo con las distribuidoras por 355 MW de potencia y su energía asociada por plazos de 19 y 20 años. Fundamentalmente, el proyecto consiste en una planta de generación de ciclo combinado de 19 motores y una turbina a vapor; infraestructura marina en donde estaría un buque de almacenamiento y regasificación FSRU y punto de interconexión con las subestaciones de Acajutla y Ahuachapán con una línea de transmisión a 230 kV.¹⁴

1.3 Energía solar fotovoltaica

1.3.1 Tipos de energía solar

La energía solar está cambiando la forma en que vemos cómo obtenemos la energía que necesitamos. Dada la rapidez con la que la tecnología ha marchado en línea con nuestra búsqueda de energía más limpia, echamos un vistazo a los diferentes tipos de energía solar disponibles.

Tradicionalmente, nuestra electricidad llega a través de la red por la que la generamos mediante hydro, biomasa geotérmica, etc. A pesar de esto, nuestra dependencia de la electricidad generada a partir de combustibles fósiles no puede continuar.

¹³ [5] (CNE, Política Energética Nacional de El Salvador 2010-2024, 2010)

¹⁴ [5] (CNE, Política Energética Nacional de El Salvador 2010-2024, 2010)

La energía solar es un tipo de energía renovable que es mejor para el medio ambiente, entonces, es una energía autóctona, disponible en la práctica totalidad del planeta, lo que contribuye a reducir las importaciones energéticas y a crear riqueza y empleo de forma local. Por todo ello, la producción de electricidad mediante energía solar y su uso de forma eficiente contribuyen al desarrollo sostenible.

1.3.1.1 Energía Solar Fotovoltaica.

La historia de la energía solar fotovoltaica se remonta a alrededor de la década de 1830, cuando se descubrió el efecto fotovoltaico. Más tarde, en 1954, Bell Laboratories en los Estados Unidos construyó el primer panel solar fotovoltaico. Para obtener una comprensión de este tipo de energía solar, es útil pensar en el panel solar en una calculadora. Los paneles solares funcionan convirtiendo la luz solar directa en electricidad.

Los sistemas solares fotovoltaicos son uno de los tipos más populares de sistemas de energía solar disponibles. Por lo general, una serie de células solares componen un panel fotovoltaico, produciendo una corriente continua que los convertidores convierten en corriente alterna. Un grupo de paneles solares fotovoltaicos conectados con el kit requerido para convertir la luz solar en electricidad se conoce como sistemas de células solares.

Hoy podemos ver algunos de los países más grandes del mundo, incluidos China, los Estados Unidos y la Unión Europea, desplegando granjas solares a gran escala para aumentar la capacidad solar. A partir de 2018, estos países tenían una capacidad solar total de 175,018MW, 62,200MW y 115,234MW respectivamente. Mientras tanto, los países en desarrollo se están moviendo para buscar energía disponible libremente a medida que las poblaciones se expanden.

En 2018, Asia avanzaba en términos de instalaciones de paneles solares ¹⁵. La región representa el 75% de las instalaciones mundiales de energía solar, lo que demuestra que los paneles fotovoltaicos que generan energía a partir de la luz solar parecen ser una de las formas más populares de energía solar.

A nivel nacional, el precio de la instalación de células solares fotovoltaicas ha caído drásticamente como resultado de los incentivos y reembolsos del gobierno. Como resultado, rompiendo el mito del gasto, cada vez más hogares se benefician de la energía limpia derivada del sol.

En cuanto a la eficiencia, un sistema de paneles solares fotovoltaicos producirá alrededor de 200kWh en condiciones normales de prueba. Este se basa en un panel solar que tiene una eficiencia del 20% y una superficie de $1m^2$.

¹⁵ [2] (Avril, Lemaire, & Mansilla, 2011)



Figura 1.8 Energía solar fotovoltaica

1.3.1.2 Energía solar concentrada.

Hoy en día, la energía solar concentrada, o CSP, se encuentra normalmente en instalaciones a gran escala que proporcionan electricidad a la red.

La energía solar concentrada tiene una historia interesante que muchos creen que se remonta a Arquímedes y su vidrio quemado. Esta forma de energía utiliza espejos y lentes para concentrar una gran área de luz solar en un receptor.

Fue en 1866 que se utilizó un cilindro parabólico para producir vapor, lo que permitió alimentar la primera máquina de vapor solar. Sin embargo, Alessandro Battaglia obtuvo la primera patente en 1886, y en 1929, el Dr. R.H. Goddard creó un sistema de energía solar utilizando un plato espejo.

Tal como está actualmente, existen cuatro tipos de tecnologías solares concentradas. Estos son el cilindro parabólico, el plato, el reflector fresnel lineal de concentración y la torre de energía solar.

El primer sistema se implementó en 1984, el número de sistemas había llegado a 14. En 2019, las instalaciones a nivel mundial habían alcanzado un total de 6.451. Las instalaciones modernas utilizan miles de espejos, concentrando la energía del sol en un área pequeña que se calienta mucho. El calor luego impulsa una turbina de vapor que genera electricidad.

Esta forma de energía solar se adapta mejor a aquellos países que ven niveles extremadamente altos de luz solar. Por lo tanto, en países como España tenga la mayor capacidad de 2.300MW, mientras que Estados Unidos y Sudáfrica le siguen de cerca con 1.738MW y 400MW.

La energía solar concentrada no es tan popular para aplicaciones a gran escala como el uso de paneles fotovoltaicos o fotovoltaicos, sin embargo, tienen una eficiencia de conversión de hasta el 25% al 35%.



Figura 1.9 Energía solar concentrada

1.3.1.3 Energía solar de calentamiento de agua.

La energía solar para calentar agua comenzó con pintura negra pintada en tanques y utilizada para calentar agua. A medida que la pintura negra absorbía el calor del sol, calentaba el agua dentro de ella. Por primitivo que parezca, muestra que entendimos el poder de la energía solar desde el principio.

La primera planta de energía solar térmica se ubicó en Maadi, Egipto. Sin embargo, no fue hasta la década de 1920 que se utilizaron colectores de placa plana para calentamiento solar de agua en Florida y el sur de California.

Comúnmente vemos esta forma de energía solar en situaciones domésticas, comerciales e industriales. Utilizando la tecnología que tenemos disponible, un fluido de trabajo se calienta utilizando un colector orientado al sol. Esto pasará a un sistema de almacenamiento donde podemos calentar el agua que rodea las tuberías que contienen el fluido de trabajo.

Para alimentar nuestras redes eléctricas, la capacidad de calefacción solar de agua a partir de 2017 fue de 472GW. China, Estados Unidos y Turquía están liderando el camino con respecto a la adopción. Sin embargo, con base per cápita, los gustos de Barbados, Austria y Chipre están dominando el mercado.

El calor que genera este sistema es proporcional a la cantidad de calor del sol. Por lo tanto, aquellos países que tienen climas más cálidos y soleados tienen más probabilidades de beneficiarse de este tipo de energía solar. Esto alimenta la eficiencia de tales sistemas. Por lo tanto, en áreas donde las temperaturas son más altas, el calentamiento del agua puede ser extremadamente rentable. Como resultado, los tiempos de recuperación son más cortos cuando se trata de instalar energía solar en climas más soleados.

1.3.1.4 Energía solar térmica.

La energía solar térmica, o solar térmica, utiliza el calor del sol. Para calentar agua o producir electricidad, el líquido fluye a través de tubos y recoge la energía del sol.

La energía térmica, tal como la conocemos hoy en día, comenzó su vida en 1890. Al principio, esta forma de energía impulsaba una máquina de vapor. Un poco más tarde, uno de los principales pioneros de las tecnologías solares térmicas fue William Bailey. En 1909, inventó un sistema de termosifón. Esto significaba que tenía acceso a agua caliente durante todo el día, lo que logró utilizando un tanque de agua con un colector colocado debajo de él.

Uno de los problemas a los que se enfrentaba este tipo de energía solar era el transporte de calor desde el sol. Los científicos e inventores probaron muchos fluidos, incluyendo aceite y sodio, pero la sal fundida demostró ser la mejor opción. Esto es ideal dado que es rentable y funciona perfectamente con las turbinas de vapor que utilizamos hoy en día.

En comparación con la energía solar fotovoltaica, la energía solar térmica es más eficiente en el espacio. La energía solar térmica puede ofrecer hasta un 70% más de eficiencia cuando se trata de recolectar calor. Junto con esto, la tecnología es mucho menos compleja, lo que la hace ideal para calentar agua.

La mayor central termosolar se encuentra en Marruecos y tiene una capacidad de 510MW, mientras que Estados Unidos y España tienen varios proyectos grandes. Debido a la forma en que funcionan los sistemas solares térmicos, pueden alcanzar una temperatura extremadamente alta. Como ejemplo, el horno solar de Odeillo, en los Pirineos franceses, puede alcanzar temperaturas de hasta 3.500 grados.

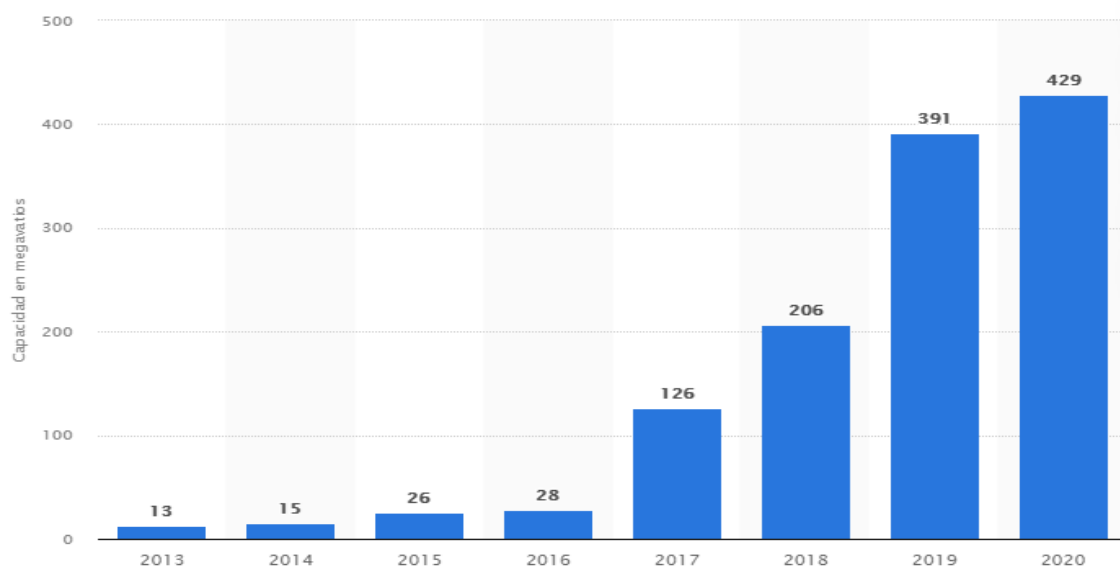


Figura 1.10 Energía solar térmica

1.3.2 Plantas solares fotovoltaicas en El Salvador

La capacidad instalada de energía "verde" en El Salvador ha crecido 69 % en los últimos 10 años. La energía solar ha duplicado su capacidad desde 2018 y ya representa el 10.6 % de la energía total que se produce en el país.¹⁶

En el siguiente gráfico podemos observar el crecimiento que ha tenido la capacidad instalada de energía solar:



*Gráfico 1 Capacidad instalada de energía solar en el salvador*¹⁷

Según el boletín de estadística de electricidad¹⁸ de SIGET al primer trimestre del año 2020 se tenía las siguientes centrales generadoras

¹⁶ [4] (Cantizzano, 2021)

¹⁷ Fuente: [17] (Statista Research Department, 2021)

¹⁸ [16] (SIGET, 2020)

Nombre	Capacidad Instalada [MW]
Providencia Solar	100
▪ Antares	76
▪ SPICA	25
Proyecto La trinidad, Ltda. de C.V.	14
▪ La trinidad	8
▪ Márquez	6
Acajutla energía solar Ltda. de C.V.	20
▪ Los Remedios	20
Capella Solar	100
▪ Albireo I	50
▪ Albireo II	50
Sonsonate Solar	10
▪ Sonsonate Solar	10
Planta solar El Bósforo ¹⁹	100
Opico Power	5.2

Tabla 1.1 Capacidad instalada de energía solar

1.4 Definición de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFVCR)

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (SFCR) constituyen una de las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica que más atención están recibiendo en los últimos años, dado su elevado potencial de utilización en zonas urbanizadas próximas a la red eléctrica. Estos sistemas están compuestos por un generador fotovoltaico que se encuentra conectado a la red eléctrica convencional a través de un inversor, produciéndose un intercambio energético entre ésta y el sistema fotovoltaico, característico de este tipo de instalaciones. Así, el sistema inyecta energía en la red cuando su producción supera al consumo local, y extrae energía de ella en caso contrario.

La diferencia fundamental entre un sistema fotovoltaico autónomo y los conectados a red, consiste en la ausencia, en este último caso, del subsistema de acumulación, formado por la batería y la regulación de carga. Además, el inversor, en los sistemas conectados a red, deberá estar en fase con la con la tensión de la red.

¹⁹ Se añadió la información de las plantas Bósforo y Opico Power que no eran contempladas en el boletín de SIGET.

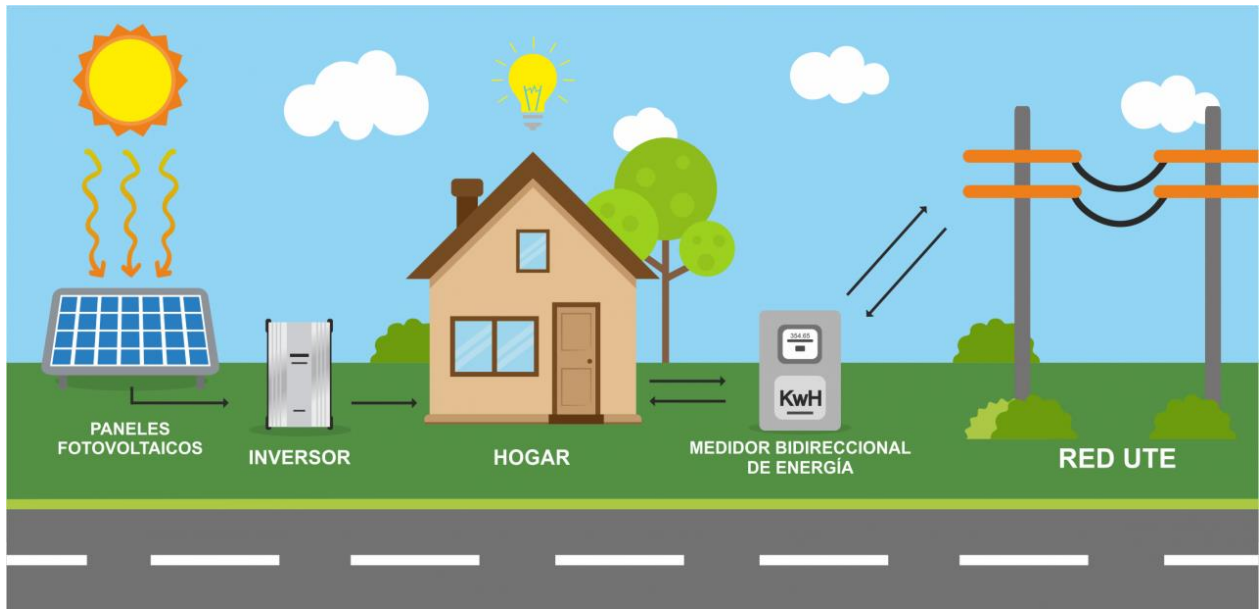


Figura 1.11 Sistema fotovoltaico conectado a la red.

1.4.1 Tipos de instalaciones fotovoltaicas conectada a red.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red pueden ofrecer una diferenciación en lugares donde los niveles de electrificación están llegando a un nivel de saturación.

La ventaja de esta tecnología fotovoltaica está en la posibilidad de crear una instalación a partir de un gran número de sistemas descentralizados, distribuidos en los puntos de consumo, frente a la instalación en grandes superficies, con lo que se consigue eliminar las pérdidas por transporte.

Se enumeraron anteriormente las aplicaciones de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red: instalaciones de energía fotovoltaica para edificación, en edificios para posterior suministro a la red eléctrica, para la creación de centrales eléctricas y para refuerzo a finales de línea. Todas estas aplicaciones pueden dividirse en dos grandes subgrupos: los sistemas fotovoltaicos en edificios o viviendas y las centrales o plantas fotovoltaicas.

1.4.1.1 Sistema fotovoltaicos en edificios o viviendas.

Los edificios que integran sistemas fotovoltaicos se conocen como Sistemas Fotovoltaicos Integrados en Edificios tienen como función específica entregar toda la energía generada por el sistema a la red eléctrica.

Los primeros instalados en Europa surgieron al final de los años 80 en Alemania, Austria y Suiza. En España, La mayoría de los sistemas fotovoltaicos en edificios (viviendas, centros comerciales, naves industriales...) se montan sobre tejados y cubiertas, pero se espera el aumento de instalaciones integradas en tejas y otros materiales de construcción. Estos sistemas fotovoltaicos son de pequeño a mediano tamaño, lo que supone una potencia de 5 kW a 200 kW, aunque a veces se supere este valor y se llegue al orden de los MW.

Otros sistemas pueden reemplazar a los componentes de las fachadas. Las fachadas fotovoltaicas son elementos muy fiables y aportan un diseño moderno e innovador al edificio mientras producen electricidad.



Figura 1.12 Sistema fotovoltaico en edificios o viviendas.

1.4.1.2 Centrales o plantas fotovoltaicas.

Son agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas individuales, pertenecientes a distintos titulares, situados en un terreno o parcela que reúne unas condiciones óptimas para producir energía fotovoltaica, estos ofrecen varias ventajas como:

- El incremento de la rentabilidad del proyecto al abaratar costes en infraestructura, mantenimiento, limpieza, vigilancia y gestión administrativa.
- Los generadores fotovoltaicos se pueden adquirir a precios inferiores debido al volumen de unidades de compra.
- Los pocos efectos medioambientales negativos se concentran en zonas con escaso valor medioambiental.
- Se generan nuevos puestos de trabajo alrededor de las zonas de instalación.

- Permite la inversión en instalaciones fotovoltaicas de cualquier persona, aún sin disponer de un terreno propio adecuado.

Los elementos son los paneles fotovoltaicos, que pueden ser fijos o con rotores giratorios para seguir el movimiento del sol, lo cual permite un aumento en la capacidad de captación de la radiación. La mayoría de los fabricantes de paneles solares garantizan un 80% de producción de energía durante los primeros 25 años de vida. La electricidad generada por los paneles fotovoltaicos es corriente continua y debe convertirse en corriente alterna, para su vertido a la red, mediante el empleo de un inversor



Figura 1.13 Centrales o plantas fotovoltaicas.

1.5 Tecnología utilizada el sistema fotovoltaico

Antes de instalar cualquier tipo de sistema fotovoltaico se debe de tener en cuenta la tecnología, como todas las partes y equipos que componen a este. Un punto importantísimo es que los componentes escogidos deben de cumplir y satisfacer los requerimientos de las normas y estándares aplicables a cada caso, con respecto a su fabricación, desempeño y seguridad, por lo que deben de estar evaluados técnicamente respecto a la conformidad y ostentar el certificado de cumplimiento emitido por una organismo nacional certificado de acuerdo con la normativa o estándar correspondiente, o bien por un organismo internacional de certificación perteneciente al Sistema de Conformidad de Pruebas y Certificados de Equipo Eléctrico (IECEE) ²⁰, que forma parte de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC: International Electrotechnical Commission)

²⁰ Es un sistema de certificación multilateral basado en las normas internacionales IEC, abordan la seguridad, calidad, eficiencia y desempeño general de componentes, dispositivos y equipos

Los principales elementos dentro del SFV son:

1.5.1 Módulo o Panel Fotovoltaico (MFV)

Comúnmente son llamados paneles solares, estos están formados por un conjunto de células²¹ fotovoltaicas iguales conectadas entre sí, en serie y/o paralelo que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos mediante el efecto fotoeléctrico²²

Los módulos fotovoltaicos proporcionan una tensión en corriente continua. El resto de los elementos del sistema fotovoltaico se encargarán de gestionar y transformar esta tensión en corriente alterna, si fuera necesario. Cabe mencionar que los módulos fotovoltaicos están hechos de diferentes tipos de tecnología, material y tamaños, esto en base a las celdas con que son fabricados, comúnmente los más utilizados son los de silicio.

Celdas cristalinas de silicio

Son celdas fabricadas de bloques de silicio, se ha demostrado la vida útil de los MFV fabricados con esta tecnología es de 25 años y 30 años en el mejor de los casos. Conforme pasan los años se puede ir reflejando una disminución de potencia por envejecimiento, generalmente se garantiza en 90% durante los primeros 10 años y 80% durante 25 años.

Dentro de esta categoría se distinguen las celdas monocristalinas, policristalinas y amorfos.

Celdas Monocristalinas

Este tipo de celda se fabrican sin impurezas al momento de su fundición, es decir, se constituyen los bloques de silicio puro en forma cilíndrica, que luego se recortan de forma cuadrada o circular.

Estos paneles poseen un rendimiento que ronda el 24% en condiciones de laboratorio y del 15 al 18% en condiciones de operación y escala comercial. Que el rendimiento sea mayor beneficia de manera significativa cuando el área de instalación disponible es poca, ya que, con este tipo de celda, se puede obtener mayor potencia por menor área a comparación de los policristalinos y amorfos.

Su utilización ha demostrado que su vida útil es más prolongada, además de que su producción no se ve tan afectada por radiación difusa, es decir, tiene una mejor respuesta que otras celdas a este inconveniente.

²¹ Una célula solar es un dispositivo capaz de convertir la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica. La mayoría de las células solares actualmente en el comercio son de Silicio mono o policristalino, y silicio amorfo

²² Efecto Fotoeléctrico: caracterizado por la producción de una corriente eléctrica entre dos piezas de material diferente que están en contacto y expuestas a la luz o, en general, a una radiación electromagnética, como puede ser la solar, por ejemplo.

El mayor problema con este tipo de panel es su costo, el cual es alto debido a sus propiedades. Su elección se puede basar en un problema de reducida área para instalar una planta o parque solar.

Celdas Policristalinas

Las celdas policristalinas son fabricadas de manera similar a las monocristalinas, con la diferencia que el cristal no posee tanta pureza como la esperada. Más adelante se explicará este proceso.

Estas celdas tienen un rendimiento de laboratorio cercano al 19%, y su rendimiento comercial oscila entre 13 y el 15%. A pesar de tener un rendimiento menor, los paneles policristalinos tienen un menor precio que los monocristalinos y un peor comportamiento a altas temperaturas, con lo que bajo estas condiciones pueden generar menos energía que los monocristalinos. Por supuesto, si se necesita cubrir cierto régimen de producción con ciertos kilowatt pico instalados, se necesitarán más paneles policristalinos que monocristalinos, al tener menor eficiencia.

Celdas Amorfas

Este tipo de paneles solares son los más económicos por lo tanto nos decantaremos por este tipo de panel si queremos una instalación más barata, pero con menos eficiencia respecto a los policristalinos y monocristalinos.

Los paneles amorfos se diferencian respecto a los dos anteriores en su método de fabricación. Ya que se reduce hasta cincuenta veces el espesor de las celdas, de esta forma lo que permite es tener ahorros considerables en materias primas.

Los módulos de silicio amorfo se caracterizan por captar más radiación difusa que los cristalinos convencionales. además, tienen mejor comportamiento en zonas cálidas.

Células	Rendimiento en Laboratorio	Rendimiento Directo	Características	Fabricación
Monocrystalino	24%	15-18%	Es típico los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre si	Se obtiene silicio puro fundido y dopado con boro
Policristalino	19-20%	12-14%	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules	Igual que el monocrystalino, pero disminuye el número de fases de cristalización
Amorfo	16%	< 10%	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico

Tabla 1.2 Resumen de las células utilizadas en los MFV ²³

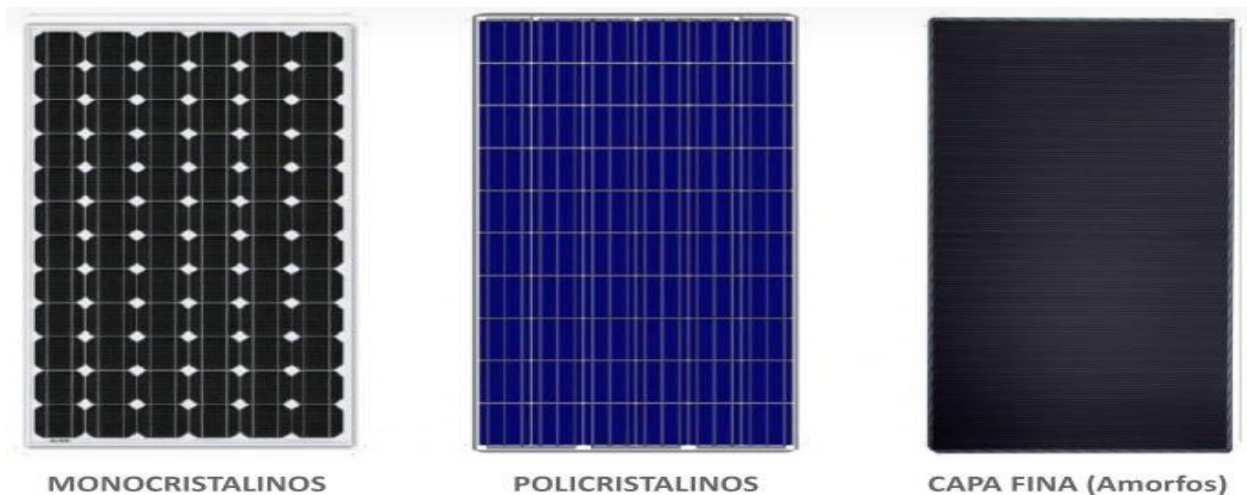


Figura 1.14 Tipos de Módulos Fotovoltaicos

²³ Fuente: [19] (Zetino, 2020)

1.5.2 Inversor

Un inversor es un dispositivo que tiene la capacidad de convertir la corriente continua (DC) producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna (AC), con los parámetros adecuados de tensión y frecuencia. Según el destino que se vaya a dar a la corriente alterna producida, los inversores pueden ser de dos tipos:

- Inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos o aislados (Inversores Isla)
- Inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la Red.

Para el estudio que se está realizando nos interesan los inversores para sistemas conectados a la red, donde acá el inversor se vuelve el corazón del sistema, su función no es únicamente la conversión de potencia DC a AC, si no también es el control del sistema que permite acoplar la energía generada a la red.

Las especificaciones de un inversor estarán en función de:

- Voltaje de salida del sistema fotovoltaico (V_{AC})
- Intervalo de MPPT (Rango de voltaje DC en el que el inversor es capaz de alcanzar el punto de MPPT)
- Corriente de entrada del inversor.

El inversor de un SFVCR no puede operar sin la presencia de la señal de la Red en caso de fallar el suministro de la distribuidora, el inversor automáticamente se desconecta. Si se desea operar en ausencia de la señal de la red debe utilizarse el Inversor autónomo (Isla).



Figura 1.15 Inversores en un sistema fotovoltaico

1.5.3 Estructuras de montaje

Para la construcción del sistema fotovoltaico, son muy importante las estructuras sobre la cual irán montados los módulos fotovoltaicos. Las estructuras deben de cumplir con lo siguiente:

- a) Dotar a la estructura del módulo la consistencia mecánica adecuada y un buen anclaje
- b) Proporcionar la orientación e inclinación óptimas para la aplicación diseñada
- c) Pueden ser fijas o con seguimiento solar (uno o dos ejes)
- d) Debe estar orientada tal que la “cara” o superficie activa de los módulos este orientada hacia el sur.
- e) Ser de metal: aluminio anodizado o acero inoxidable, o bien, acero al carbón galvanizado en caliente o acero al carbón con un recubrimiento anticorrosivo.
- f) En regiones de ambiente salino, la estructura debe de ser de aluminio anodizado o acero inoxidable.
- g) Puede contar con sistema de ajuste de $\pm 15^\circ$ de acuerdo con la latitud del lugar.

La selección de la estructura depende de la aplicación se debe de tener en cuenta el sitio donde se instalará el sistema fotovoltaico que este puede ser sobre suelo, sobre techo, sobre edificaciones, etc. Y los esfuerzos a los que estará sometido.

Tipos de estructura de soporte

- **Sobre el Suelo**

Esta se emplea cuando el sistema fotovoltaico cuenta con muchos módulos fotovoltaicos, principal ventaja de este tipo de estructura es la facilidad de montaje por la accesibilidad, además de permitir estructuras muy robustas y resistentes. Algunos de las desventajas que pueden presentar este tipo estructura es la proyección de sombra sobre los módulos fotovoltaicos entre si debido al reducido ángulo de elevación.



Figura 1.16 Estructura de soporte para instalaciones sobre suelo

- **Sobre techos o cubierta**

Si se dispone de una cubierta horizontal la instalación de la estructura se vuelve sencilla y muy similar a la estructura sobre suelo. Si la cubierta posee inclinación, la instalación de las estructuras de soporte debe de situarse paralelo a la pendiente del tejado, esto con el finde facilitar el uso de rieles en el montaje de los módulos. Se debe considerar el dejar espacio de circulación de aire entre los módulos y la cubierta para facilitar la evacuación de calor producido en los módulos. De ser posible se debe de buscar que la orientación de los módulos quede hacia el sur y la inclinación de estos debe de ser lo más cercano a la óptima que demande el uso de la instalación.



Figura 1.17 Estructura de soporte para instalaciones sobre techo

▪ Sobre Mástil

Para este tipo de soporte se utilizan módulos de menor tamaño, se instalan por su función en poste o mástil, como antenas repetidoras, farolas, etc.



Figura 1.18 Estructura de soporte para instalaciones sobre postes o mástil

1.5.4 Cableado

Conductores para la unidad de generación fotovoltaica

Los conductores que se utilizarán el lado de DC serán de cobre estañado para 1,000 V en AC y de 2,000 V en DC, y deberán de resistir las exigentes condiciones ambientales a las que estarán expuestos por el tipo de instalación, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.

Los conductores que se utilizarán deberán de ser conductores tipo fotovoltaico, PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (S), Z1FA3Z-K (AS) o equivalente, que cumplan con los requisitos para su uso en sistemas fotovoltaicos en conformidad a la norma norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007 y UL-SU 4703.

Dimensionamiento de conductores

▪ Lado DC

Los conductores que se utilicen a la salida del módulo fotovoltaico deberán de tener una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán de tener una sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5%.

Los conductores deberán de ser dimensionados para una corriente no inferior a 1.25 veces la máxima intensidad de corriente. Por lo tanto, para los circuitos de la fuente y de salida fotovoltaica la capacidad de conducción de los conductores debe seleccionarse con un valor mayor a 1.56 veces la corriente de cortocircuito, del Módulo, string o arreglo fotovoltaico, realizando las correcciones pertinentes por temperatura y agrupamiento.

▪ Lado AC

Los conductores en el circuito de salida del inversor o de lado AC, deberán de ser dimensionados para una corriente no inferior a 1.25 veces la máxima intensidad de corriente del inversor (1.25 veces la corriente a la potencia nominal del inversor), realizando las correcciones pertinentes para temperatura y agrupamiento.

Para los alimentadores del lado AC del sistema fotovoltaico, deberá de tener una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener una sección suficiente para la caída de tensión desde la unidad de generación hasta el punto de acoplamiento (conexión a la red) sea inferior al 3%.

Canalización de conductores

Para realizar la canalización de conductores se usarán los métodos de alambrado con canalizaciones especificados por el NEC en su capítulo 3 “*Métodos y materiales para alambrado*”, y deben soportar influencias externas, tales como viento, variaciones de temperatura y radiación solar.

Las canalizaciones que se realicen en la intemperie pueden ser del tipo: tubo Conduit metálico semipesado (IMC, pared gruesa), tubo Conduit metálico hermético a los líquidos (LFMC), tubo Conduit no metálico hermético a los líquidos (LFNC-B).



Figura 1.19 Canalización de conductores en tubería metálica

Para el caso de canalizaciones en interiores, además de las anteriores mencionadas, se puede usar tubo Conduit metálico de pared delgada (IMC), tubería eléctrica metálica EMT, tubo Conduit no metálico, o bandejas porta cables, cuya selección sea adecuada al tipo de instalación.

Cabe mencionar que no se debe de mezclar canalizaciones de ductos metálicos con ductos no metálicos.

1.5.5 Sistema de puesta a tierra

Para la puesta a tierra de sistemas fotovoltaicos se debe de ser los métodos normativos contenidos en la NEC en el artículo 250 “Puesta a tierra y unión”. La puesta a tierra de la instalación fotovoltaica deberá ser baja de baja impedancia (lo más cercano a cero ohmios), equipotencial y tener la capacidad de conducción de las corrientes de falla a tierra del sistema.

Los sistemas de puesta a tierra de los sistemas fotovoltaicos podrán tener dos tipologías eléctricas ²⁴:

1. **Sólidamente conectados a tierra:** uno de los conductores del circuito de salida fotovoltaico (positivo o negativo) se conecta a tierra

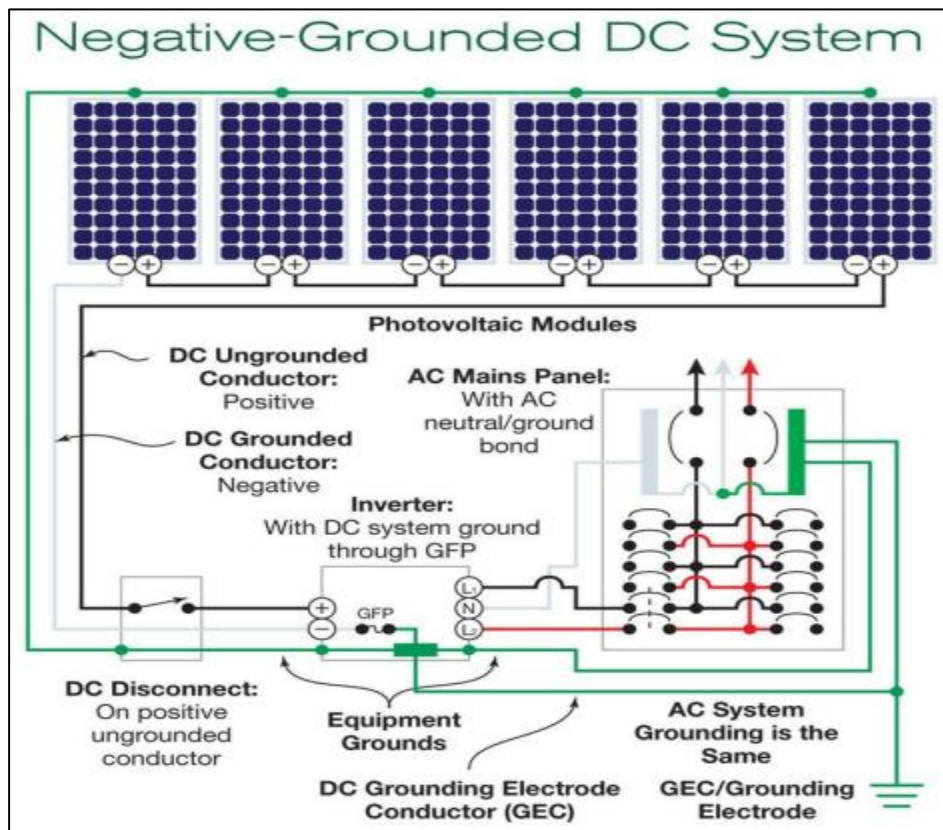


Figura 1.20 Esquema de sistema fotovoltaico con negativo conectado a tierra

²⁴ [13] (Quinteros Calzadia & Zelada Ramirez, 2018)

2. **Flotante:** Ninguno de los dos conductores de circuito de salida fotovoltaico se conecta a tierra, y se deberá de cumplir con las protecciones para este tipo de sistemas.

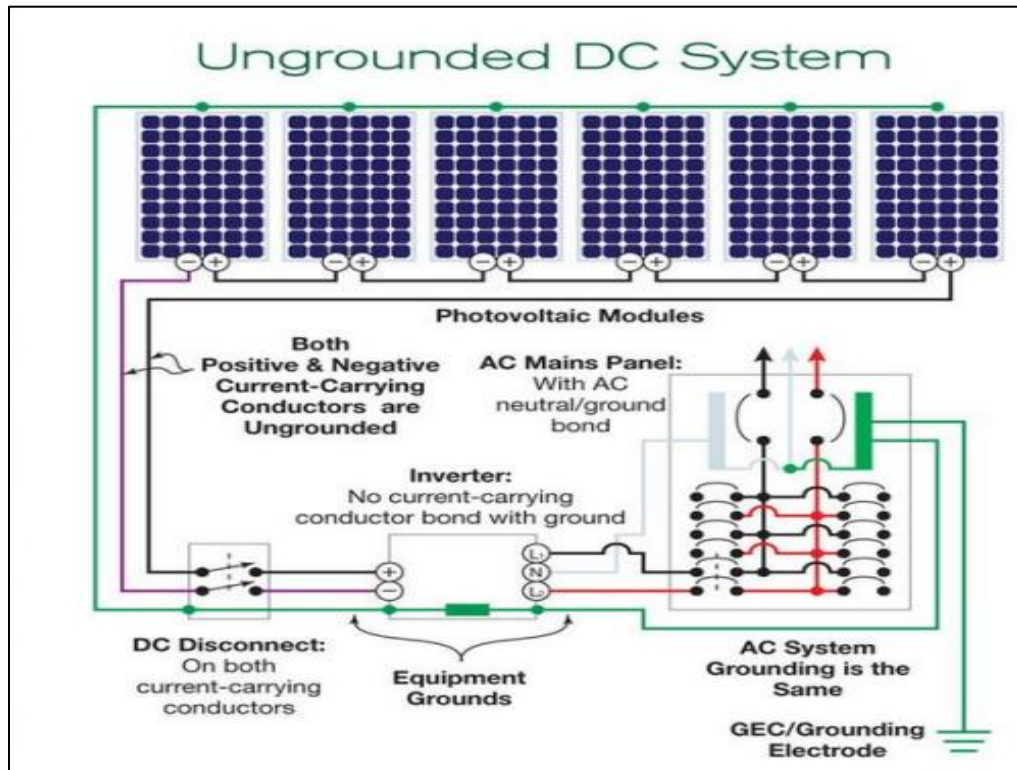


Figura 1.21 Esquema de sistema fotovoltaico flotante

En ambos casos todas las partes metálicas de los aparatos y soportes (carcasas, envoltentes, marcos y estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos) que forman parte de la instalación, deberán estar conectadas entre sí y puestas a tierra.

Los requisitos para un sistema de puesta a tierra en base al artículo 250.4 (A) del NEC son los siguientes:

- (1) **Puesta a tierra de los sistemas eléctricos.** Los sistemas eléctricos puestas a tierra se deben conectar a tierra de manera que limiten la tensión impuesta por descargas atmosféricas, sobretensiones en la línea, o contacto no intencional con líneas de tensión más alta, y que estabilicen la tensión a tierra durante la operación normal.
- (2) **Puesta a tierra del equipo eléctrico.** Los materiales conductores que normalmente no transportan corriente, que albergan conductores o equipo eléctrico, o que forman parte de dicho equipo, deben estar conectados a tierra con el fin de limitar la tensión a tierra en estos materiales.

(3) **Unión de equipo eléctrico, materiales, conductores eléctricos y otros equipos.** Los materiales conductores que normalmente no transportan corriente, que albergan conductores o equipo eléctrico, que forman parte de dicho equipo, o que tienen probabilidad de energizarse, se deben conectar entre sí y a la fuente de alimentación eléctrica de manera que establezcan una trayectoria eficaz para la corriente de falla a tierra.

(4) **Trayectoria eficaz de la corriente de falla a tierra.** Los equipos y el alambrado eléctrico y otros materiales conductores eléctricos que tienen probabilidad de energizarse se deben instalar de forma que creen un circuito de baja impedancia que facilite la operación del dispositivo de protección contra sobrecorriente o del detector de falla a tierra para sistemas de alta impedancia puestos a tierra. Deben tener la capacidad de transportar con seguridad la corriente máxima de falla a tierra que probablemente se imponga sobre él desde cualquier punto del sistema de alambrado en donde pueda ocurrir una falla a tierra hasta la fuente de alimentación eléctrica. La tierra no se debe considerar como una trayectoria eficaz para la corriente de falla a tierra.

1.5.6 Protecciones

Las protecciones DC y AC son el complemento del sistema fotovoltaico. El generador fotovoltaico en sus strings de MFV, se protegen con fusibles, diodos de paso o bloqueo.

Una parte fundamental en las protecciones son las Combiner Box o Caja de combinación, de concentración, de conexión, o desconexión (Combiner box), es la parte del sistema de canalización en donde se localiza el punto de combinación o paralelismo de conductores de la fuente fotovoltaica y/o los dispositivos de seguridad tales como desconectores, fusibles, interruptores termomagnéticos, etc. De esta caja sale el circuito de salida fotovoltaica. Caja en la que se conectan eléctricamente los strings entre sí.

Las combiner Box deberán de cumplir con la norma IEC 61439-1, y contar con los siguientes elementos ²⁵:

- a) Seccionador bajo carga.
- b) Descargadores de sobretensión tipo 2.
- c) Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos negativos, por cada string.
- d) Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos positivos, por cada string.
- e) Bornes de conexión CC para línea colectora hacia el inversor.
- f) Borne de conexión para conductor de puesta a tierra.
- g) Borne de conexión para contacto de aviso de fallo sin potencial.

²⁵[13] (Quinteros Calzadia & Zelada Ramirez, 2018)

h) El tablero CC deberá tener un IP65, o mínimo IP54 cuando se ubique bajo techo



Figura 1.22 Combiner Box en sistemas Fotovoltaicos

1.6 Mantenimiento de un sistema fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos debido a su instalación están sometidos a diversos agentes externos entre los cuales podemos mencionar las altas temperaturas, la polución y suciedad que puede llegar a depositarse en la superficie de los paneles solares, esto puede provocar daños en el funcionamiento tanto en los paneles solares como en la instalación eléctrica que lo integra, debido a esto se debe de tener un buen plan de mantenimiento en las instalaciones.

En los SFV tienden a tener muy pocas posibilidades de averías y se caracterizan por requerir escaso mantenimiento, si estos están bien diseñados y si la instalación se realizó correctamente, pero si el mantenimiento es necesario depende de varios factores como, por ejemplo:

- La climatología de la instalación
- La complejidad de la instalación
- La contaminación ambiental existente en la ubicación de la instalación.

Los tipos de mantenimiento más comunes son:

- Mantenimiento Preventivo
- Mantenimiento Predictivo
- Mantenimiento Correctivo

Mantenimiento Preventivo

El principal objetivo de este tipo de mantenimiento es el evitar o mitigar las consecuencias de los fallos de un sistema, logrando prevenir las incidencias antes de estas ocurran.

El plan de mantenimiento permite detectar fallos repetitivos, disminuir los puntos muertos por paradas, aumentar la vida útil de equipos, disminuir coste de reparaciones, detectar puntos débiles en la instalación entre otras.

El mantenimiento preventivo en general se ocupa en la determinación de condiciones operativas, de durabilidad y confiabilidad del equipo. Un plan de mantenimiento correctamente planificado puede reducir considerablemente los fallos de una instalación y sus consecuencias acarreadas.

Mantenimiento Predictivo

Este mantenimiento está basado en la determinación del estado de un sistema en operación, es decir, basa en que los sistemas darán un tipo de aviso antes de que fallen por lo que este plan de mantenimiento trata de percibir los síntomas para después tomar acciones.

En el mantenimiento predictivo se suelen realizar ensayos no destructivos, como medida de vibraciones, mediciones de temperatura, termografías, intensidades, tensiones, etc.

Todo lo anterior permitirá tomar decisiones antes de que exista una falla, de forma que subsane este antes. El poder detectar cambios anormales en las condiciones del equipo y reparar esto es una buena forma de evitar averías en el sistema, aunque no siempre suele ser una tarea fácil.

Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo es una forma de mantenimiento del sistema que se realiza después de haber ocurrido un fallo o problema en alguna de sus partes, con el objetivo de restablecer la operatividad de este. Se utiliza cuando es imposible de predecir o prevenir un fracaso, lo que hace el mantenimiento correctivo la única opción.

El proceso de mantenimiento correctivo se inicia con una avería y un diagnóstico para determinar la causa del fallo. Es importante determinar qué es lo causó el problema, a fin de tomar las medidas adecuadas, y evitar así que se vuelva a producir la misma avería.

Esta estrategia de mantenimiento puede resultar económica a corto plazo, al no invertir en planes de mantenimiento preventivo, si bien puede ocurrir que a causa de una falta de mantenimiento surja una avería que pueda resultar irreparable y con las graves consecuencias que esto conlleva, por tanto, no se recomienda este plan de mantenimiento, por estar demostrado que es mucho más costoso que cualquier otro a medio y a largo plazo.

Plan de mantenimiento de una instalación fotovoltaica

El plan de mantenimiento debe de cubrir tanto el mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo. Además, se debe de disponer de un stock de repuestos, útiles y herramientas necesarias para cumplir con las labores de mantenimiento, acordes al tamaño de la instalación. Se deben de generar informes de cada una de las tareas, a fin de optimizar costes de mantenimiento u poder predecir futuros fallos no deseados en la instalación.

Plan de mantenimiento Preventivo

1. Paneles solares fotovoltaicos

Debido a la configuración carente de partes móviles, los paneles requieren muy poco mantenimiento, al mismo tiempo el control de la calidad de los fabricantes es general y rara vez presentan problemas.

Los dos aspectos principales que se deben de considerar son por un lado, garantizar que ningún obstáculo haga sombra los paneles y por el otro, mantener limpia la parte expuesta a los rayos solares de los paneles.

Las pérdidas debido a suciedades pueden llegar a ser del 5% y se pueden evitar con una limpieza periódica adecuada, este mantenimiento consiste en los siguiente:

1.1 Limpieza periódica del panel

La suciedad que se puede acumular en el panel puede reducir su rendimiento, las capas de polvo que reducen la intensidad del sol no son peligrosas y la reducción de potencia no suele ser significativa.

Las labores de limpieza de los paneles se deben de realizar mensualmente o bien después de una lluvia de barro, nevada u otros fenómenos meteorológicos similares.



Figura 1.23 Limpieza del panel solar fotovoltaico

La limpieza de los paneles se realiza con agua sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos. Es preferible que la limpieza se realice fuera de las horas centrales del día, para evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el panel (Sobre todo en verano).

1.2 Inspección visual de posibles degradaciones (bimensualmente)

- Se controlará que ninguna célula se encuentre en mal estado (cristal de protección roto)
- Se comprobará que el marco del panel se encuentre en correctas condiciones (ausencia de deformaciones o roturas)

1.3 Control de temperatura del panel (trimestralmente)

De ser posible esto se debe de controlar mediante termografía infrarroja, que ningún punto del panel este fuera de temperatura permitido por el fabricante, sobre todo en los meses de verano.

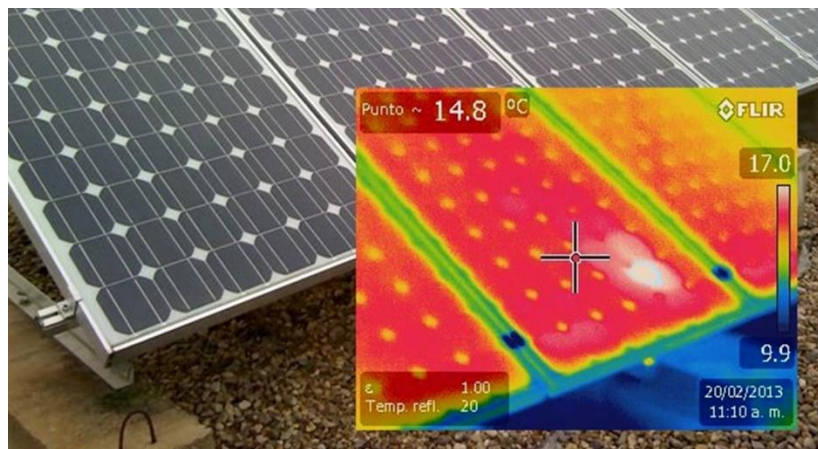


Figura 1.24 Termografía de paneles, para la determinación de células dañadas.

1.4 Control de las características eléctricas del panel (anualmente)

Se revisará el estado de las conexiones, entre otros:

- Ausencia de oxidaciones en los circuitos y soldadura de las células, normalmente debido a la entrada humedad.
- Comprobación de estado y adherencia de los cables a los terminales de los paneles
- Comprobación de la estanqueidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de seguridad. Si procede, se sustituirán las piezas en mal estado y/o se limpiarán las terminales
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.
- Temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de esta, controlando que este dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.

2. Estructura de soporte de los paneles

Las estructuras de soporte al ser fabricadas íntegramente con perfiles de aluminio y tornillería de acero inoxidable no requieren mantenimiento anticorrosivo. El mantenimiento de estas se realizará cada seis meses y consistirá:

Anualmente:

- Comprobación de posibles degradaciones (deformaciones, grietas, etc.)
- Comprobación del estado de fijación de la estructura a cubierta. Se controlará que la tornillería se encuentre correctamente apretada, controlando el par apriete si es necesario. Si algún elemento de fijación presenta síntomas de defectos se sustituirá por otro.
- Comprobación de la fijación de los paneles a la estructura.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.

3. Combiner Box

Debido al peligro inminente por riesgo eléctrico, es imperativo realizar todas las operaciones de mantenimiento con las cajas desconectadas y sin tensión.

Anualmente:

- Comprobar el correcto anclaje de la caja a la estructura de soporte correspondiente y horizontalidad de esta, asegurándose de que la tornillería este correctamente apretada, sustituyendo algún elemento de fijación si se encuentra en mal estado.
- Comprobar si la tapa está bien asentada y su estanqueidad. Asegurarse al cerrar la tapa que los cierres estén bien bloqueados, ejerciendo una ligera presión con un destornillador hasta que estos encajen (1/4 de vuelta)
- Comprobar si se ha acumulado agua de condensación en el equipo. Si es así, absorber el agua que haya, comprobar la causa de la filtración de agua y subsanar el defecto.
- Comprobar las etiquetas de advertencias de peligro tanto en el exterior como en el interior del equipo y si son ilegibles o están dañadas reponer estas.
- Realizar la inspección visual de los fusibles existentes y de los muelles tensores en los portafusibles.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra
- Comprobar el descargador de sobretensión, el campo visual debe estar en verde.
- Es recomendable comprobar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá su tensión e intensidad de esta,

controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.

- Comprobar la firmeza del apriete de todas las conexiones del cableado String, y si fuera necesarios apretarlas. Ver si el aislamiento en los bornes del subgrupo y en la barra colectora presentan descoloración o alteraciones de otro tipo.

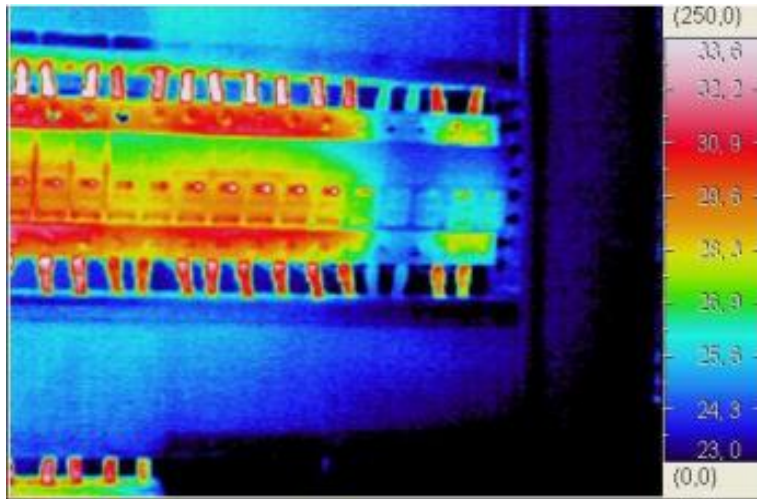


Figura 1.25 Ejemplo de termografía en un cuadro de conexiones.

4. Inversores

Los inversores son uno de los equipos más delicados de toda la instalación, y como tal requieren un mantenimiento más exhaustivo. Si bien los intervalos de mantenimiento dependen de su ubicación y de las condiciones ambientales (polvo, humedad, etc.) Las instrucciones que se muestran a continuación son válidas para emplazamientos en el interior de un edificio sometido a rangos de temperatura normales (0 – 40 °C a la sombra). Los trabajos de mantenimiento son los siguientes:

Cada mes:

- Lectura de los datos archivos y de la memoria de fallos.

Cada 6 meses:

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

Anualmente:

- Limpieza del disparador de calor del componente de potencia
- Comprobar cubiertas y funcionamiento de bloqueos

- Inspección de polvo, suciedad, humedad y filtraciones de agua en el interior del armario de distribución, si es necesario, limpiar el inversor y tomar medidas pertinentes
- Revisar la firmeza de todas las conexiones del cableado eléctrico y, dado el caso, apretarlas.
- Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan descoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos oxidados.
- Comprobar el funcionamiento de los ventiladores y atender a ruidos, Los ventiladores pueden ser encendidos si se ajustan los termostatos o durante el funcionamiento.
- Revisión de funcionamiento de la calefacción.
- Verificar el envejecimiento de los descargadores de sobretensión y, dado el caso, cambiarlos.
- Inspección visual de los fusibles y seccionadores existentes y, dado el caso, engrase de los contactos.
- Revisión de funcionamiento de los dispositivos de protección:
 - Interruptores de protección de la corriente de defecto.
 - Interruptores automáticos.
 - Interruptores de potencia.
 - Interruptores de protección de motores por accionamiento manual o mediante la tecla de control (si esta existiera)
- Revisión de las tensiones de mando y auxiliares según tensiones correspondientes (120/240/480 V, etc.)
- Comprobación de funcionamiento de la parada de emergencia.
- Control de la función de sobre temperatura y revisar el funcionamiento del circuito de seguridad de esta función.

5. Transformadores

Los transformadores son parte fundamental en la instalación, ya que si esta falla, se perderá toda la producción mientras el mismo es inoperativo. Normalmente no suelen dar problemas si se encuentran bien dimensionados en cuanto a sobrecargas y la ventilación de este es adecuada, de forma que no se produzcan calentamientos en el mismo. El mantenimiento de los transformadores es el siguiente:

Mensualmente:

- Retirar el polvo del transformador mediante aspiración, finalizando con aire comprimido o con nitrógeno.

Semestralmente:

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

Anualmente:

- Controlar el apriete de las conexiones y las barritas de las tomas de regulación
- Comprobar los aislamientos MT/masa, BT/masa y MT/BT.
- Comprobar si el aislamiento o los brones presentan descoloraciones o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.
- Inspeccionar y, dado caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
- Comprobar el funcionamiento de los ventiladores y atender a ruidos. Los ventiladores pueden ser encendidos si se ajustan los termostatos o durante el funcionamiento.
- Control de la función de sobre temperatura y revisar el funcionamiento del circuito de seguridad de esta función.

1.7 Normativas y estándares aplicables a El Salvador

1.7.1 Normativas Aplicables en El Salvador

En el Salvador el Consejo Nacional de Energía (CNE) establece la Política Energética Nacional²⁶, por medio de la cual se dan los lineamientos necesarios para integración de proyectos de energías renovables a la red eléctrica del país. En base a esto se ha establecido un marco regulatorio para la promoción de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), para así incentivar tanto a las empresas como a la población al aprovechamiento de los recursos renovables, con el objetivo de diversificar la matriz energética del país.

La Ley General de Electricidad (LGE) y su Reglamento contienen las principales regulaciones relacionadas con cualquier proyecto de generación de electricidad, dentro de estas se especifican las regulaciones para actividades privadas o públicas relacionadas a generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica de El Salvador. Cabe mencionar que para cada proyecto debido a sus características particulares tendrán diferente regulación esto dependerá de la escala del proyecto, su ubicación geográfica y la disponibilidad del recurso renovable a utilizar.

Para las Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red se categorizan dos escenarios:

1. SFVCR en el Mercado Mayorista de El Salvador

Estos sistemas son aquellas plantas generadoras cuya producción de energía entra en su totalidad a la red eléctrica y entrarán a participar en el Mercado Mayorista. Para estas condiciones el marco normativo esta dado por la “*Ley General de Electricidad*” (LGE), el

²⁶ La política energética, también denominada **gestión energética**, se define como un proceso de optimización en el uso de la energía. Su objetivo es la búsqueda del uso racional y eficiente de la misma, así como también el aumento de la fiabilidad del sistema, sin reducir el nivel de prestaciones.

“Reglamento de la LGE” (RLGE) y el “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción” (ROBCP).

El ROBCP en los artículos 3.2.3 y en el 20.1.2, menciona que para poder ser participe del Mercado Mayorista, como PM Generador (Participante del Mercado)²⁷ conectado a la red transmisión o de distribución debe ser capaz de inyectar una potencia mínima de 5MW por nodo. Se debe de tomar en cuenta adicionalmente los aspectos referentes a la capacidad firme de las unidades generadoras.

2. SFVCR en Generación Distribuida

Se le denomina Generación Distribuida a aquella que se encuentra conectada a la red de distribución y que además no participa en el Mercado Mayorista de Electricidad. Dichas plantas no superan los 20 MW²⁸ de capacidad instalada y en su totalidad son de tecnologías renovables (solar fotovoltaica en techo y en suelo, biogás, eólica y pequeñas centrales hidroeléctricas).

Según la regulación salvadoreña, se tienen 3 tipos de generación distribuida:

- a) **GDR:** Generación Distribuida Renovable, generador que toda su energía la inyecta directamente a la red de distribución y su fin principal es comercializar la energía producida.
- b) **APR:** Auto Productor Renovable, usuario final que posee una planta de generación renovable y comercializa sus excedentes de energía, mediante un contrato de largo plazo con el distribuidor, el cual fue adjudicado en una convocatoria.
- c) **UPR:** Usuario Productor Renovable, usuario que posee una planta de generación renovable, con el único objetivo de abastecer su propia demanda. No comercializa su energía (por lo que cualquier excedente de energía a la red no será compensado), según norma se establecen parámetros de diseño para cumplir el objetivo de auto abastecimiento.

La normativa aplicable para Generación Distribuida es:

- Ley General de Electricidad (LGE)
- Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE)
- Norma para Usuarios finales Productores de Energía Eléctrica con Recursos Renovables (UPR)
- Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión

²⁷ Participante del Mercado que posee una o más centrales de producción de energía eléctrica que comercializa su producción en forma total o parcial.

²⁸Fuente: [8] (Coto Estrada, Blanca Noemi, 2019)

- Norma Sobre Procesos de Libre Concurrencia para Contratos de Largo Plazo Respaldo con Generación Renovable (GDR < 20 MW), SIGET.

Todo lo mencionado anteriormente se puede resumir con el siguiente diagrama:

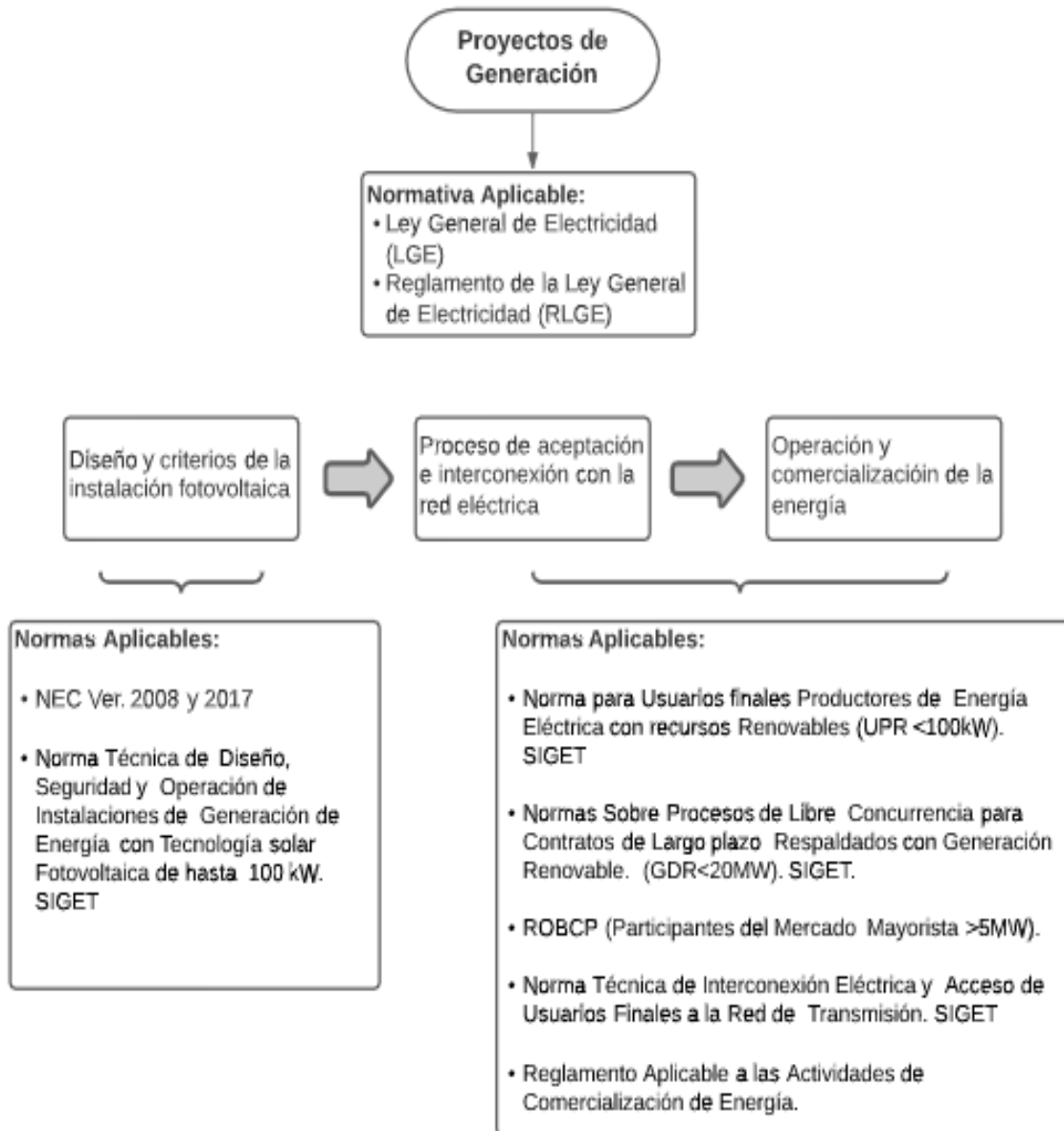


Figura 1.26 Resumen de normativas y estándares

1.7.2 Estándares aplicables en El Salvador

Todas y cada una de las partes y componentes del sistema fotovoltaico deben cumplir y satisfacer los requerimientos de las Normas Internacionales aplicables en su caso, con respecto a su fabricación, desempeño y seguridad, por lo que deben estar evaluados técnicamente respecto de la conformidad y ostentar el certificado de cumplimiento emitido por un Organismo Nacional de Certificación de acuerdo a la normatividad correspondiente, o bien por un Organismo Internacional de Certificación perteneciente al Sistema de Conformidad de Pruebas y Certificados de Equipo Eléctrico (IECEE), que forma parte de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC: International Electrotechnical Commission).

Los estándares aplicables en un sistema fotovoltaico serán:

- UL: Underwriters Laboratories (estándar americano US y europeo EN)
- IEC: International Electrotechnical Commission.

Los estándares aplicables en un sistema fotovoltaico, desde el generador fotovoltaico hasta la conexión de salida con la red, o con un banco de baterías (para un sistema fotovoltaico autónomo-aislado) se muestran en la siguiente figura:

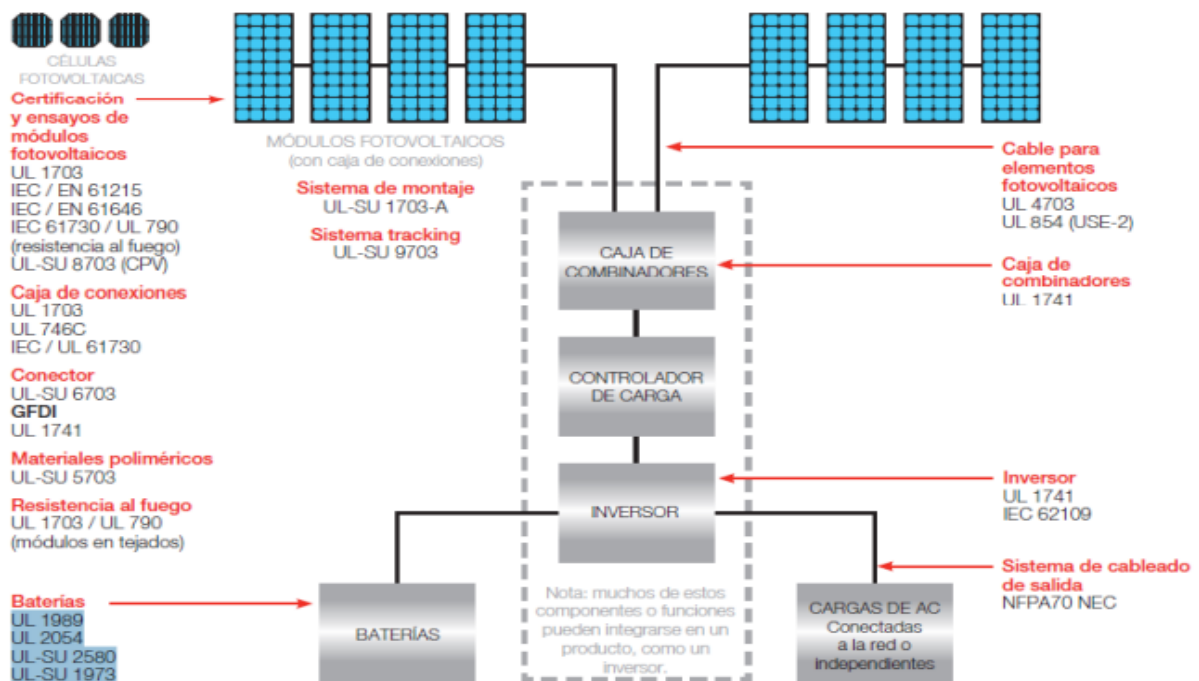


Figura 1.27 Resumen de estándares para los diferentes equipos a utilizar en las instalaciones fotovoltaicas

Proceso de Diseño

2.1 Visita técnica y recopilación de datos

Para poder continuar con el desarrollo de nuestro trabajo de graduación, se iniciaron con las visitas técnicas a la Facultad Multidisciplinaria de Occidente. Se procedió a realizar el recorrido por toda la facultad visualizando y tomando notas de interés que servirían para la evaluación y el diseño del sistema solar que se desea implementar.

En las Primeras visitas se identificó los edificios factibles para la instalación de un Sistema Fotovoltaico en su techo, identificando 5 edificios, los cuales son:

1. Edificio de Deportes y Recreación
2. Edificio de Usos Múltiples
3. Edificio de Medicina
4. Edificio N
5. Auditorium

Los datos recopilados para el diseño fotovoltaico de cada edificio se encuentran en el Anexo J.

Posterior a la recopilación de datos se comenzó con el proceso de diseño para cada edificio de manera independiente, en base al medidor al que se encuentran conectados.

La FMOcc es energizada por la distribuidora AES CLESA, y posee dos acometidas en media tensión y una en baja tensión, con las siguientes tarifas:

- General
- Mediana Demanda con Medidor Horario
- Gran Demanda con Medidor Horario

Como se mencionó antes el diseño para cada edificio dependerá de a que medidor se encuentren conectados y del área efectiva disponible. A partir de lo anterior se identificó que el edificio de Deportes y Recreación se encuentra conectado por sí solo al medidor N°3 y el resto de los edificios se encuentran conectados al medidor N°1. ²⁹

²⁹ Ver Anexo I para consultar las facturas eléctricas de los medidores.

2.2 Ubicación y área a utilizar

La Facultad FMOcc está ubicada en el departamento de Santa Ana, municipio de Santa Ana, al Final de la Avenida Fray Felipe de Jesús Moraga Sur.



Figura 2.1 Entrada Facultad Multidisciplinaria de Occidente

Una vez definidos los edificios que se utilizarían se inició con la recopilación de datos de cada uno ³⁰. Los datos más importantes se muestran en la siguiente tabla:

Edificio	Área disponible (m ²)	Inclinación del techo	Capacidad y Configuración de la Subestación.	Protección Tablero Principal (A)	Cantidad de Subtableros
Edificio de Deportes y Recreación	154	3°	37.5 kVA Monofásica 120/240	225/1P	1
Edificio de Usos Múltiples	909.78	6°	225 kVA Trifásica Y/y 120/240	800/3P	11

³⁰ Los datos recopilados se muestran en el Anexo J

Edificio	Área disponible (m^2)	Inclinación del techo	Capacidad y Configuración de la Subestación.	Protección Tablero Principal (A)	Cantidad de Subtableros
Edificio de Medicina	1405.88	3°	225 kVA Trifásica Y/y 120/240	630/3P	7
Edificio N	290.3	4°	50 kVA Monofásico 120/240	225/2P	1
Auditórium	254.4	7°	225 kVA Trifásica Y/y 120/240	200/3P	1

Tabla 2.1 Resumen de datos recopilados en la visita técnica

2.3 Capacidad a instalar

Para determinar la potencia necesaria que se necesita producir con los MFV en los techos de la Universidad se utilizará el Índice de Producción Final (Y_f), que esto está dado por:

$$Y_f = \frac{kWh}{kWp} \text{ Ecu. (1)}$$

Donde:

kWh : es la energía mensual consumida

kWp : Es la Potencia disponible

Para nuestro diseño deseamos conocer la potencia que se puede instalar, por lo que al despejar la ecuación anterior se tendrá lo siguiente:

$$kWp = \frac{kWh}{Y_f}$$

El índice de producción se determina a partir de instalaciones fotovoltaicas en funcionamiento. En estudios realizados se ha determinado que los valores de Y_f mínimos en El Salvador es de 1537.71 y máximos de 1610.2 en el mejor de los casos ³¹.

Para nuestro trabajo se utilizará el Valor de Índice de Producción Anual será de $Y_f = 1500 \text{ kWh/kWp}$, pero este valor es anual, y para términos de diseño se ocupará su valor mensual que es de 125 kWh/kWp .

³¹ [1] (Acosta Pleitez & Membreño Vela, 2020)

A partir de lo anterior se procesará a determinar la potencia que se puede instalar en los edificios en base al consumo de energía eléctrica marcado en el medidor que están conectados.

Antes de continuar con los cálculos se debe tener en cuenta que la producción mensual estimada de energía del sistema fotovoltaico a instalar deberá ser menor que el consumo promedio mensual del suministro, esto en base a la “Norma para Usuarios Finales Productores de Energía Eléctrica con Recursos Renovables” que es el Acuerdo 367-E-2017 de SIGET.³²

2.3.1 Capacidad a instalar en Edificio de Deportes y Recreación

El valor kWh se determinó a partir de la factura eléctrica brindada el día de la visita, la cual es del año 2019, esto ayudará que el consumo reflejado sea lo más representativo posible ya que aún no se encontraba en pandemia el país.

Como se mencionó antes este edificio se encuentra conectado al medidor número 3 que se muestra en el Anexo I, se utilizará el consumo promedio de los último 6 meses que es un valor de 449 kWh³³, al sustituir los valores en la ecuación (1) despejada tenemos:

$$kWp = \frac{449 \text{ kWh}}{125 \text{ kWh/kWp}} = 3.592 \text{ kWp}$$

Por lo tanto, la potencia que se debe de producir con los MFV es de 3.6 kWp.

2.3.2 Capacidad a instalar en el edificio de Usos Múltiples, edificio de Medicina, Edificio N y Auditórium.

Estos edificios se encuentran conectados a un solo medidor, de igual forma se utilizará los kWh que se ven reflejados en la factura eléctrica³⁴

$$kWp = \frac{41,867 \text{ kWh}}{125 \text{ kWh/kWp}} = 334.936$$

Por lo tanto, la potencia que se debe de producir con los MFV es de 334.9 kWp.

³² [14] (SIGET, 2017)

³³ Ver Anexo I: Medidor N°3 para consultar los datos de consumo

³⁴ Ver Anexo I: Medidor N°1 para consultar los datos de consumo

2.4 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico y Resumen de equipo a instalar

Se debe aclarar que la potencia a instalar que se calculó en el paso anterior es una potencia mensual. Ahora que se conoce la potencia que se puede instalar se comenzará con el diseño fotovoltaico para cada edificio.

En este capítulo solo se mostrarán los resultados de los cálculos realizados, si se desea conocer con mayor detalle los cálculos puede consultar el Anexo A, B y C donde se encuentran las memorias de cálculos. Además, en el anexo N se encuentra el método utilizado para calcular supresores de transientes.

2.4.1 Edificio de Deportes y Recreación

Para el Edificio de Deportes y Recreación, su memoria de cálculo se encuentra en el Anexo A, para este diseño se utilizará un inversor 3 kW y un MFV de 385 W, esto debido a que el consumo de energía es muy baja comparada con el resto de los edificios. Las hojas técnicas de los equipos utilizados se muestran en los anexos D y E.

Equipo a Instalar

A continuación, en la siguiente tabla se muestra los equipos que se utilizarán, así como la producción estimada de energía y los detalles del diseño del sistema.

Equipo	Cantidad
MFV GCL-M6/72H (385 W)	8
Inversor SMA Sunny Boy 3.0-US	1
String por Inversor	1
MFV por String	8
Energía mensual estimada	411.84 kWh
Potencia del Arreglo	3.12 kWp

Tabla 2.2 Resumen de equipo a instalar en el Edificio de Deportes y Recreación.

Protecciones

A continuación, se presenta un resumen de los medios de desconexión que se usaran como protección.

Elemento	Ubicación	Corriente [A]	Número de polos
FS	Entrada de Combiner Box por String	20	2
DSC1	Salida de Combiner Box hacia inversor	20	2
DSC2	Salida del Inversor	20	2
DSC3	Entrada Tablero general	20	2

Tabla 2.3 Protecciones necesarias Edificio Deportes y Recreación

Conductores

Tramo	Calibre [AWG]	Sección [mm^2]	Distancia [m]	Tubería [inch]
MFV al Combiner Box	-	4	12	-
Combiner Box al Inversor	-	4	12	1/2
Inversor al Tablero	12	-	10	1/2

Tabla 2.4 Conductores utilizados Edificio de Deportes y Recreación

2.4.2 Edificio N

Para este caso se utilizará un MFV de 485 W y un Inversor de 7.7 kW, el diseño fotovoltaico de este edificio se verá limitado por el área disponible. Para este edificio se recomienda considerar el realizar una poda leve de los árboles que se encuentran a su alrededor. Las hojas técnicas de los equipos utilizados en estos edificios se muestran en los anexos F y G. La memoria de cálculo para este edificio se encuentra en el anexo B.

Equipos a Instalar

A continuación, en la siguiente tabla se muestra los equipos que se utilizarán, así como la producción estimada de energía y los detalles del diseño del sistema.

Equipo	Cantidad
MFV Trina Solar Vertex TSM-DE18M II (485 W)	64
Inversor SMA Sunny Boy 7.7-US	4
String por Inversor	2
MFV por String	8
Energía mensual estimada	4,139.52 kWh
Potencia del Arreglo	31.36 kWp

Tabla 2.5 Resumen de equipo a Instalar en el Edificio N

Protecciones

Elemento	Ubicación	Corriente [A]	Número de polos
FS	Entradas de Combiner box	20	2
DSC1	Salida de Combiner Box	40	2
DSC2	Entrada del Inversor	40	2
DSC3	Salida del Inversor hacia tablero General	40	2

Tabla 2.6 Protecciones necesarias Edificio

Conductores

Tramo	Calibre [AWG]	Sección [mm^2]	Distancia [m]	Tubería [inch]
MFV al Combiner Box	-	10	25	-
Combiner Box al Inversor	-	10	12	1/2
Inversor al Tablero	8	-	10	1/2

Tabla 2.7 Conductores utilizados Edificio N

2.4.3 Edificio de Usos Múltiples

Para este edificio se utilizará un MFV de 485 W y un Inversor de 20 kW, el diseño fotovoltaico de este edificio se verá limitado por el área disponible, ya que en el centro del techo se encuentra un tragaluz.³⁵ Para este diseño se decidió utilizar un inversor de mayor capacidad debido a que el área disponible es mayor.

Las hojas técnicas de los equipos utilizados en estos edificios se muestran en los anexos F y H. La memoria de cálculo para estos edificios se encuentra en el anexo C.

Equipo a Instalar

A continuación, en la siguiente tabla se muestra los equipos que se utilizarán, así como la producción estimada de energía y los detalles del diseño del sistema.

Equipo	Cantidad
MFV Trina Solar Vertex TSM-DE18M II (485 W)	120
Inversor Huawei SUN2000-20KTL-M3 20 kW	2
String por Inversor	5
MFV por String	12
Energía mensual estimada	7,761.6 kWh
Potencia del Arreglo	58.8 kWp

Tabla 2.8 Resumen de equipo a instalar en el edificio de Usos Múltiples.

Protecciones

Elemento	Ubicación	Corriente [A]	Número de polos
FS	Entradas de Combiner box	20	2
DSC1	Salida de Combiner Box	40	2
DSC2	Entrada del Inversor	40	2
DSC3	Salida del Inversor hacia tablero General	70	3

Tabla 2.9 Protecciones necesarias Edificio de Usos Múltiples.

Conductores

Tramo	Calibre [AWG]	Sección [mm ²]	Distancia [m]	Tubería [inch]
MFV al Combiner Box	-	10	15	-
Combiner Box al Inversor	-	16	35	1/2
Inversor al Tablero	4	-	10	1/2

Tabla 2.10 Conductores utilizados Edificio Usos Múltiples.

³⁵ Las imágenes del techo se muestran en el Anexo J, en la Checklist de este edificio

2.4.4 Edificio de Medicina

En este edificio se utilizará el mismo equipo que el edificio de Usos Múltiples, para el diseño se tuvo en consideración los tragaluces que se tienen instalados, además se descartó un área del techo disponible debido a las malas condiciones en que se encuentra. Como se utilizó el mismo equipo que para el edificio anterior los cálculos no variarían, pero si la potencia y la energía generada ya que esto depende del área disponible, estos cálculos se encuentran en el anexo C

Equipo a Instalar

A continuación, en la siguiente tabla se muestra los equipos que se utilizarán, así como la producción estimada de energía y los detalles del diseño del sistema.

Equipo	Cantidad
MFV Trina Solar Vertex TSM-DE18M II (485 W)	180
Inversor Huawei SUN2000-20KTL-M3 20 kW	3
String por Inversor	5
MFV por String	12
Energía mensual estimada	11,721.6 kWh
Potencia del Arreglo	88.2 kWp

Tabla 2.11 Resumen equipo a Instalar en el edificio de Medicina.

Protecciones

Elemento	Ubicación	Corriente [A]	Número de polos
FS	Entradas de Combiner box	20	2
DSC1	Salida de Combiner Box	40	2
DSC2	Entrada del Inversor	40	2
DSC3	Salida del Inversor hacia tablero General	70	3

Tabla 2.12 Protecciones necesarias Edificio de Medicina.

Conductores

Tramo	Calibre [AWG]	Sección [mm^2]	Distancia [m]	Tubería [inch]
MFV al Combiner Box	-	16	60	-
Combiner Box al Inversor	-	16	35	1/2
Inversor al Tablero	4	-	10	1/2

Tabla 2.13 Conductores utilizados edificio de Medicina.

2.4.5 Auditórium

Para el diseño se continuó utilizando los mismos equipos que los dos anteriores edificios, acá se tuvo en consideración los muros de ladrillos que rodean al techo ya que es posible que generen un poco de sombra en los MFV instalados. Los cálculos realizados se encuentran en el Anexo C.

Equipo a Instalar

A continuación, en la siguiente tabla se muestra los equipos que se utilizarán, así como la producción estimada de energía y los detalles del diseño del sistema.

Equipo	Cantidad
MFV Trina Solar Vertex TSM-DE18M II (485 W)	60
Inversor Huawei SUN2000-20KTL-M3 20 kW	1
String por Inversor	5
MFV por String	12
Energía mensual estimada	3,880.8 kWh
Potencia del Arreglo	29.4 kWp

Tabla 2.14 Resumen equipo a Instalar Auditórium.

Protecciones

Elemento	Ubicación	Corriente [A]	Número de polos
FS	Entradas de Combiner box	20	2
DSC1	Salida de Combiner Box	40	2
DSC2	Entrada del Inversor	40	2
DSC3	Salida del Inversor hacia tablero General	70	3

Tabla 2.15 Protecciones necesarias Auditórium.

Conductores

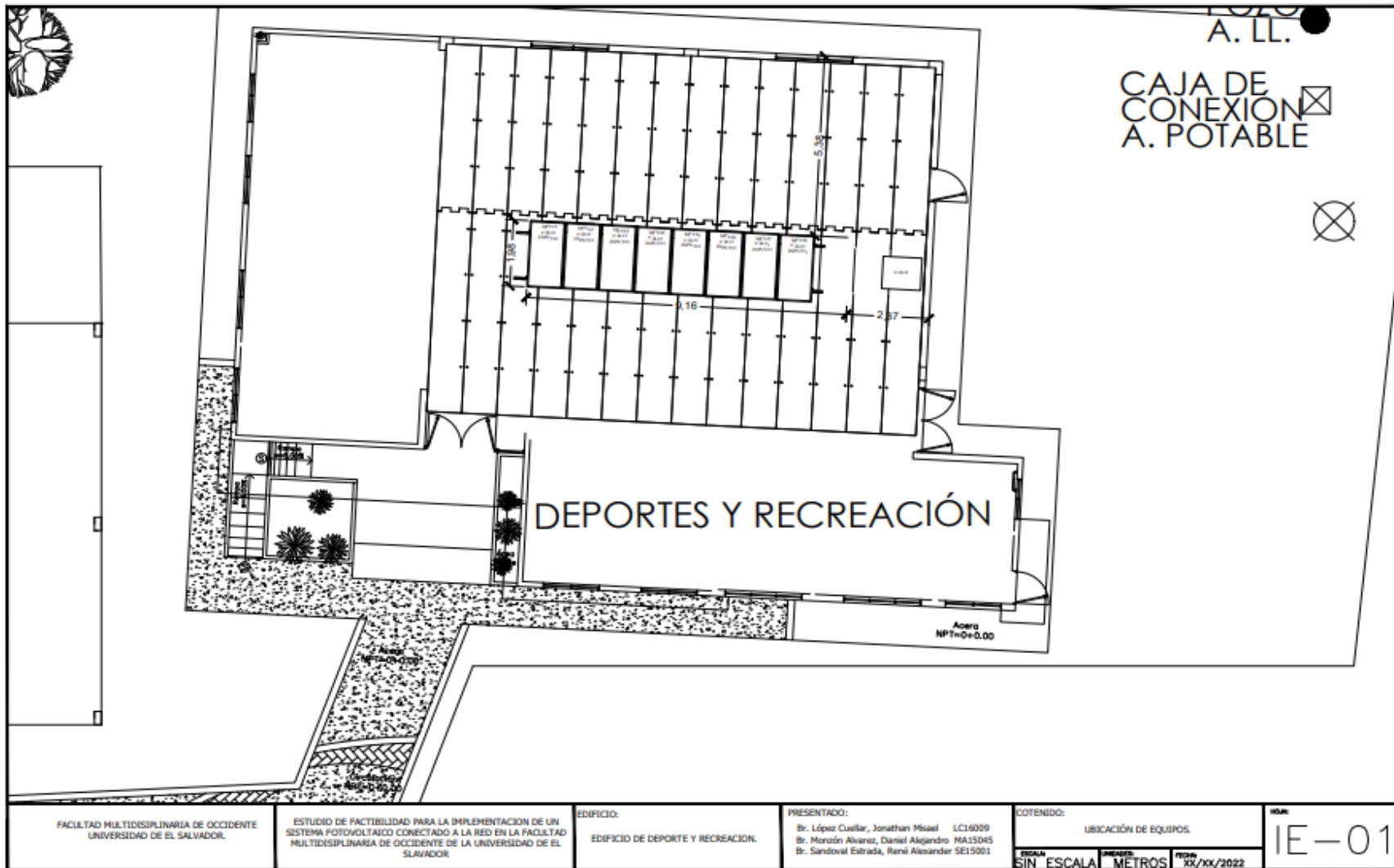
Tramo	Calibre [AWG]	Sección [mm^2]	Distancia [m]	Tubería [inch]
MFV al Combiner Box	-	10	35	
Combiner Box al Inversor	-	10	12	1/2
Inversor al Tablero	4	-	10	1/2

Tabla 2.16 Conductores utilizados Auditórium.

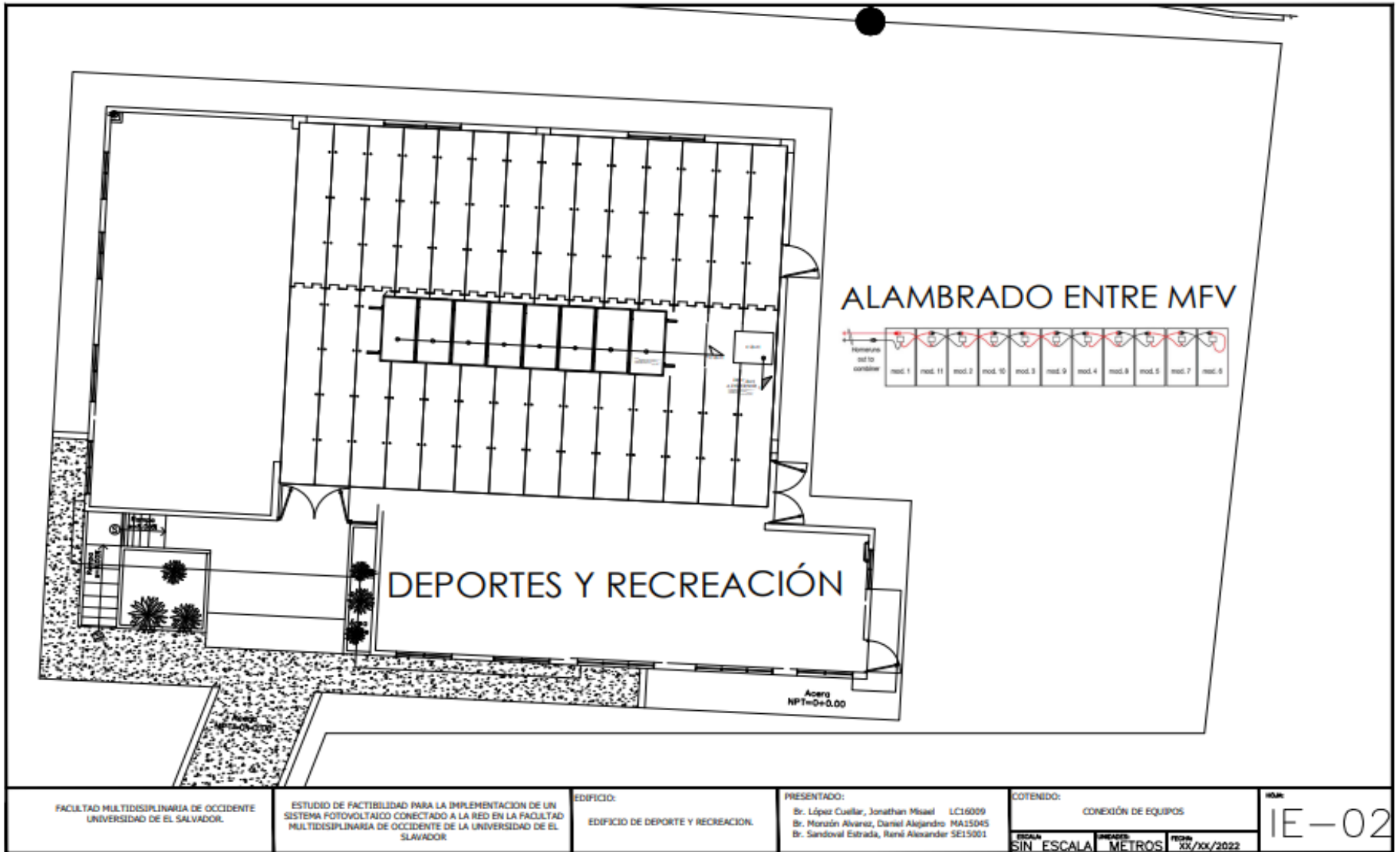
2.5 Diseño y orientación del sistema fotovoltaico

A continuación, se muestran los planos de la ubicación y la conexión que se realizará para la instalación cada sistema fotovoltaico.

2.5.1 Diseño y orientación Edificio de Deportes y Recreación



<p>FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR.</p>	<p>ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN LA FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE DE LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR.</p>	<p>EDIFICIO: EDIFICIO DE DEPORTE Y RECREACION.</p>	<p>PRESENTADO: Sr. López Cuellar, Jonathan Misael LC16009 Sr. Morán Álvarez, Daniel Alejandro MA25045 Sr. Sandoval Estrada, René Alexander SE15001</p>	<p>COTENIDO: UBICACION DE EQUIPOS.</p> <p>ESCALA: SIN ESCALA UNIDADES: METROS FECHA: XX/XX/2022</p>	<p>NO. PLAN: IE-01</p>
---	--	--	--	---	----------------------------



FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE
UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR.

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DE UN
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN LA FACULTAD
MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE DE LA UNIVERSIDAD DE EL
SLAVADOR

EDIFICIO:
EDIFICIO DE DEPORTE Y RECREACION.

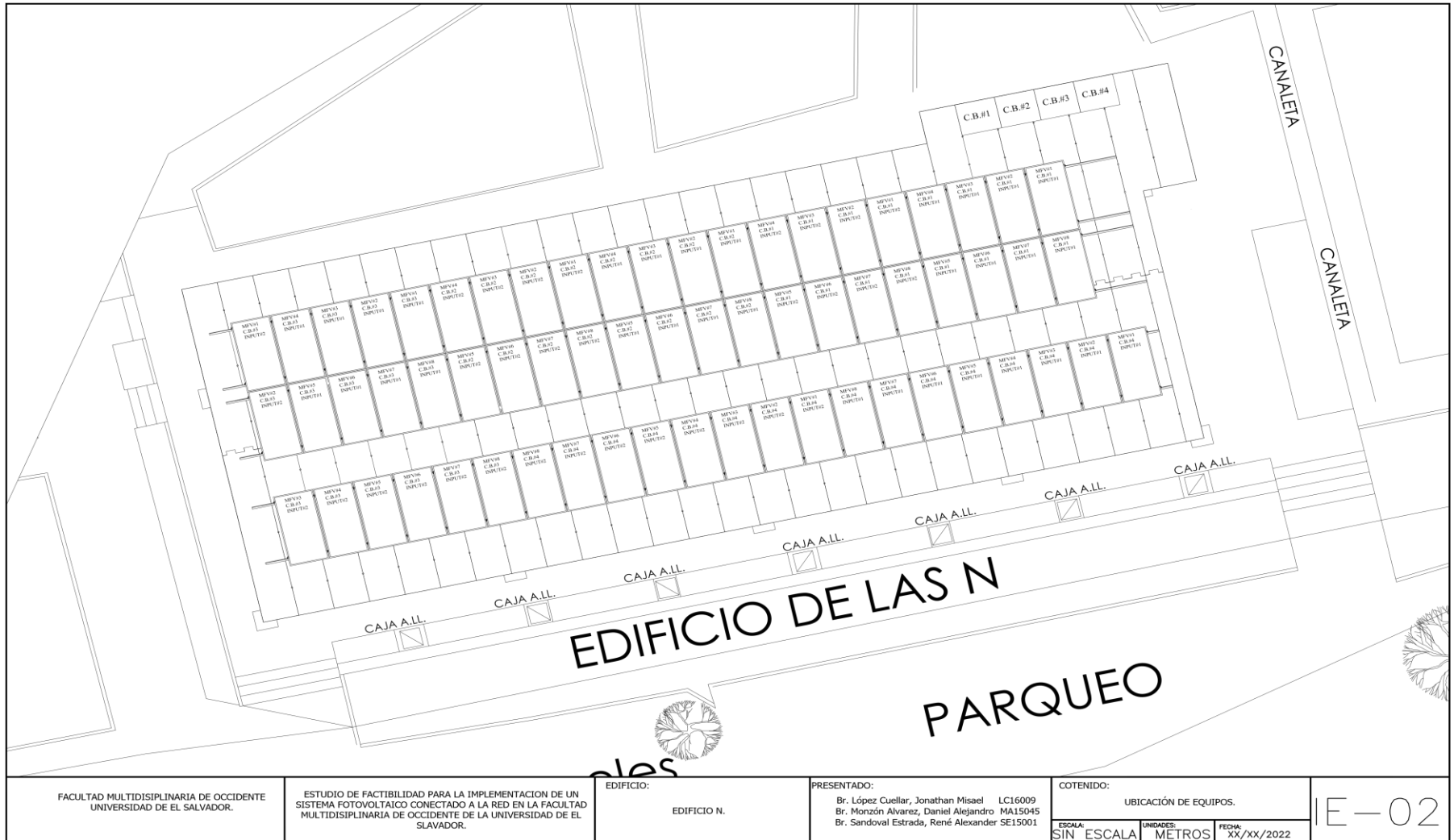
PRESENTADO:
Dr. López Cuellar, Jonathan Misael LC16009
Dr. Morozón Álvarez, Daniel Alejandro MA15045
Dr. Sandoval Estrada, René Alexander SE15001

CONTENIDO:
CONEXIÓN DE EQUIPOS

ESCALA: SIN ESCALA
UNIDADES: METROS
FECHA: XX/XX/2022

NÚM:
IE-02

2.5.2 Diseño y orientación Edificio N



FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE
UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR.

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DE UN
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN LA FACULTAD
MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE DE LA UNIVERSIDAD DE EL
SLAVADOR.

EDIFICIO:

EDIFICIO N.

PRESENTADO:

Br. López Cuellar, Jonathan Misael LC16009
Br. Monzón Alvarez, Daniel Alejandro MA15045
Br. Sandoval Estrada, René Alexander SE15001

COTENIDO:

UBICACIÓN DE EQUIPOS.

ESCALA:
SIN ESCALA

UNIDADES:
METROS

FECHA:
XX/XX/2022

IE-02



FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE
UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR.

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN LA FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE DE LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR.

EDIFICIO:
EDIFICIO N.

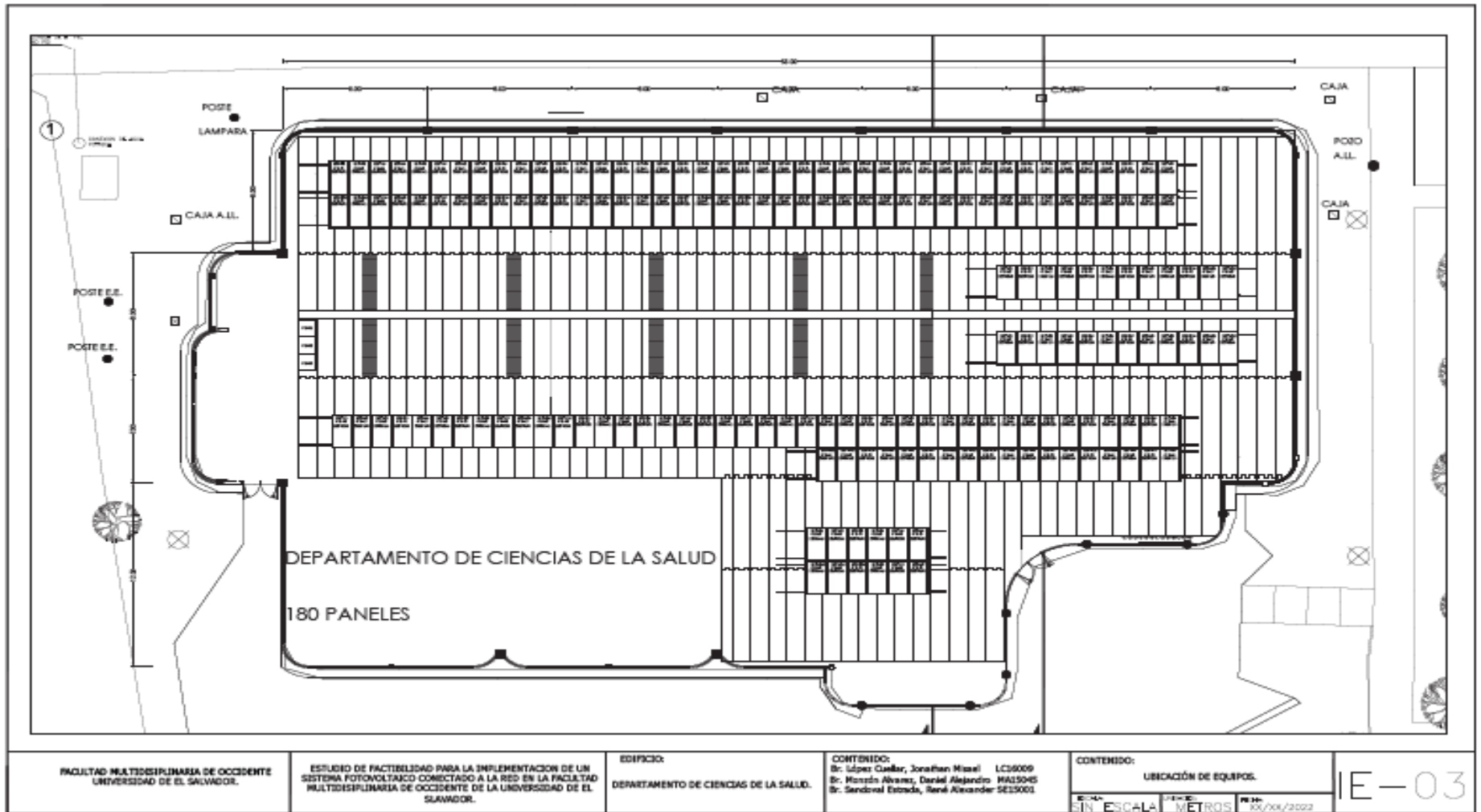
PRESENTADO:
Br. López Cuellar, Jonathan Misael LC16009
Br. Manzón Alvarez, Daniel Alejandro MA15045
Br. Sandoval Estrada, René Alexander SE15001

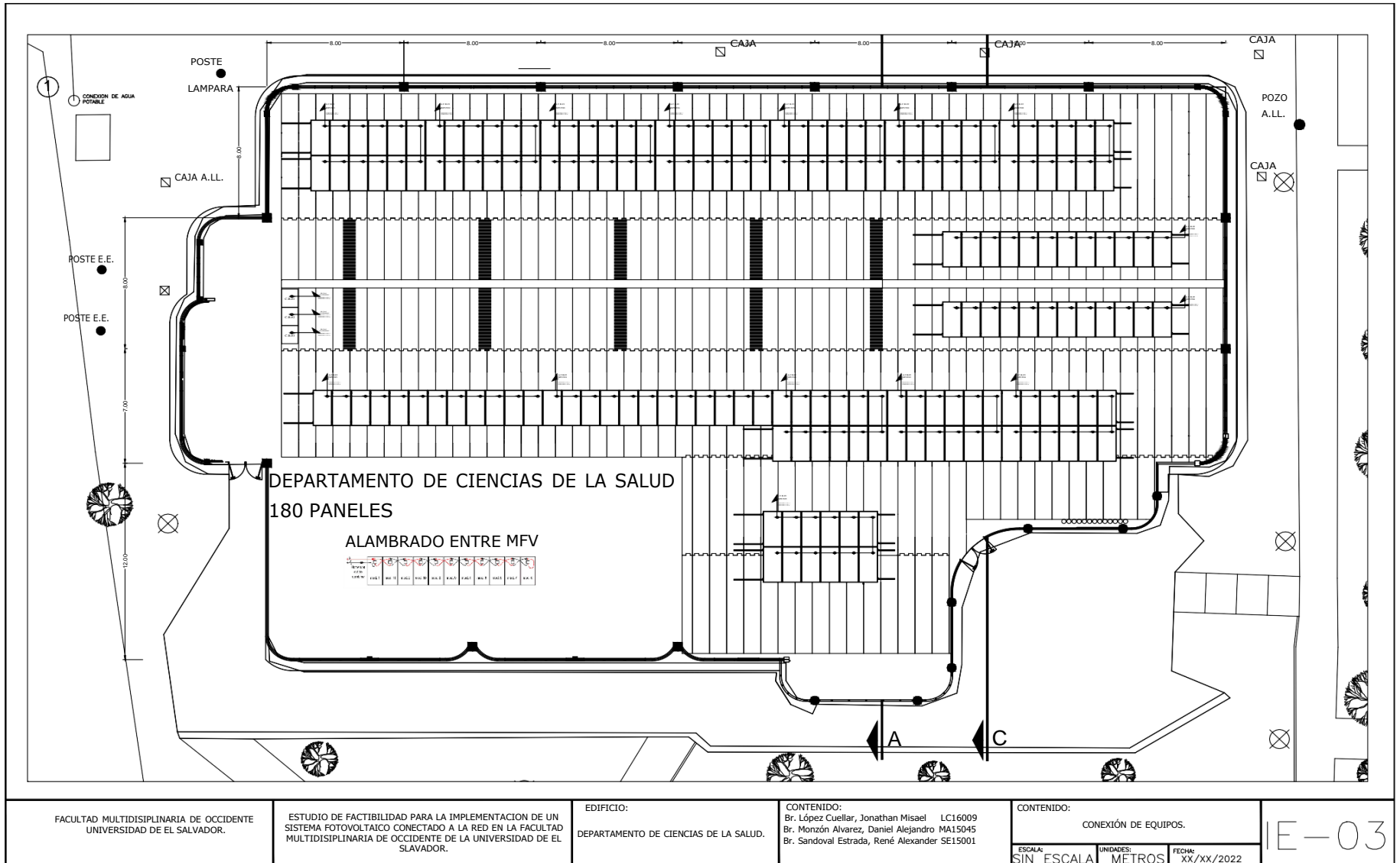
COTENIDO:
CONEXIÓN DE EQUIPOS .

ESCALA: SIN ESCALA UNIDADES: METROS FECHA: XX/XX/2022

IE-02

2.5.3 Diseño y orientación Edificio de Medicina





FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE
UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR.

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN LA FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE DE LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR.

EDIFICIO:
DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA SALUD.

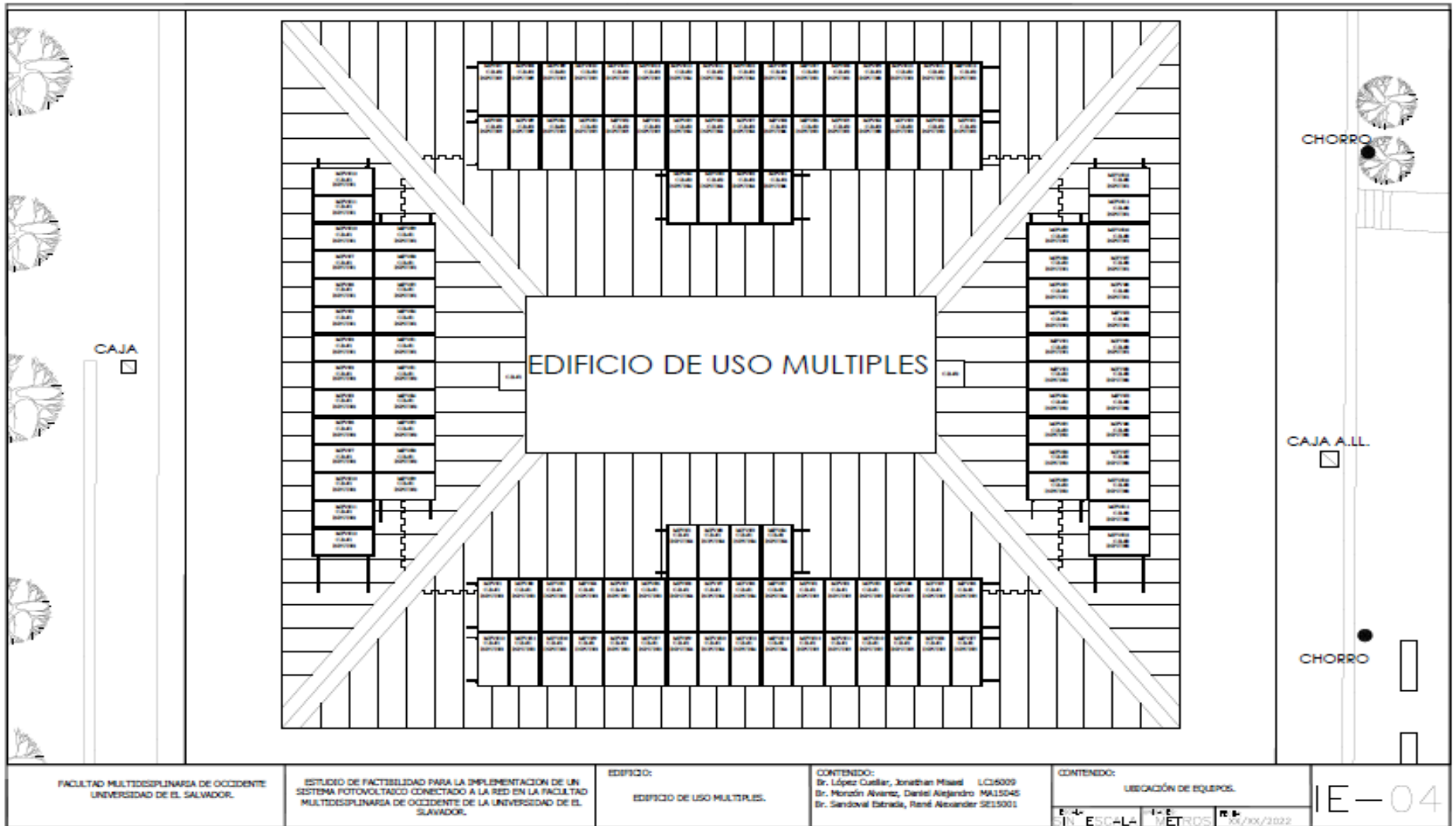
CONTENIDO:
Br. López Cuellar, Jonathan Misael LC16009
Br. Monzón Alvarez, Daniel Alejandro MA15045
Br. Sandoval Estrada, René Alexander SE15001

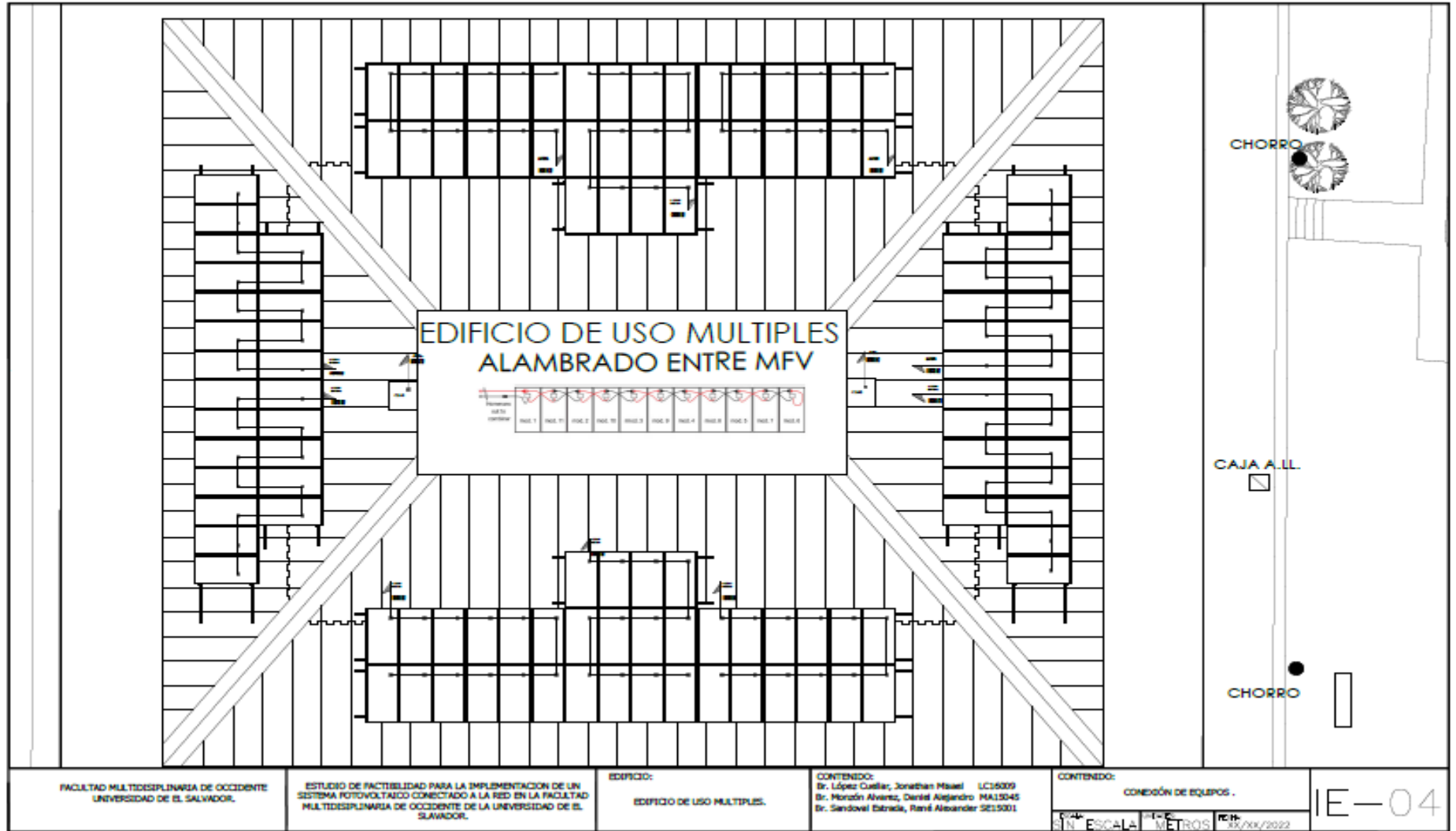
CONTENIDO:
CONEXIÓN DE EQUIPOS.

ESCALA: SIN ESCALA UNIDADES: METROS FECHA: XX/XX/2022

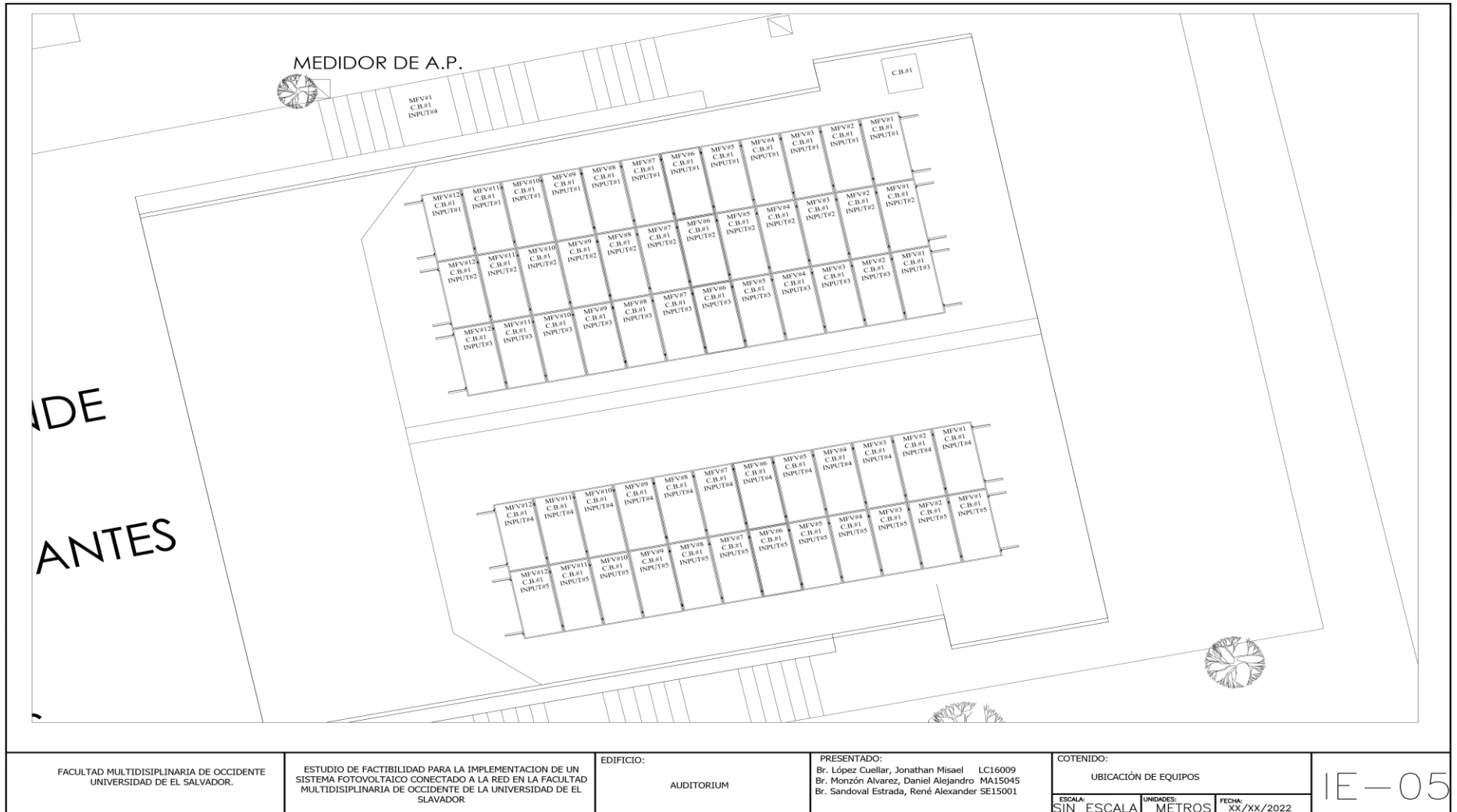
E-03

2.5.4 Diseño y orientación Edificio de Usos Múltiples





2.5.5 Diseño y orientación Auditorium



FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE
UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR.

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DE UN
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN LA FACULTAD
MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE DE LA UNIVERSIDAD DE EL
SLAVADOR

EDIFICIO:

AUDITORIUM

PRESENTADO:

Br. López Cuellar, Jonathan Misael LC16009
Br. Monzón Alvarez, Daniel Alejandro MA15045
Br. Sandoval Estrada, René Alexander SE15001

COTENIDO:

UBICACIÓN DE EQUIPOS

ESCALA: SIN ESCALA

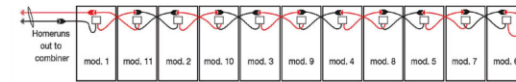
UNIDADES: METROS

FECHA: XX/XX/2022

IE-05



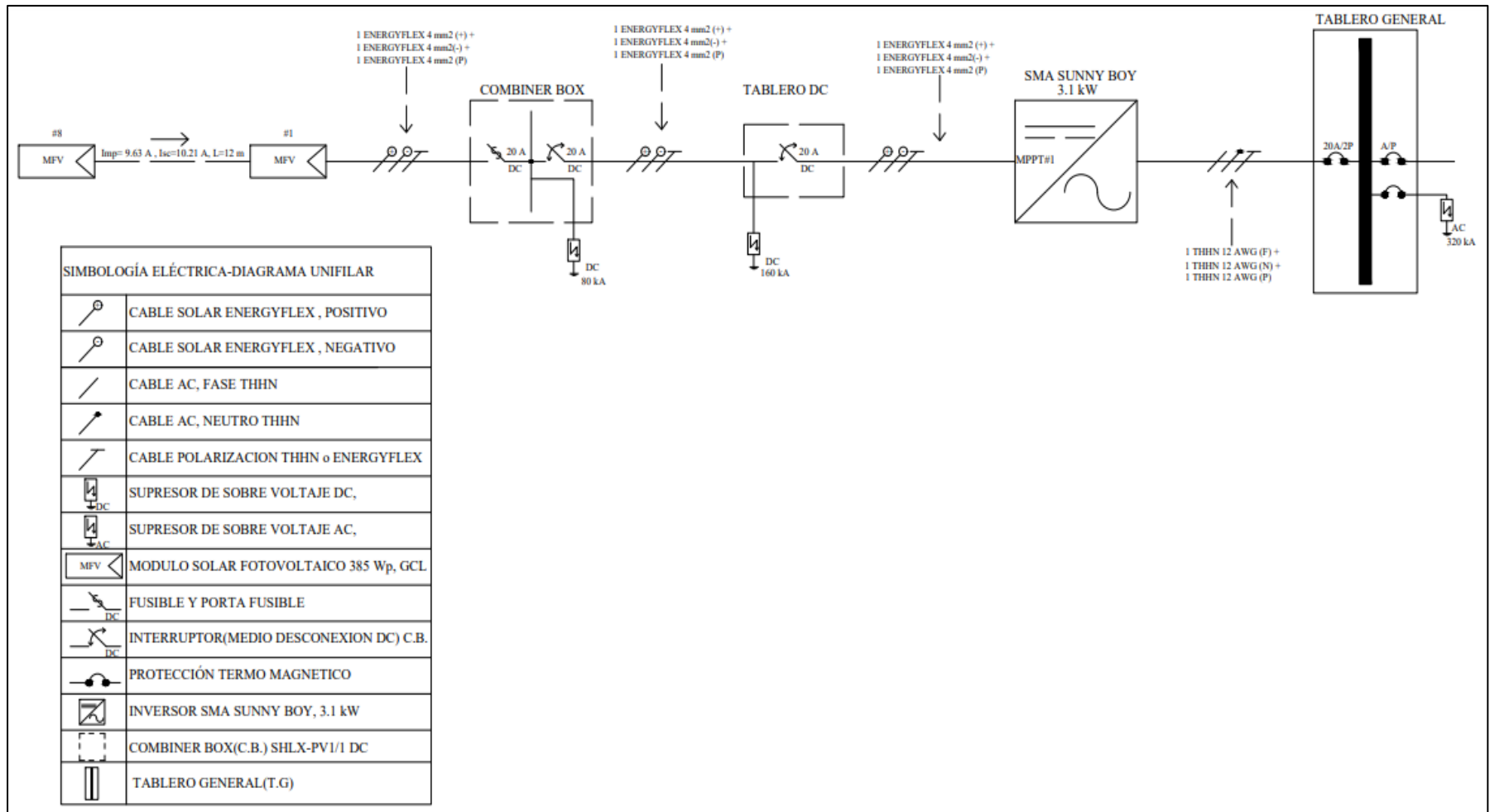
ALAMBRADO ENTRE MFV



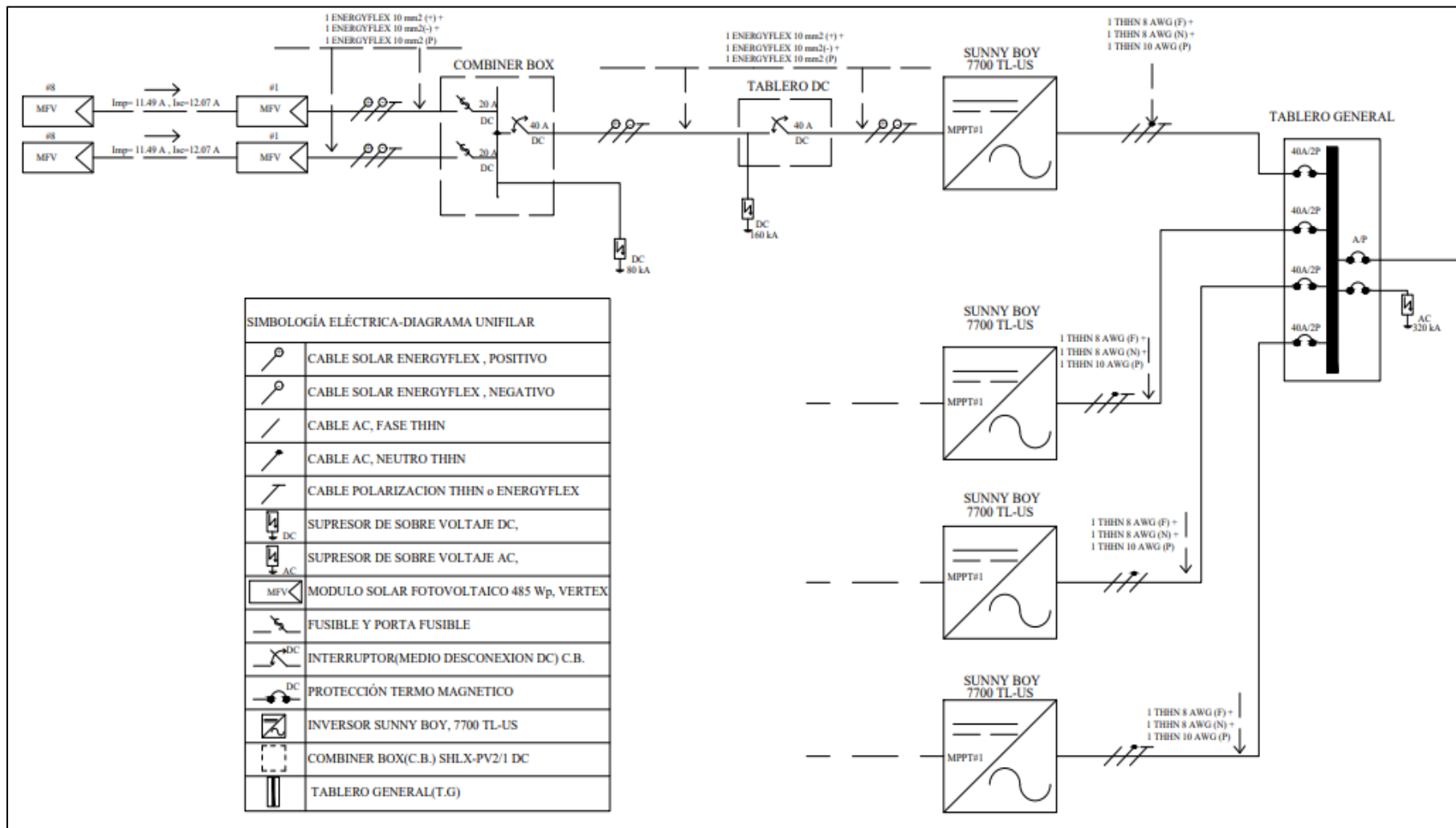
FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR.	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN LA FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE DE LA UNIVERSIDAD DE EL SLAVADOR	EDIFICIO: AUDITORIUM	PRESENTADO: Br. López Cuellar, Jonathan Misael LC16009 Br. Monzón Alvarez, Daniel Alejandro MA15045 Br. Sandoval Estrada, René Alexander SE15001	COTENIDO: CONEXIÓN DE EQUIPOS. ESCALA: SIN ESCALA UNIDADES: METROS FECHA: XX/XX/2022	IE-05
---	---	-----------------------------	---	--	-------

2.6 Diagrama unifilar de edificios

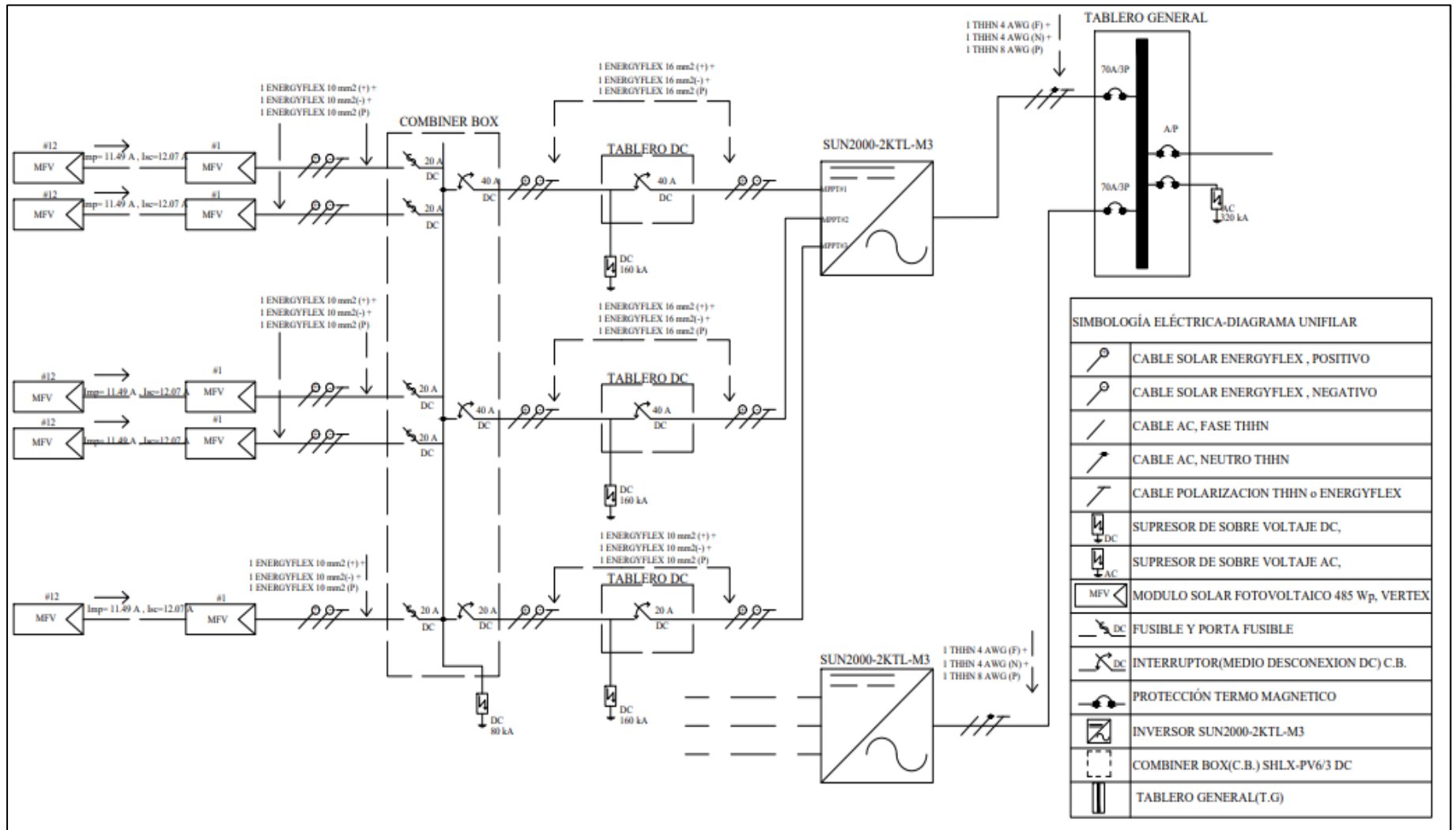
2.6.1 Diagrama Unifilar Edificio de Deportes y Recreación



2.6.3 Diagrama Unifilar Edificio de Medicina

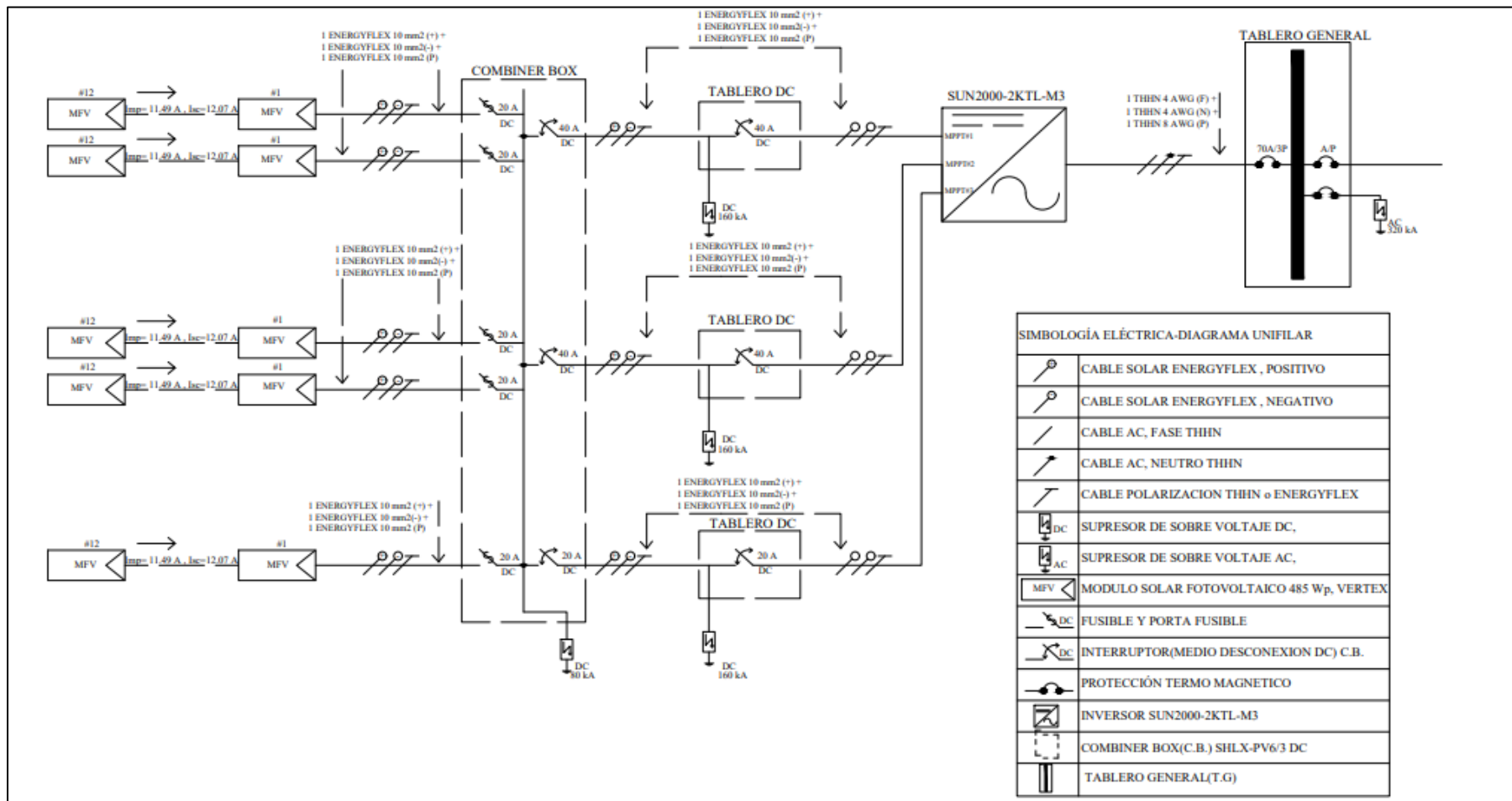


2.6.4 Diagrama Unifilar Edificio de Usos Múltiples



SIMBOLOGÍA ELÉCTRICA-DIAGRAMA UNIFILAR	
	CABLE SOLAR ENERGOFLEX , POSITIVO
	CABLE SOLAR ENERGOFLEX , NEGATIVO
	CABLE AC, FASE THHN
	CABLE AC, NEUTRO THHN
	CABLE POLARIZACION THHN o ENERGOFLEX
	SUPRESOR DE SOBRE VOLTAJE DC,
	SUPRESOR DE SOBRE VOLTAJE AC,
	MODULO SOLAR FOTOVOLTAICO 485 Wp, VERTEX
	FUSIBLE Y PORTA FUSIBLE
	INTERRUPTOR(MEDIO DESCONEXION DC) C.B.
	PROTECCIÓN TERMO MAGNETICO
	INVERSOR SUN2000-2KTL-M3
	COMBINER BOX(C.B.) SHLX-PV6/3 DC
	TABLERO GENERAL(T.G)

2.6.5 Diagrama Unifilar Auditorium



Glosario Técnico

NOCT: *Temperatura de operación de la célula.* Es la temperatura que alcanzan las células solares dependiendo de la temperatura exterior y la irradiación solar.

Baja tensión: Es el nivel de tensión menor o igual a seiscientos (600) voltios.

IEEE: Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos.

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional.

Medidor Bidireccional: Aparato que como mínimo registra el flujo de energía eléctrica en ambas direcciones, consumo e inyección y es capaz de registrar las diferencias entre consumo e inyección del sistema que está monitoreando.

Media tensión: Es el nivel de tensión superior a seiscientos (600) voltios y menor que ciento quince (115) kilovoltios.

UL: Underwriters Laboratories, laboratorio de certificación de equipos, dispositivos y materiales eléctricos entre otros.

Unidad de generación: Planta de producción de energía eléctrica con todos sus equipos auxiliares necesarios para proporcionar, los niveles y forma de onda de frecuencia y voltaje para su uso, así como los equipos necesarios para garantizar la calidad de la energía producida.

UPR: Usuario Final Productor Renovable, aquel usuario final que instala una unidad de producción de energía eléctrica basada en una fuente renovable con el único objeto de abastecer su demanda interna, y que, bajo una condición temporal y excepcional, por un período corto de tiempo podría inyectar excedentes de energía a la red de distribución eléctrica sin fines comerciales.

3. Estudio Económico

En este capítulo se determinará el tiempo en que se recuperará la inversión hecha para poder implementar el sistema fotovoltaico en la Universidad, primero se realizará un presupuesto donde se considerarán todos los costos de los materiales que se usarán para ejecutar la obra.

Se debe de considerar que una vez finalizada la instalación fotovoltaica la universidad deberá realizar con su distribuidor de energía (CLESA) los trámites necesarios para convertirse en UPR, cancelando un estudio de factibilidad técnica y el costo por el cambio de medidor estándar por uno bidireccional.

Para este trabajo se realizaron dos presupuestos según el medidor al que estaban conectados los edificios, debido a que poseen diferente tarifa eléctrica.

En la elaboración del presupuesto se estructuró en base a ocho partidas las cuales son las siguientes ³⁶:

1. **Módulos Fotovoltaicos:** Se considera la cantidad de MFV a utilizar
2. **Inversor:** Se considera la cantidad de MFV a utilizar
3. **Conductores DC:** en esta partida se detalla todo el cable que se utilizará para realizar la conexión desde MFV al Inversor
4. **Conductores AC:** Se tienen en cuenta todos los cables que usarán para realizar las conexiones desde el inversor hasta el tablero de inversores.
5. **Equipos y Tableros:** incluye todas las protecciones utilizadas, medios de desconexión y combiner box
6. **Canalización y Tubería:** incluye la tubería que se utilizará para protección de los cables que se utilizarán
7. **Estructuras:** Dentro de esta partida se detalla el número de estructuras necesarias para instalar los MFV en el techo de los edificios
8. **Costos Adicionales:** dentro de esta partida se tienen en cuenta los imprevistos de materiales que pueden surgir al momento de la ejecución de obra.
9. **Mantenimiento anual del sistema.**
10. **Mano de obra.**
11. **Trámites.**

En cuanto al cálculo del retorno de la inversión se utilizará el pliego tarifario esto en base a la tarifa que posee cada medidor, además se plantea una solución para el bajo factor de potencia que se tiene en uno de los servicios de la universidad. Se estima que la inversión de un sistema fotovoltaico se recupera un periodo de 3 a 6 años generalmente, claro está que esto depende de algunos factores como:

- Correcto mantenimiento preventivo de las instalaciones
- El impacto climático sobre la producción del sistema fotovoltaico
- La correcta orientación e inclinación de los MFV
- El dimensionamiento de SFV

³⁶ Las cotizaciones hechas para los presupuesto se muestran en el anexo O

3.1 Presupuesto Edificio de Deportes y Recreación

Item	DESCRIPCIÓN	Unidad	Precio Unitario	Cantidad	Total
1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS					
1.1	PANEL GCL-M6/72H (385 W)	u	\$ 122.72	8	\$981.76
2 INVERSOR					
2.1	SUNNY BOY 3.0-US	u	\$2,025.00	1	\$2,025.00
2.2	CONECTOR MC4	u	\$5.00	8	\$40.00
3 CONDUCTORES DC					
3.1	CABLE FOTOVOLTAICO AWG 10 NEGRO	m	\$1.95	35	\$68.25
3.2	CABLE FOTOVOLTAICO AWG 10 BLANCO	m	\$1.95	35	\$68.25
3.3	CABLE FOTOVOLTAICO AWG 10 VERDE	m	\$1.95	35	\$68.25
3.4	CINCHO PLÁSTICO	u	\$0.13	30	\$3.90
4 CONDUCTORES AC					
4.1	CONDUCTOR THHN 12 AWG NEGRO	m	\$0.60	5	\$3.00
4.2	CONDUCTOR THHN 12 AWG BLANCO	m	\$0.60	5	\$3.00
4.3	CONDUCTOR THHN 12 AWG VERDE	m	\$0.60	5	\$3.00
5 EQUIPOS Y TABLEROS					
5.1	FUSIBLE 20A/1P	u	\$9.30	1	\$9.30
5.2	INTERRUPTOR COMPACTO NSX100F 20A/2P	u	\$207	2	\$414.56
5.3	CIRCUIT BREAKER 20A/2P	u	\$14.50	2	\$29.00
5.4	COMBINER BOX SHLX-PV1/1 DC	u	\$373.62	1	\$373.62
5.8	SUPRESOR DE SOBREVOLTAJE 320 kA AC	u	\$98.25	1	\$98.25
5.9	SUPRESOR DE SOBREVOLTAJE 80 kA DC	u	\$63.75	1	\$63.75
6 CANALIZACIÓN Y TUBERÍA					
6.1	TUBERÍA EMT ALUMINIO 3/4"	m	\$ 2.50	20	\$50.00
7 ESTRUCTURAS					
7.1	ESTRUCTURAS PARA MFV	u	\$ 50.00	9	\$450.00
8 COSTOS ADICIONALES					
8.1	IMPREVISTO DE MATERIALES		\$475.29	1	\$475.29
8.2	COSTO POR ESTUDIO DE REFUERZO DE TECHO		\$250.00	1	\$250.00
9 MANTENIMIENTO ANUAL DEL SISTEMA					
9.1	COSTO ANUAL DE MANTENIMIENTO		\$50.00	20	\$1,000.00
10 MANO DE OBRA					
10.1	COSTO DE MANO DE OBRA		\$547.82	1	\$547.82
11 TRAMITES					
11.1	COSTO DE TRAMITES CON DISTRIBUIDORA		\$488.77	1	\$488.77
TOTAL					\$7,514.77

3.2 Presupuesto Edificio N, Medicina, Usos múltiples y Auditorium

Item	DESCRIPCIÓN	Unidad	Precio Unitario	N	MED	USOS	AUDI	Total Material	Inversión
1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS									
1.1	MFV Trina Solar Vertex TSM-DE18M II (485 W)	U	\$337.87	64	180	120	60	424	\$143,256.88
2 INVERSOR									
2.1	SUNNY BOY 7.7-US	U	\$1,710.95	4				4	\$6,843.80
2.2	Huawei SUN2000-20KTL-M3 20 kW	U	\$4,477.96		3	2	1	6	\$26,867.76
2.3	CONECTOR MC4	U	\$5.00	24	96	64	32	216	\$1,080.00
3 CONDUCTORES DC									
3.1	CABLE FOTOVOLTAICO AWG 8 NEGRO	m	\$2.94	0	673	385	138	1196.2	\$3,516.83
3.2	CABLE FOTOVOLTAICO AWG 8 BLANCO	m	\$2.94	0	673	385	138	1196.2	\$3,516.83
3.3	CABLE FOTOVOLTAICO AWG 8 VERDE	m	\$2.94	0	673	385	138	1196.2	\$3,516.83
3.4	CABLE FOTOVOLTAICO AWG 10 NEGRO	m	\$2.03	0	129	100	11	240	\$486.59
3.5	CABLE FOTOVOLTAICO AWG 10 BLANCO	m	\$2.03	0	129	100	11	240	\$486.59
3.6	CABLE FOTOVOLTAICO AWG 10 VERDE	m	\$2.03	0	129	100	11	240	\$486.59
3.7	CINCHO PLÁSTICO	U	\$0.13	75	400	150	70	695	\$90.35
4 CONDUCTORES AC									
4.1	CONDUCTOR THHN 8 AWG NEGRO	m	\$1.69	22				22	\$37.18
4.2	CONDUCTOR THHN 8 AWG BLANCO	m	\$1.69	22				22	\$37.18
4.3	CONDUCTOR THHN 8 AWG VERDE	m	\$1.69	22				22	\$37.18
4.4	CONDUCTOR THHN 4 AWG NEGRO	m	\$4.20		40	28	5	73	\$306.60
4.5	CONDUCTOR THHN 4 AWG BLANCO	m	\$4.20		40	28	5	73	\$306.60
4.6	CONDUCTOR THHN 4 AWG VERDE	m	\$4.20		40	28	5	73	\$306.60
5 EQUIPOS Y TABLEROS									
5.1	FUSIBLE 20A/1P	U	\$9.30	8	15	10	5	38	\$353.40
5.2	INTERRUPTOR COMPACTO NSX100F 20A/4P	U	\$546.32		3	2	1	6	\$3,277.92
5.3	INTERRUPTOR COMPACTO NSX100F 40A/4P	U	\$546.32	2	6	4	2	14	\$7,648.48
5.4	CIRCUIT BREAKER 50A/2P	U	\$16.50	4				4	\$66.00
5.5	CIRCUIT BREAKER 100A/3P	U	\$105.00		3	2	1	6	\$630.00
5.6	COMBINER BOX SHLX-PV2/1 DC	u	\$373.63	4				4	\$1,494.52
5.7	COMBINER BOX SHLX-PV6/3 DC	u	\$423.00		3	2	1	6	\$2,538.00
5.8	SUPRESOR DE SOBREVOLTAJE 320 kA AC	u	\$98.25	1	1	1	1	4	\$393.00
5.9	SUPRESOR DE SOBREVOLTAJE 80 kA DC	u	\$63.75	4	9	6	3	22	\$1,402.50
6 CANALIZACIÓN Y TUBERÍA									
6.1	TUBERÍA DE ALUMINIO EMT 1"	m	\$3.75	124	0	88	70	282	\$1,057.50
6.2	TUBERÍA DE ALUMINIO EMT 1 1/2"	m	\$6.32	0	760	64	0	824	\$5,207.68
7 ESTRUCTURAS									
7.1	ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA MFV	U	\$50.00	64	180	120	60	424	\$21,200.00
8 COSTOS ADICIONALES									
8.1	IMPREVISTO DE MATERIALES Y MANO DE OBRA		\$23,644.94					1	\$23,644.94
8.2	COSTO POR ESTUDIO DE REFUERZO DE TECHO		\$750.00	2	3	2	1	8	\$6,000.00
9 MANTENIMIENTO ANUAL DEL SISTEMA									
9.1	COSTO ANUAL DE MANTENIMIENTO		\$1,500.00					20	\$30,000.00
10 MANO DE OBRA									
10.1	COSTO DE MANO DE OBRA		\$66,523.58					1	\$66,523.58
11 TRAMITES									
10.1	COSTO DE TRAMITES CON DISTRIBUIDORA		\$761.25					1	\$761.25
								TOTAL	\$363,379.16

3.3 Retorno de la Inversión Edificio de Deportes y Recreación

Para poder determinar el tiempo de recuperación de la inversión se utilizará el pliego tarifario vigente según la tarifa eléctrica del cliente (Ver Tabla 1), gracias a que por parte de la Facultad de Occidente se nos proporcionarán facturas eléctricas del 2019 (Pre-Pandemia) los resultados serán de mayor confianza.

Mediana Demanda Medido en Media Tensión con Medidor Horario	
Cargo por Comercialización	
Cargo Fijo [\$/Usuario-mes]	0.785781
Cargo por Energía	
Energía en Punta [\$/kWh]	0.166521
Energía en Resto [\$/kWh]	0.135784
Energía en Resto [\$/kWh]	0.173073
Cargo por Distribución	
Potencia [\$/kW-mes]	13.097554

Tabla 3.1 Pliego Tarifario para Mediana Demanda

Para el edificio de Deportes se tiene una tarifa de mediana demanda con Medidor Horario, a continuación, se muestra el consumo de energía del medidor según detalla el recibo de energía.

Cargo	Energía Consumida Mensual (kWh)
Energía Mensual	449
Distribución de Energía por horario	
Energía en Horario de Punta	99.6
Energía en Horario Resto	255.5
Energía en Horario de Valle	85.1
Potencia	3.1 kW

Tabla 3.2 Distribución de energía mensual por horario tarifario

Primero Calcularemos el Costo de energía mensual en base al pliego tarifario vigente ³⁷, utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Costo Energía} = \left[\begin{array}{l} CC + (CEP * EP) + (CER * ER) \\ + (CEV * EV) + (CP * P) \end{array} \right] \text{ Ecu. (2)}$$

Donde:

CC: Cargo por Comercialización	EP: Energía de Punta
CEP: Cargo por Energía Punta	ER: Energía Resto
CER: Cargo por Energía Resto	EV: Energía Valle
CEV: Cargo por Energía Valle	P: Potencia
CP: Cargo por Potencia	IVA: Impuesto sobre Valor Añadido

Al sustituir valores en la ecuación se tiene lo siguiente:

³⁷ En el anexo K se encuentra el pliego tarifario utilizado

$$\text{Costo Energía} = \left[\begin{array}{l} 0.785781 + (0.166521 * 99.6) + (0.135784 * 255.5) \\ + (0.173073 * 85.1) + (13.097554 * 3.1) \end{array} \right]$$

$$\text{Costo Energía} = \$ 107.40$$

Ahora se calculará el costo y la energía anual, asumiendo que los cargos del pliego tarifario al igual que el consumo de energía mensual se mantengan constantes. A continuación, se muestra los cálculos:

$$\text{Energía Anual} = \text{Energía mensual} * 12$$

$$\text{Energía Anual} = 449 * 12 = \mathbf{5388 kWh}$$

$$\text{Costo Energía Anual} = \text{Costo Energía} * 12$$

$$\text{Costo Energía Anual} = 107.40 * 12 = \$ \mathbf{1,288.74}$$

Ya que se conoce lo que se factura anualmente sin la instalación de Sistema Fotovoltaico, se procederá a determinar con la energía producida por el sistema el coste que esta tendría actualmente en el mercado para poder determinar el ahorro que se tendrá en la factura de energía y así conocer el tiempo en que se recupera la inversión.

En el capítulo anterior se determinó que con el sistema fotovoltaico se estará generando 4,942.08 kWh anualmente, debido a las condiciones en la que funciona el sistema la energía solo podrá ser facturada en la hora resto del pliego tarifario que comprende de las 5:00 a las 17:59, por lo que se utilizará la siguiente ecuación:

$$\text{Costo Energía SFV} = [CC * 12 + (CER * ER) + (CP * P * 12)] \quad \text{Ecu. (3)}$$

$$\text{Costo Energía SFV} = \left[\begin{array}{l} 0.785781 * 12 + (4942 * 0.135784) \\ +(13.097554 * 3.1 * 12) \end{array} \right]$$

$$\text{Costo Energía SFV} = \$ \mathbf{1,167.70}$$

El valor anterior calculado representa el ahorro que Universidad estaría percibiendo anualmente al tener instalado el SFV, la factura de energía se reducirá a lo siguiente:

$$\text{Factura con SFV} = \text{Costo Energía} - \text{Costo Energía SFV} \quad \text{Ecu. (4)}$$

$$\text{Factura con SFV} = 1,288.74 - 1,167.70$$

$$\text{Factura con SFV} = \$ \mathbf{121.04}$$

Ahora que se conoce el ahorro anual que se tendrá y en base al presupuesto se determinó el costo total de la obra al dividir estos dos valores se conocerá el tiempo de recuperación de la siguiente manera:

$$\text{Retorno de la inversión} = \frac{\text{Costo total de la obra}}{\text{Costo Energía SFV}} \quad \text{Ecu. (5)}$$

$$\text{Retorno de la inversión} = \frac{7,514.74}{1,167.70} = 6.44$$

Retorno de la inversión = 6 años y 5 meses

3.4 Retorno de la Inversión Edificio N, Medicina, Usos múltiples y Auditorium

Al igual que en el edificio de deportes para este caso se utilizará el pliego tarifario vigente, en la siguiente tabla se muestran los cargos en los que incurre el servicio media tensión.

Gran Demanda Medido en Media Tensión con Medidor Horario	
Cargo por Comercialización	
Cargo Fijo [\$/Usuario-mes]	11.786708
Cargo por Energía	
Energía en Punta [\$/kWh]	0.166521
Energía en Resto [\$/kWh]	0.135784
Energía en Resto [\$/kWh]	0.173073
Cargo por Distribución	
Potencia [\$/kW-mes]	13.097554

Tabla 3.3 Pliego Tarifario para Gran Demanda

Para estos edificios se tiene una tarifa de gran demanda con Medidor Horario, a continuación, se muestra el consumo de energía del medidor según detalla el recibo de energía.

Cargo	Energía Consumida Mensual (kWh)
Energía Mensual	41,867
Distribución de Energía por horario	
Energía en Horario de Punta	8,382
Energía en Horario Valle	3,962.4
Energía en Horario de Resto	28,295.6
Potencia	193 kW

Tabla 3.4 Distribución de energía mensual por horario tarifario

Primero Calcularemos el Costo de energía mensual en base al pliego tarifario vigente ³⁸, utilizando la ecuación 1, para este servicio se tiene un bajo factor de potencia que es igual a 0.766, lo que hace que incurra en penalidades según las normativas de SIGET pagando un monto igual a \$ 872.2, para esta problemática se plantea una solución en el anexo L.

Al sustituir valores en la ecuación (2) se tiene lo siguiente:

$$\text{Costo Energía} = \left[\begin{array}{l} 11.786708 + (0.166521 * 8382) + (0.135784 * 28,295.6) \\ + (0.173073 * 8382) + (13.097554 * 193) \end{array} \right]$$

$$\text{Costo Energía} = \$ 9,335.47$$

A continuación, se muestran los cálculos para determinar el costo y la energía anual, al igual que para el medidor anterior se asumirá que el consumo como lo cargos del pliego tarifario se mantendrán constantes

$$\text{Energía Anual} = \text{Energía mensual} * 12$$

$$\text{Energía Anual} = 41,867 * 12 = \mathbf{502,404 kWh}$$

$$\text{Costo Energía Anual} = \text{Costo Energía} * 12$$

$$\text{Costo Energía Anual} = 10,549.08 * 12 = \$ \mathbf{118,747.15}$$

Ya que se conoce lo que se factura anualmente sin la instalación de Sistema Fotovoltaico, se procederá a determinar con la energía producida por el sistema el coste que esta tendría actualmente en el mercado para poder determinar el ahorro que se tendrá en la factura de y así conocer el tiempo en que se recupera la inversión.

A partir de los cálculos realizados en el capítulo anterior sabemos que el sistema fotovoltaico instalado en el edificio de medicina, auditorium, usos múltiples y N, juntos generarán 334,980 kWh, como ya se mencionó antes la energía producida por el sistema solo podrá ser facturada en el horario de resto del pliego tarifario, por lo que al utilizar la ecuación (3) se tendrá:

$$\text{Costo Energía SFV} = \left[\begin{array}{l} 11.786708 * 12 + (334980 * 0.135784) \\ + (13.097554 * 193 * 12) \end{array} \right]$$

$$\text{Costo Energía SFV} = \$ \mathbf{75,960.30}$$

³⁸ En el anexo K se encuentra el pliego tarifario utilizado

El costo Energía SFV representa el ahorro monetario que percibirá la universidad anualmente con el SFV instalado en los techos de los edificios ya mencionados, a partir de esto se puede conocer al monto que se reducirá el costo de la factura eléctrica:

$$\textit{Factura con SFV} = \textit{Costo Energía} - \textit{Costo Energía SFV}$$

$$\textit{Factura con SFV} = 118,747.15 - 75,960.30$$

$$\textbf{\textit{Factura con SFV} = \$ 42,786.85}$$

Ahora que se conoce el ahorro anual que se tendrá y en base al presupuesto se determinó el costo total de la obra, al dividir estos dos valores se conocerá el tiempo de recuperación al utilizar la ecuación (5) se tiene:

$$\textit{Retorno de la inversión} = \frac{363,379.16}{75,960.30} = 4.78$$

$$\textbf{\textit{Retorno de la inversión} = 4 años y 9 meses}$$

4. Simulaciones y Comprobación de Resultados

En este capítulo con la ayuda del software PVsyst se simularán los diseños fotovoltaicos realizados en el capítulo anterior. Para este trabajo se estará usando la Versión 7.2 de PVsyst.

PVsyst es una herramienta que permite el estudio, simulación y análisis completo de todos los datos de los sistemas fotovoltaicos. Este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta datos como la radiación solar que recibirá en función de la ubicación de los equipos. Además, trae incorporado una base meteorológica que para nuestro caso haremos uso de ella ya que provienen de una fuente confiable. A lo anterior le podemos sumar que el programa cuenta con una amplia base de datos de los principales componentes usados en las instalaciones fotovoltaicas y por si la base de datos no fuera suficiente cuenta con la opción de añadir nuevos equipos.

Para este trabajo se utilizará la base de datos meteorológica Meteonorm que suministra datos precisos para cualquier lugar del planeta de irradiación, temperatura, humedad, viento y más parámetros climáticos.

4.1 Descripción del entorno de PVsyst

A continuación, se muestra el entorno de programa al ingresar donde podemos observar que cuenta con diferentes opciones de diseño y simulación como lo son:

- Sistemas Conectados a la Red
- Independientes
- Sistemas de Bombeo

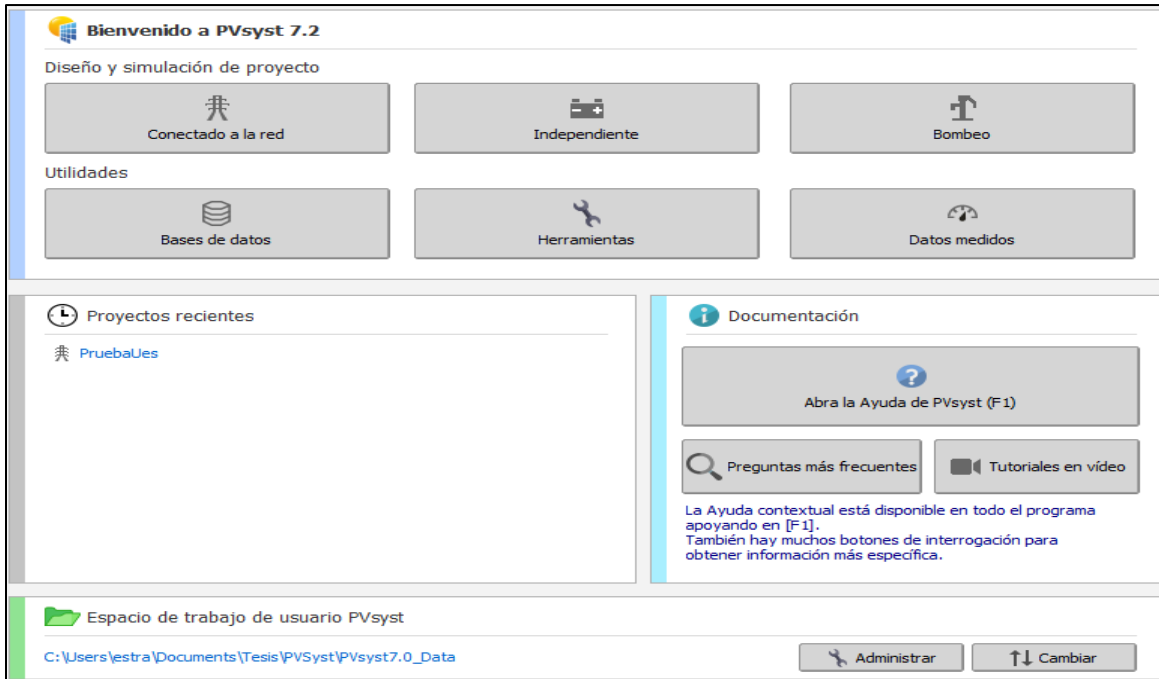


Figura 4.1 Ventana Inicial a abrir PVsyst

Como es evidente para las simulaciones que se realizarán se escogerá la opción de Conectado a la Red, al dar click en esta opción se desplegará la ventana que muestra en la siguiente figura.

Esta ventana es el punto de partida para realizar las simulaciones para cada diseño realizado en cada edificio.

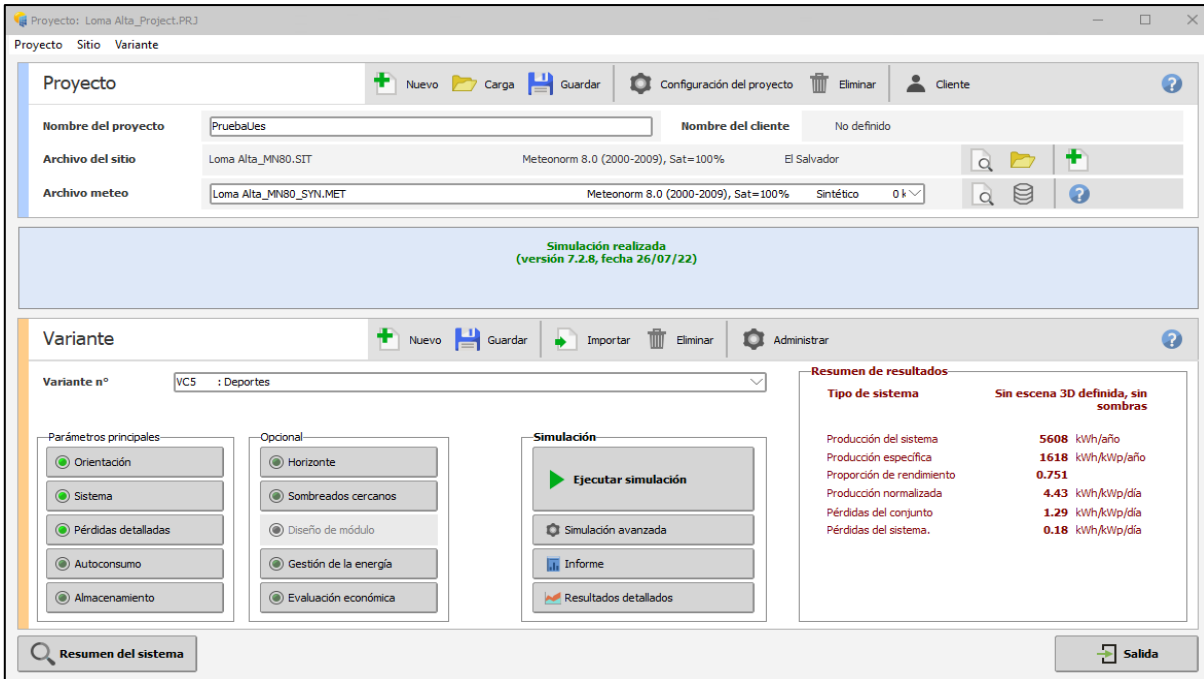


Figura 4.2 Entorno para diseños conectados a la red

4.2 Pasos para realizar simulaciones

Para comenzar a simular los sistemas una vez dentro del apartado de Sistemas Conectados a la Red primero se selecciona la ubicación geográfica del sitio de estudio y se escoge el sitio de donde se importarán los datos meteo.

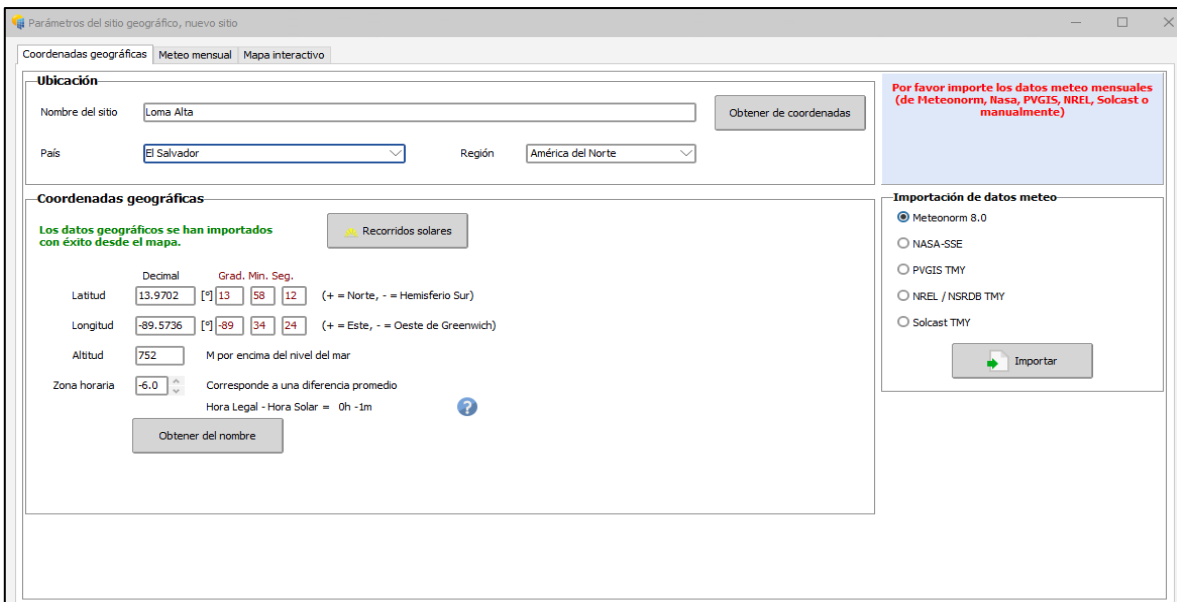


Figura 4.3 Selección de ubicación geográfica del sitio de trabajo

Lo siguiente es escoger la orientación que tendrán los MFV, para los edificios en estudio se seleccionó las siguientes opciones:

Tipo de Campo:

- Plano Inclinado Fijo: Edificio de Deportes y Recreación, Edificio N
- Varias Orientaciones: Edificio de Usos Múltiples, Edificio de Medicina y Auditorium

Parámetros de Campo:

Se selecciono según cada edificio en base a los datos obtenidos el día de la visita técnica.

Edificio	Inclinación	Azimut
Deportes y Recreación	3°	18°
Edificios N	4°	14°
Edificio Uso Múltiples	6°	20°
Edificio Medicina	3°	2°
Auditorium	7°	8°

Tabla 4.1 Datos de inclinación y Azimut utilizados en la simulación de cada edificio

Optimización Rápida

Para este apartado se seleccionó las condiciones de invierno para simular el peor de los escenarios.

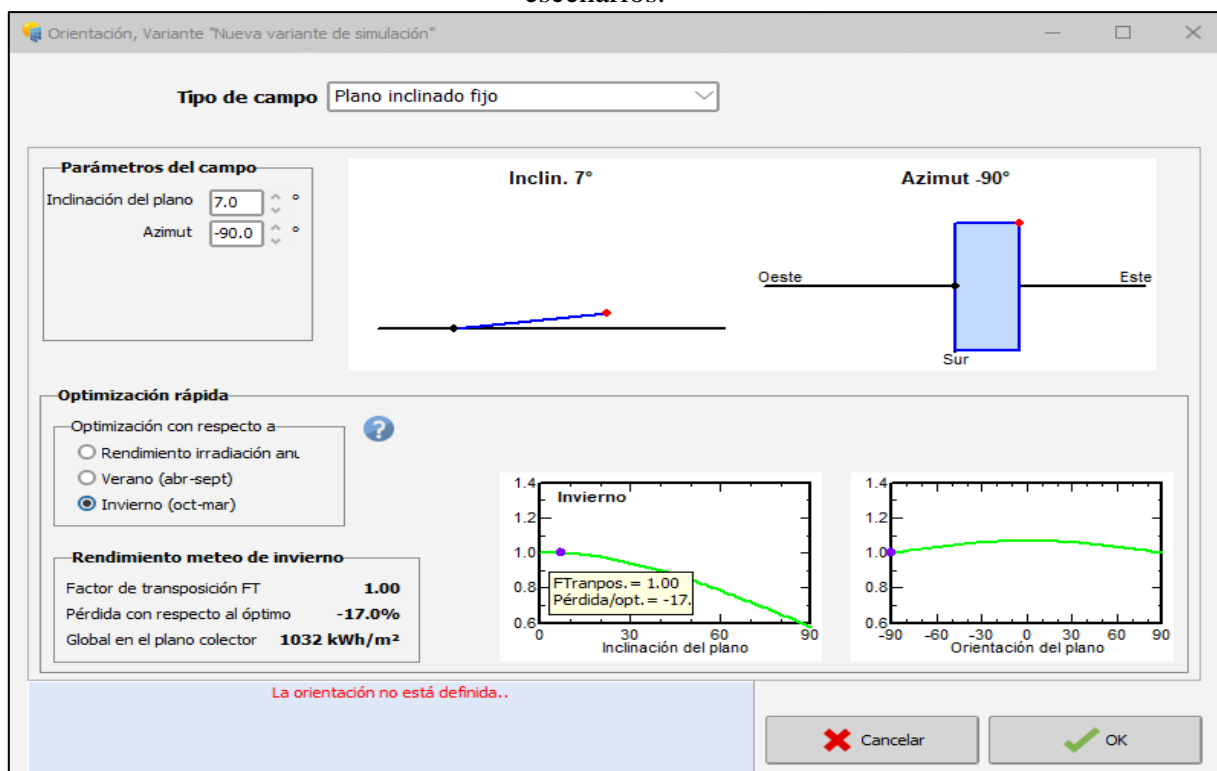


Figura 4.4 Configuración de orientación del sistema

El siguiente paso es la selección de los equipos que se utilizarán dentro de la pestaña de Sistema, los datos utilizados en esta sección se muestran a continuación:

Edificio	MFV	Inversor	MFV en Serie	# Cadenas
Deportes y Recreación	GCL-M6/72H (385 W)	SMA Sunny Boy 3.0-US	9	1
Edificios N	Trina Solar Vertex TSM-DE18M II (485 W)	SMA Sunny Boy 7.7-US	8	8
Edificio Uso Múltiples	Trina Solar Vertex TSM-DE18M II (485 W)	Huawei SUN2000-20KTL-M3 20 kW	12	10
Edificio Medicina	Trina Solar Vertex TSM-DE18M II (485 W)	Inversor Huawei SUN2000-20KTL-M3 20 kW	12	15
Auditorio	Trina Solar Vertex TSM-DE18M II (485 W)	Inversor Huawei SUN2000-20KTL-M3 20 kW	12	5

Tabla 4.2 Datos de equipos utilizados

The screenshot shows the 'Definición del sistema de red' (Network system definition) window. The 'Subconjunto' (Sub-system) section is active, showing the selection of a PV module (Trina Solar TSM-DE18M-II-485) and an inverter (SMA Sunny Boy 7700TL-US-22-240V). The 'Diseño del conjunto' (System design) section shows the number of modules (8) and chains (1) selected, with a total area of 19 m². The 'Resumen sistema global' (Global system summary) section provides a summary of the system parameters, including the number of modules (8), area (19 m²), number of inverters (1), and nominal power (3.9 kW).

Figura 4.5 Selección de equipos en el simulador

Ahora que se tiene definida la orientación y los equipos que se utilizarán en el sistema se debe de definir las pérdidas que se tendrán dentro del sistema en el apartado de “**Perdidas Detalladas**”, para este estudio se trabajó con las pérdidas que el software trae definidas por defecto.

1. Selección de Pérdidas en el cableado

The screenshot shows a software interface with several tabs: "Envejecimiento", "Indisponibilidad", and "Corrección espectral". Under "Envejecimiento", there are sub-tabs: "Parámetro térmico", "Pérdidas óhmicas", "Calidad del módulo - LID - Desajuste", "Pérdida de suciedad", "Pérdidas IAM", and "Auxiliares". The "Pérdidas óhmicas" tab is active.

Circuito CC: pérdidas óhmicas en el conjunto

Especificado por

- Res. de cableado global: 556.8 mΩ Calculada ?
- Fracción pérdida en STC: 1.50 % Defecto

Caída de voltaje a través del diodo en serie: 0.7 V Defecto

Pérdidas CA después del inversor

Circuito CA: inversor al punto de inyección (por inversor)

- Utiliza pérdida óhmica del circuito CA ?
- Longitud del inversor a inyección: 4.0 m Sección cables
- Fracción pérdida en STC: 0.38 % Sección cables: 2.5 mm² ?
- STC: P_{ca} = 3.35 kW, V_{ca} = 230 V Mono, I = 14.58 A
- Caída de voltaje en STC: 0.9 V (0.38%)
- Material: Cobre Alu
- Utiliza uno o varios transformadores MV
- Utiliza un transformador de AT

Figura 4.6 Determinación de pérdidas Óhmicas

2. Selección de Pérdidas por Suciedad

The screenshot shows a software window titled "Parámetros detallados de pérdidas del campo FV". It has the same tabs as Figure 4.6. The "Pérdida de suciedad" tab is active.

Factor de pérdida de suciedad anual

Factor de pérdida anual: 3.0 % Defecto ?

Defina val. mensuales

Figura 4.7 Selección de pérdidas por suciedad

3. Selección de Pérdidas por calidad del módulo

Envejecimiento		Indisponibilidad		Corrección espectral	
Parámetro térmico	Pérdidas óhmicas	Calidad del módulo - LID - Desajuste	Pérdida de suciedad	Pérdidas IAM	Auxiliares
		<p>Calidad del módulo defecto ?</p> <p>Pérdida de eficiencia módulo <input type="text" value="3.0"/> % <input type="checkbox"/></p> <p>Desviación de la eficiencia media efectiva del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante.</p>	<p>Pérdidas de desajuste de módulo defecto ?</p> <p>Pérdida de potencia en MPP <input type="text" value="2.0"/> % <input checked="" type="checkbox"/></p> <p>Pérdida cuando funciona a voltaje fijo <input type="text" value="2.5"/> % <input checked="" type="checkbox"/></p> <p>No es relevante durante la operación MPPT</p> <p><input type="button" value="Computación detallada"/></p>		
		<p>LID - Degradación Inducida por Luz defecto ?</p> <p>Factor de pérdidas LID <input type="text" value="2.0"/> % <input checked="" type="checkbox"/></p> <p>Degradación de los módulos de silicio cristalino en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores STC de prueba flash de fabricación</p>	<p>Desajuste de voltaje de las cadenas Defecto ?</p> <p>Pérdida de potencia en MPP <input type="text" value="0.1"/> % <input checked="" type="checkbox"/></p> <p><input type="button" value="Estudio detallado"/></p>		

Figura 4.8 Pérdidas por calidad del MFV

4. Selección de Pérdidas por Indisponibilidad

Parámetro térmico	Pérdidas óhmicas	Calidad del módulo - LID - Desajuste	Pérdida de suciedad	Pérdidas IAM	Auxiliares								
Envejecimiento		Indisponibilidad		Corrección espectral									
		<p>Indisponibilidad del sistema Defecto ?</p> <p>Facción de tiempo de indisponibilidad <input type="text" value="2.0"/> % <input checked="" type="checkbox"/></p> <p>Duración de indisponibilidad <input type="text" value="7,30"/> días/año</p> <p>Número de periodos <input type="text" value="3"/></p> <p><input type="button" value="Establecer aleatorio"/></p>	<p>Periodos de indisponibilidad</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Fecha / Hora de comienzo</th> <th>Duración</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>5/5/2025 18:00:00</td> <td>58 hora</td> </tr> <tr> <td>10/7/2025 18:00:00</td> <td>58 hora</td> </tr> <tr> <td>23/10/2025 14:00:00</td> <td>58 hora</td> </tr> </tbody> </table>			Fecha / Hora de comienzo	Duración	5/5/2025 18:00:00	58 hora	10/7/2025 18:00:00	58 hora	23/10/2025 14:00:00	58 hora
Fecha / Hora de comienzo	Duración												
5/5/2025 18:00:00	58 hora												
10/7/2025 18:00:00	58 hora												
23/10/2025 14:00:00	58 hora												

Figura 4.9 Pérdidas por indisponibilidad del sistema

5. Selección de Pérdidas por Envejecimiento

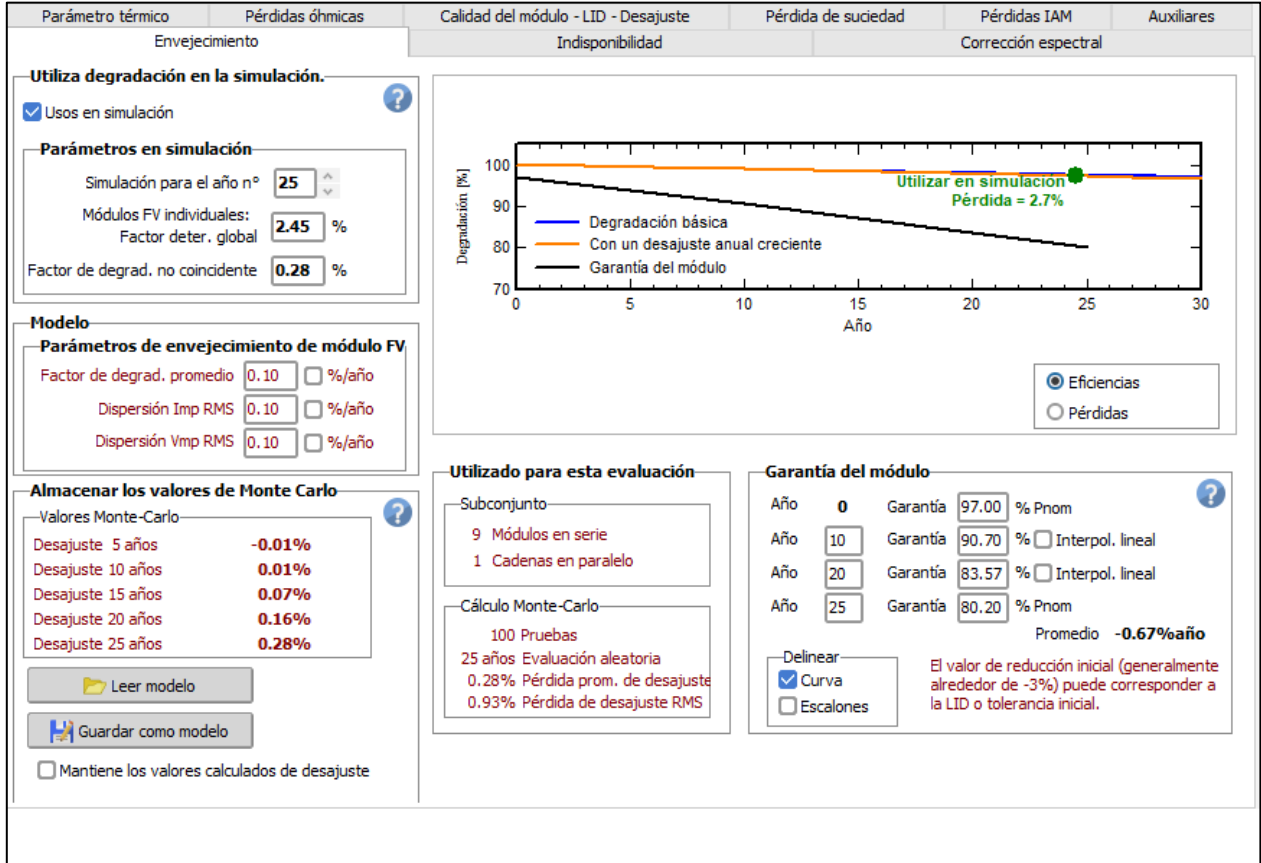


Figura 4.10 Pérdidas por envejecimiento del MFV

Finalmente, dentro del programa se puede realizar un estudio de sombra, para las simulaciones realizadas no se consideró realizar el estudio de sombras ya que no existe posibles sombras cercanas a los edificios, excepto en el Edificio N, ya que existe ramas cercanas de árboles, pero se considera que con una poda leve de los árboles cercanos este inconveniente se solucionaría.

4.3 Resultados obtenidos en la simulación

A continuación, se muestra el detalle de los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas para cada edificio se ha agregado 3 imágenes para cada uno donde se muestran los siguientes datos:

1. Primero se muestran los resultados generales de las simulaciones donde se detallan las características principales del SFV a implementar, como el MFV que se utilizará y la cantidad que se usará al igual que para el inversor, se detalla la potencia y energía que se tendrá dentro del sistema y las pérdidas que se estarán generando por diversos factores.
2. En la segunda imagen se muestran los resultados principales para cada edificio, donde se conoce el Coeficiente Rendimiento (PR), el cual nos ayuda a conocer la efectividad del sistema instalado, además se muestra la producción de energía mes a mes y la energía inyectada a la red anualmente.
3. Finalmente se muestra el diagrama de pérdidas de cada edificio, donde se conoce los parámetros que más pérdidas le generan al sistema, dentro de estas pérdidas se considera que para no incurrir en estas se pueden tomar medidas preventivas para disminuir el porcentaje que están generando al sistema, como por ejemplo para las pérdidas por suciedad se puede implementar un plan de limpieza mensualmente para reducir el efecto negativo que éstas pueden causar.

4.3.1 Simulación Edificio de Deportes

General parameters			
Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		Sheds configuration	Models used
Orientation		No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane			Diffuse Perez, Meteonom
Tilt/Azimuth	3 / -90 °		Circumsolar separate
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	GCL	Manufacturer	SMA
Model	GCL-M6/72H-385	Model	Sunny Boy 3000 TL-21
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	385 Wp	Unit Nom. Power	3.00 kWac
Number of PV modules	8 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	3080 Wp	Total power	3.0 kWac
Modules	1 String x 8 In series	Operating voltage	175-500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC-AC)	1.03
Pmpp	2786 Wp		
U mpp	287 V		
I mpp	9.7 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	3 kWp	Total power	3 kWac
Total	8 modules	Nb. of inverters	1 Unit
Module area	15.8 m²	Pnom ratio	1.03
Cell area	14.4 m²		

Array losses								
Array Soiling Losses		Thermal Loss factor						
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance						
		Uc (const)	45.0 W/m²K					
		Uv (wind)	2.5 W/m²K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss						
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	3.0 %					
Strings Mismatch loss		Module average degradation						
Loss Fraction	0.1 %	Year no	25					
		Loss factor	0.02 %/year					
		Mismatch due to degradation						
		Imp RMS dispersion	0.02 %/year					
		Vmp RMS dispersion	0.02 %/year					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	45°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.992	0.960	0.888	0.811	0.676	0.427	0.000

System losses	
Unavailability of the system	
Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	3 periods

AC wiring losses	
Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	230 Vac mono
Loss Fraction	0.21 % at STC
Inverter: Sunny Boy 3000 TL-21	
Wire section (1 Inv.)	Copper 1 x 2 x 4 mm²
Wires length	4 m

Figura 4.11 Resumen de simulación para edificio de Deportes

Main results

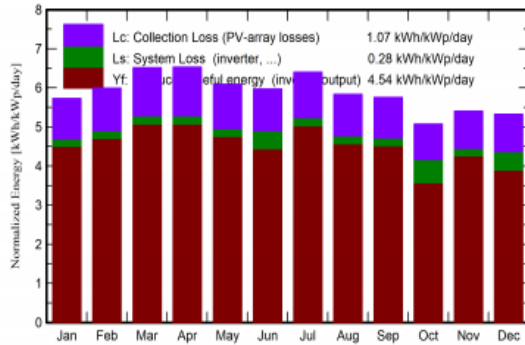
System Production

Produced Energy 5.10 MWh/year

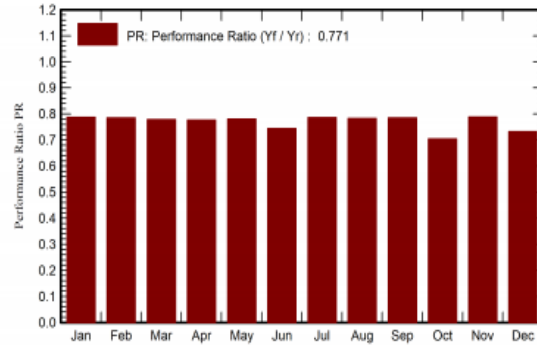
Specific production
Performance Ratio PR

1656 kWh/kWp/year
77.05 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	177.2	46.86	24.31	177.6	167.4	0.449	0.431	0.788
February	168.1	44.10	25.26	167.9	158.8	0.423	0.406	0.785
March	202.3	58.15	26.00	202.1	191.7	0.505	0.485	0.779
April	195.6	61.52	26.16	196.0	185.7	0.489	0.469	0.777
May	188.8	68.95	25.79	189.0	178.9	0.474	0.454	0.781
June	178.9	70.72	24.81	179.3	169.8	0.454	0.411	0.744
July	197.8	67.47	25.58	198.5	188.0	0.501	0.481	0.786
August	180.8	74.16	25.26	181.1	171.5	0.456	0.437	0.784
September	172.6	66.20	24.28	172.9	163.7	0.436	0.418	0.785
October	157.1	61.83	24.46	157.5	148.5	0.398	0.342	0.704
November	162.3	47.49	23.93	162.3	152.8	0.411	0.394	0.789
December	165.5	45.56	24.39	165.1	155.1	0.418	0.373	0.733
Year	2147.1	713.00	25.02	2149.2	2031.6	5.416	5.101	0.771

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 4.12 Resultados Principales Edificio de Deportes

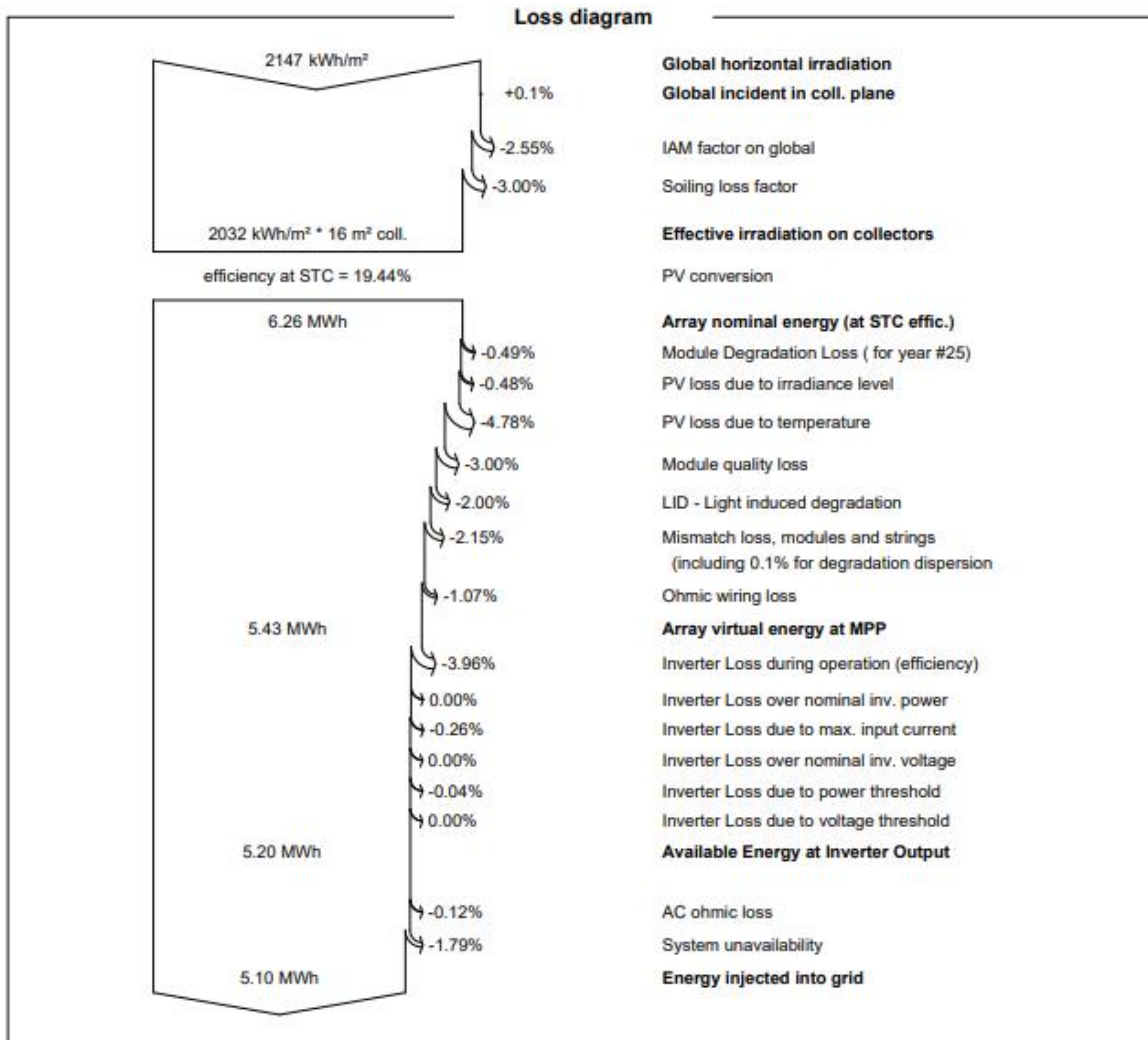


Figura 4.13 Diagrama de perdidas Edificio de Deportes

Análisis

A partir de las simulaciones realizadas se determinó que se podrá generar 5.36 MWh anualmente con una potencia del sistema de 3.47 kWp. Además, se muestra la producción estimada que tendrá mes a mes el sistema fotovoltaico, la mayor producción de energía se tendrá en el mes de marzo (507 kWh), y la menor producción corresponde al mes de octubre (361 kWh). A partir de la simulación se determinó que el coeficiente de rendimiento del sistema es de 71.74 %, el cual es un valor aceptable debido a las pérdidas que se tienen dentro del sistema las cuales afectan a este valor, además como se verá más adelante este valor está dentro del rango permisible para sistemas fotovoltaicos.

Dentro de las pérdidas para el sistema se consideró la indisponibilidad del sistema según lo coloca por defecto el simulador dejando fuera de generación un total de 7.3 días, esto representa perdidas igual al 1.79%, además de estas pérdidas se cuenta con 2.51% por desajuste entre los MFV y el string, 1.35% de pérdidas por el cableado y 3.85% durante la operación del inversor

4.3.2 Simulación Edificio N

General parameters			
Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		No 3D scene defined	
Fixed plane		Models used	
Tilt/Azimuth	3 / -76 °	Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteorom
		Circumsolar	separate
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		No Shadings	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	SMA
Model	TSM-DE18M-(II)-485	Model	Sunny Boy 7700TL-US-22 -240V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	485 Wp	Unit Nom. Power	7.68 kWac
Number of PV modules	64 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	31.0 kWp	Total power	30.7 kWac
Modules	8 Strings x 8 In series	Operating voltage	270-480 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	
Pmpp	28.24 kWp	1.01	
U mpp	308 V		
I mpp	92 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	31 kWp	Total power	30.7 kWac
Total	64 modules	Nb. of inverters	4 units
Module area	153 m²	Pnom ratio	1.01

Array losses								
Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	55 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	1.5 W/m²K/m/s					
Serie Diode Loss		LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss				
Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction		Loss Fraction				
Loss Fraction	0.2 % at STC	2.0 %		3.0 %				
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss		Module average degradation				
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction		Year no				
		0.1 %		25				
				Loss factor				
				0.02 %/year				
				Mismatch due to degradation				
				Imp RMS dispersion				
				0.02 %/year				
				Vmp RMS dispersion				
				0.02 %/year				
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses	
Unavailability of the system	
Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	3 periods

AC wiring losses	
Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	240 Vac mono
Loss Fraction	0.49 % at STC
Inverter: Sunny Boy 7700TL-US-22 -240V	
Wire section (4 Inv.)	Copper 4 x 2 x 10 mm²
Average wires length	10 m

Figura 4.14 Resumen de simulación para edificio de Edificio N

Main results

System Production

Produced Energy

50.70 MWh/year

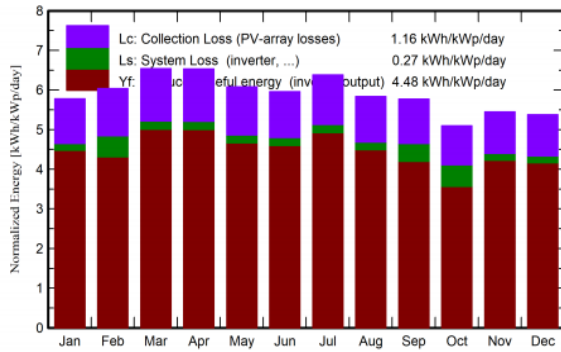
Specific production

1633 kWh/kWp/year

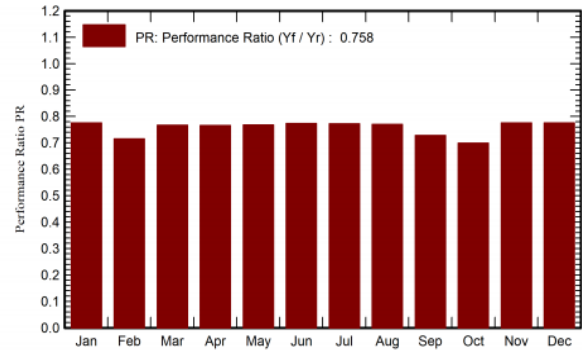
Performance Ratio PR

75.80 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	177.2	46.86	24.31	179.2	169.0	4.480	4.311	0.775
February	168.1	44.10	25.26	169.0	160.0	4.213	3.755	0.716
March	202.3	58.15	26.00	202.7	192.4	5.022	4.827	0.767
April	195.6	61.52	26.16	196.0	185.8	4.853	4.660	0.766
May	188.8	68.95	25.79	188.6	178.6	4.687	4.495	0.768
June	178.9	70.72	24.81	178.7	169.3	4.472	4.289	0.773
July	197.8	67.47	25.58	197.9	187.5	4.938	4.743	0.772
August	180.8	74.16	25.26	181.0	171.4	4.514	4.324	0.770
September	172.6	66.20	24.28	173.2	164.1	4.334	3.916	0.728
October	157.1	61.83	24.46	158.2	149.3	3.964	3.433	0.699
November	162.3	47.49	23.93	163.6	154.2	4.102	3.937	0.775
December	165.5	45.56	24.39	166.8	156.8	4.174	4.012	0.775
Year	2147.1	713.00	25.02	2154.8	2038.5	53.752	50.702	0.758

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 4.15 Resultados principales edificio N

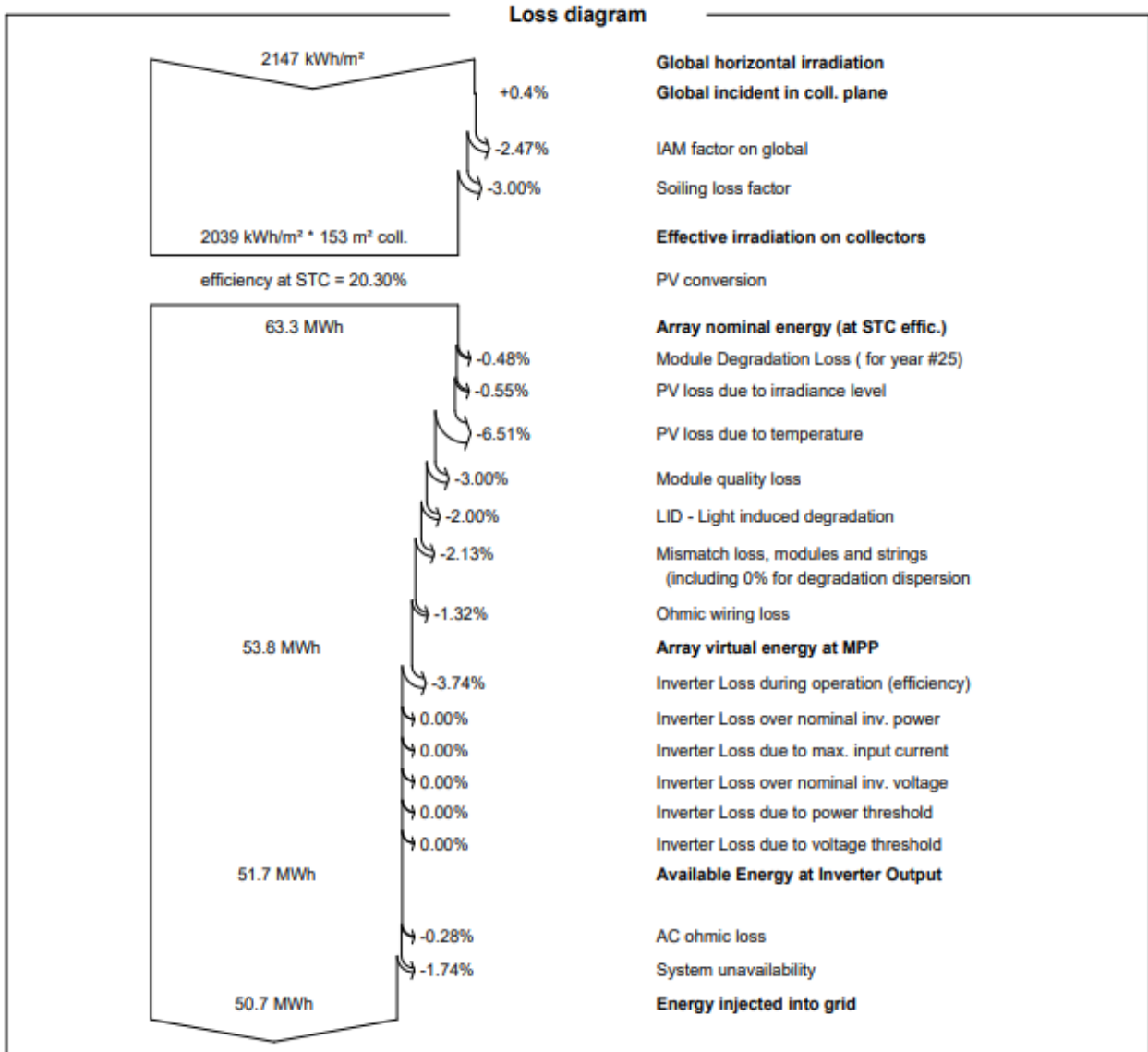


Figura 4.16 Diagrama de Pérdidas edificio N

Análisis

En PVsyst según los simulado se puede generar 48.3 MWh anualmente con una potencia del sistema de 31.0 kWp. Además, la mayor producción de energía estimada se tendrá en el mes de marzo (4,581 kWh), y la menor producción corresponde al mes de octubre (3,274 kWh).

El coeficiente de rendimiento del sistema es de 72.18%, un valor dentro del rango considerado tolerable debido a las pérdidas que se tienen dentro del sistema las cuales afectan, una de ellas es debido al nivel de la irradiancia que deben a que el módulo funciona siempre a una radiación de 100w/m². Es decir, viene dada por el comportamiento del módulo a bajas irradiancias.

4.3.3 Simulación Edificio de Usos Múltiples

General parameters		
Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings
PV Field Orientation		
Orientation		Sheds configuration
Fixed planes	2 orientations	No 3D scene defined
Tilts/azimuths	6 / -70 °	
	6 / -160 °	
Horizon		Near Shadings
Free Horizon		No Shadings
		Models used
		Transposition Perez
		Diffuse Perez, Meteonorm
		Circumsolar separate
		User's needs
		Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	TSM-DE18M-(II)-485	Model	SUN2000-20KTL-M2
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	485 Wp	Unit Nom. Power	20.0 kWac
Number of PV modules	120 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	58.2 kWp	Total power	40.0 kWac
Modules	10 Strings x 12 In series	Operating voltage	200-750 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.46
Pmpp	52.9 kWp	Total inverter power	
U mpp	462 V	Total power	40 kWac
I mpp	115 A	Nb. of inverters	2 units
Total PV power		Pnom ratio	1.46
Nominal (STC)	58 kWp		
Total	120 modules		
Module area	287 m²		

Array losses								
Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	67 mΩ			
		Uc (const)	32.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	1.5 W/m²K/m/s					
Serie Diode Loss		LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss				
Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	3.0 %			
Loss Fraction	0.1 % at STC							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss		Module average degradation				
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %	Year no	25			
				Loss factor	0.02 %/year			
				Mismatch due to degradation				
				Imp RMS dispersion	0.02 %/year			
				Vmp RMS dispersion	0.02 %/year			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses	
Unavailability of the system	
Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	2 periods

AC wiring losses	
Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	400 Vac tri
Loss Fraction	0.34 % at STC
Inverter: SUN2000-20KTL-M2	
Wire section (2 Inv.)	Copper 2 x 3 x 25 mm²
Average wires length	25 m

Figura 4.17 Resumen de simulación para edificio de usos múltiples

Main results

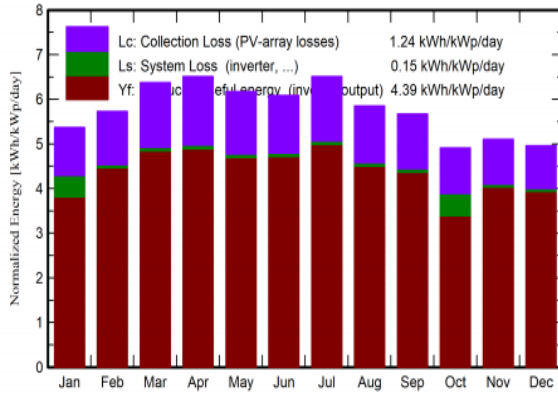
System Production

Produced Energy 93.19 MWh/year

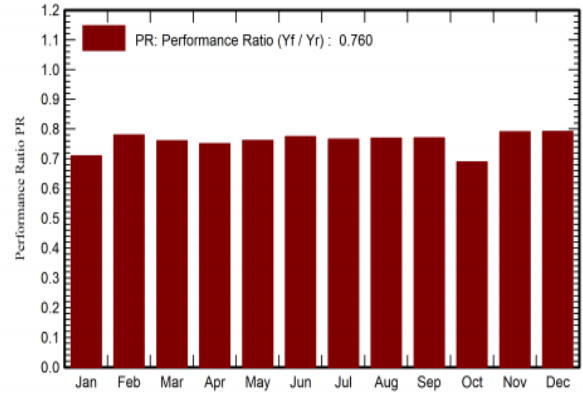
Specific production
Performance Ratio PR

1601 kWh/kWp/year
75.99 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	177.2	46.86	24.31	166.5	156.0	7.754	6.886	0.710
February	168.1	44.10	25.26	160.4	151.2	7.398	7.277	0.780
March	202.3	58.15	26.00	197.6	187.3	8.895	8.749	0.761
April	195.6	61.52	26.16	195.4	185.2	8.686	8.545	0.751
May	188.8	68.95	25.79	191.4	181.5	8.621	8.481	0.761
June	178.9	70.72	24.81	182.7	173.4	8.372	8.236	0.774
July	197.8	67.47	25.58	201.9	191.5	9.153	9.005	0.766
August	180.8	74.16	25.26	181.5	172.0	8.264	8.129	0.769
September	172.6	66.20	24.28	170.3	161.2	7.757	7.628	0.770
October	157.1	61.83	24.46	152.3	143.3	7.019	6.112	0.690
November	162.3	47.49	23.93	153.2	143.5	7.161	7.044	0.790
December	165.5	45.56	24.39	153.9	143.6	7.217	7.098	0.792
Year	2147.1	713.00	25.02	2107.2	1989.9	96.296	93.188	0.760

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 4.18 Resultados Principales Edificio de usos múltiples

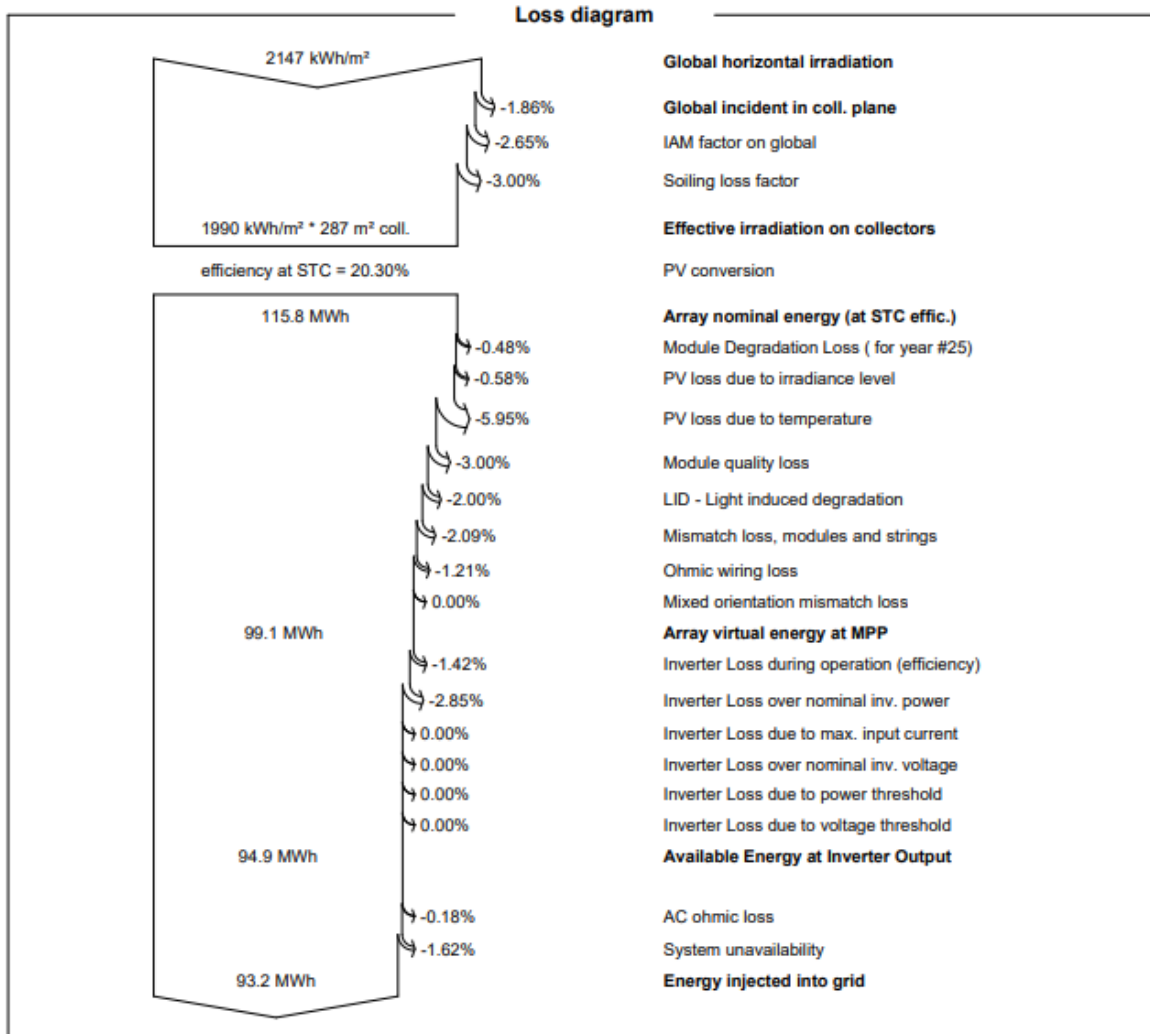


Figura 4.19 Diagrama de perdidas edificio de usos múltiples

Análisis

Las simulaciones realizadas para este edificio nos indica el valor de la generación a producir anualmente que es 88.6 MWh con una potencia del sistema de 58.2 kWp.

De acuerdo con la simulación se determinó que el coeficiente de rendimiento del sistema es de 72.22%, un factor que incide a este valor de rendimiento según las simulaciones son las Pérdida de PV debido a la temperatura ya que es el punto de máximo rendimiento de un panel solar es cuando el ambiente está más templado.

Lo que ocurre, es que este efecto negativo del calor sobre el rendimiento de las placas solares se ve compensado con creces por el aumento de horas solares en verano. Es decir, en verano la placa solar tiene menos eficiencia instantánea, pero a lo largo del día la producción solar es mayor que en los días de invierno.

4.3.4 Simulación Edificio de Medicina

General parameters		
Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		
Orientation	Sheds configuration	Models used
Fixed plane	No 3D scene defined	Transposition Perez
Tilt/Azimuth 3 / -88 °		Diffuse Perez, Meteorom
		Circumsolar separate
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	TSM-DE18M-(II)-485	Model	SUN2000-20KTL-M2
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	485 Wp	Unit Nom. Power	20.0 kWac
Number of PV modules	180 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	87.3 kWp	Total power	60.0 kWac
Modules	15 Strings x 12 In series	Operating voltage	200-750 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.46
Pmpp	79.4 kWp		
U mpp	462 V		
I mpp	172 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	87 kWp	Total power	60 kWac
Total	180 modules	Nb. of inverters	3 units
Module area	430 m²	Pnom ratio	1.46

Array losses			
Array Soiling Losses		Thermal Loss factor	
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance	
		Uc (const)	29.0 W/m²K
		Uv (wind)	1.5 W/m²K/m/s
Series Diode Loss		LID - Light Induced Degradation	
Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction	2.0 %
Loss Fraction	0.1 % at STC		
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss	
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %
		Module average degradation	
		Year no	25
		Loss factor	0.02 %/year
		Mismatch due to degradation	
		Imp RMS dispersion	0.02 %/year
		Vmp RMS dispersion	0.02 %/year
IAM loss factor	Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290		
	0°	30°	50°
	60°	70°	75°
	80°	85°	90°
	1.000	0.999	0.987
	0.962	0.892	0.816
	0.681	0.440	0.000

System losses	
Unavailability of the system	
Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	3 periods

AC wiring losses	
Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	400 Vac tri
Loss Fraction	0.34 % at STC
Inverter: SUN2000-20KTL-M2	
Wire section (3 Inv.)	Copper 3 x 3 x 25 mm²
Average wires length	25 m

Figura 4.20 Resumen de simulación para edificio de medicina

Main results

System Production

Produced Energy

141.4 MWh/year

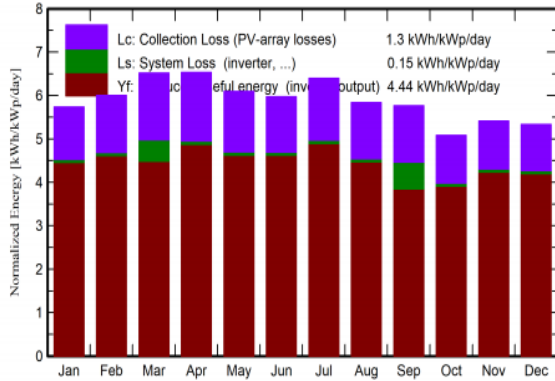
Specific production

1620 kWh/kWp/year

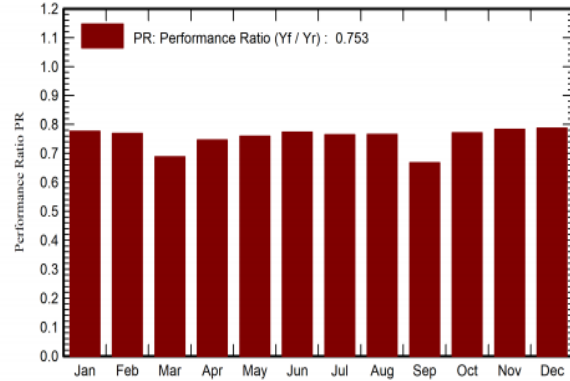
Performance Ratio PR

75.35 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	177.2	46.86	24.31	177.8	167.7	12.26	12.06	0.777
February	168.1	44.10	25.26	168.1	159.1	11.47	11.28	0.769
March	202.3	58.15	26.00	202.2	191.9	13.49	12.16	0.689
April	195.6	61.52	26.16	196.0	185.8	12.98	12.77	0.746
May	188.8	68.95	25.79	188.9	179.0	12.73	12.52	0.759
June	178.9	70.72	24.81	179.2	169.8	12.30	12.11	0.774
July	197.8	67.47	25.58	198.4	188.0	13.47	13.25	0.765
August	180.8	74.16	25.26	181.1	171.6	12.30	12.10	0.765
September	172.6	66.20	24.28	172.9	163.8	11.70	10.09	0.668
October	157.1	61.83	24.46	157.6	148.7	10.78	10.60	0.771
November	162.3	47.49	23.93	162.5	153.1	11.29	11.11	0.783
December	165.5	45.56	24.39	165.3	155.4	11.56	11.37	0.788
Year	2147.1	713.00	25.02	2150.0	2033.7	146.35	141.42	0.753

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 4.21 Resultados Principales Edificio de medicina

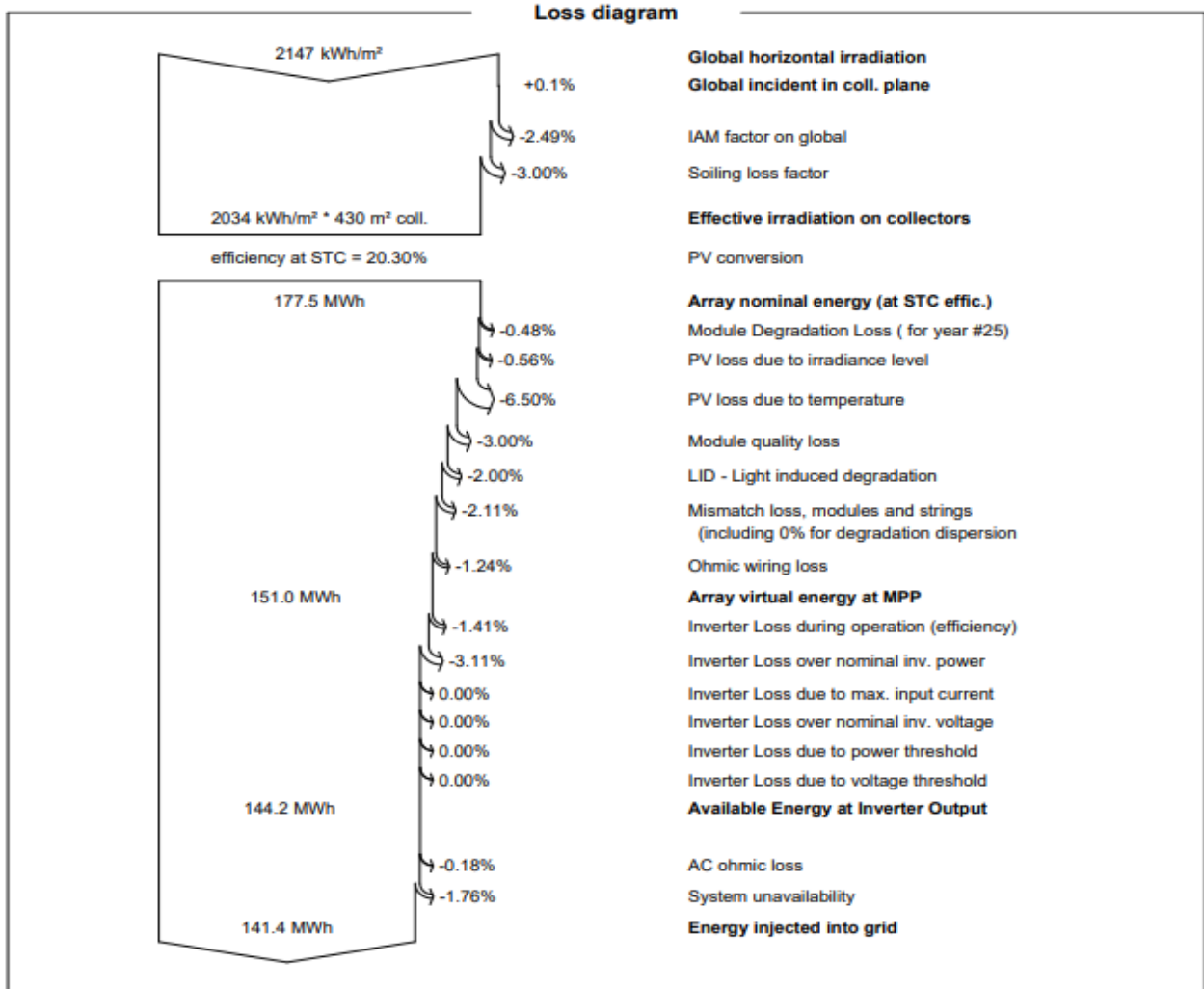


Figura 4.22 Diagrama de perdidas edificio de medicina

Análisis

Para el edificio de Medicina, en el cual se concentra la mayor cantidad de paneles e inversores y por ende donde se tendrá la mayor producción de energía eléctrica, según los resultados obtenidos se tiene un estimado de generación de 133.3 MWh anualmente con una potencia del sistema de 87.3 kWp. Al igual que en los reportes de edificios anteriores se puede obtener la producción mes a mes que tendrá la instalación fotovoltaica en este edificio, pudiendo hacer énfasis en que la mayor producción de energía se tendrá en el mes de julio (12.52 MWh), y la menor producción se tendrá en el mes de octubre (9.57 MWh).

A partir del reporte podemos obtener además el diagrama de pérdidas del sistema fotovoltaico, algunas de estas son: la indisponibilidad del sistema, para el cual se tomó el valor por defecto del simulador dejando fuera de generación un total de 7.3 días, lo cual representa pérdidas igual al 1.77%, otro tipo de pérdidas son las producidas por el ángulo de incidencia (IAM) para el que también se utilizó el factor por defecto del software de simulación, obteniendo así un total de 2.49% de pérdidas.

4.3.5 Simulación Auditorium

General parameters		
Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings
PV Field Orientation		
Orientation		Sheds configuration
Fixed planes	2 orientations	No 3D scene defined
Tilts/azimuths	7 / -82 °	
	7 / 98 °	
Horizon		Near Shadings
Free Horizon		No Shadings
		Models used
		Transposition Perez
		Diffuse Perez, Meteonorm
		Circumsolar separate
		User's needs
		Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	TSM-DE18M-(II)-485	Model	SUN2000-20KTL-M2
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	485 Wp	Unit Nom. Power	20.0 kWac
Number of PV modules	60 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	29.10 kWp	Total power	20.0 kWac
Modules	5 Strings x 12 In series	Operating voltage	200-750 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.46
Pmpp	26.47 kWp	Total inverter power	
U mpp	462 V	Total power	20 kWac
I mpp	57 A	Nb. of inverters	1 Unit
Total PV power		Pnom ratio	1.46
Nominal (STC)	29 kWp		
Total	60 modules		
Module area	143 m²		

Array losses								
Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	133 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	1.5 W/m²K/m/s	Module Quality Loss				
				Loss Fraction	3.0 %			
Serie Diode Loss		LID - Light Induced Degradation		Module average degradation				
Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction	2.0 %	Year no	25			
Loss Fraction	0.1 % at STC			Loss factor	0.02 %/year			
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss		Mismatch due to degradation				
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %	Imp RMS dispersion	0.02 %/year			
				Vmp RMS dispersion	0.02 %/year			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses	
Unavailability of the system	
Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	3 periods

AC wiring losses	
Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	400 Vac tri
Loss Fraction	0.20 % at STC
Inverter: SUN2000-20KTL-M2	
Wire section (1 Inv.)	Copper 1 x 3 x 25 mm²
Wires length	15 m

Figura 4.23 Resumen de simulación para auditorium

Main results

System Production

Produced Energy 46.64 MWh/year

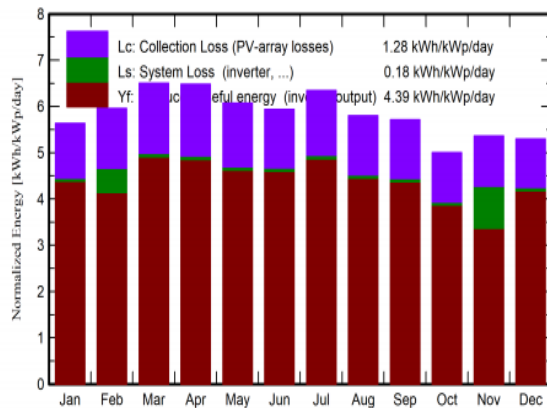
Specific production

1603 kWh/kWp/year

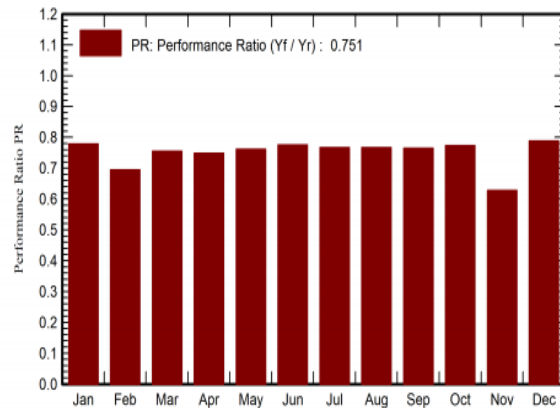
Performance Ratio PR

75.13 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	177.2	46.86	24.31	174.7	164.4	4.019	3.956	0.778
February	168.1	44.10	25.26	167.0	157.9	3.802	3.379	0.695
March	202.3	58.15	26.00	201.7	191.4	4.504	4.433	0.755
April	195.6	61.52	26.16	194.6	184.6	4.308	4.241	0.749
May	188.8	68.95	25.79	188.3	178.4	4.238	4.172	0.761
June	178.9	70.72	24.81	178.2	168.8	4.083	4.020	0.775
July	197.8	67.47	25.58	196.8	186.4	4.462	4.393	0.767
August	180.8	74.16	25.26	179.9	170.5	4.081	4.017	0.767
September	172.6	66.20	24.28	171.5	162.6	3.879	3.817	0.765
October	157.1	61.83	24.46	155.2	146.6	3.551	3.494	0.774
November	162.3	47.49	23.93	161.0	151.8	3.739	2.942	0.628
December	165.5	45.56	24.39	164.4	154.3	3.835	3.774	0.789
Year	2147.1	713.00	25.02	2133.3	2017.8	48.502	46.639	0.751

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 4.24 Resultados Principales auditorium

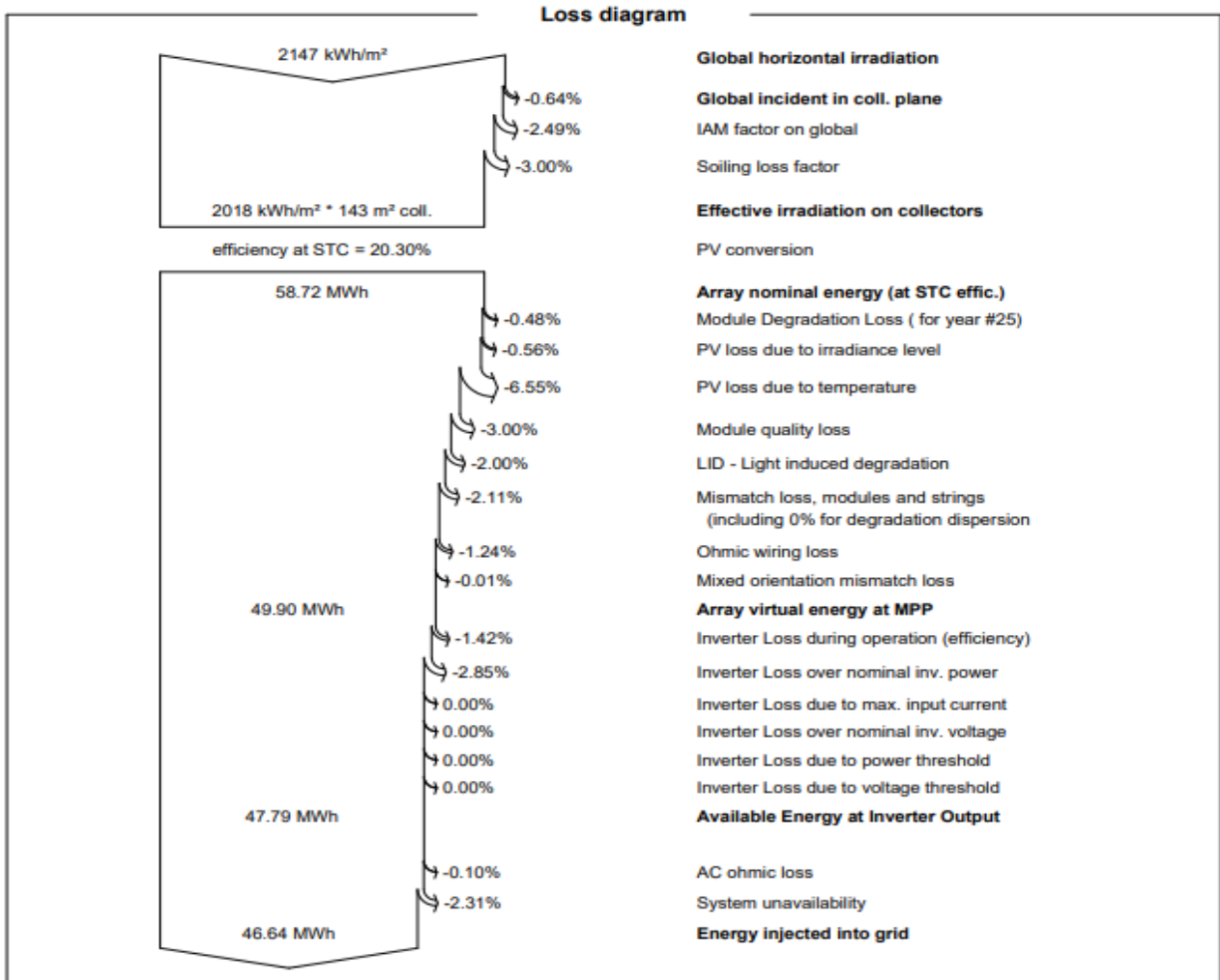


Figura 4.25 Diagrama de perdidas auditorium

Análisis

Según el reporte de simulación obtenido en PVSyst tenemos un estimado total de energía a producir por el sistema fotovoltaico de 44.89 MWh por año. Este valor ya considera los distintos tipos de pérdidas que se tienen, como lo son: la indisponibilidad del sistema (que se considera serán de 7.3 días al año) que equivale a un 2.31% de pérdidas totales, se considera también un 3% de pérdidas por suciedad en los módulos fotovoltaicos y un 1.26% de pérdidas en el cableado, por mencionar algunas. Además, el valor del PR (72.31%) se mantiene en el rango de valores obtenidos para los edificios restantes.

Se muestra además el desglose mensual de la producción de la energía del SFV, con lo cual se evidencia una mayor generación de energía eléctrica en la época comprendida entre los meses de marzo y julio; y una leve disminución de la producción entre los meses de octubre y febrero.

4.4 Datos calculados vs Datos simulados

A continuación, se muestran la comparación de los datos simulados vs los datos calculado.

Edificio	Resultados Calculados	Resultados Simulación
Deportes	Energía Anual: 4.94 MWh Potencia: 3.12 kWp PR: 73.60%	Energía Anual: 5.1 MWh Potencia: 3.08 kWp PR: 77.05%
N	Energía Anual: 49.67 MWh Potencia: 31.36 kWp PR: 73.05%	Energía Anual: 50.7 MWh Potencia: 31.0 kWp PR: 75.80%
Usos Múltiples	Energía Anual: 93.14 MWh Potencia: 58.8 kWp PR: 72.77%	Energía Anual: 93.2 MWh Potencia: 58.2 kWp PR: 75.99%
Medicina	Energía Anual: 140.66 MWh Potencia: 88.2 kWp PR: 73.73%	Energía Anual: 141 MWh Potencia: 87.3 kWp PR: 75.35%
Auditórium	Energía Anual: 46.57 MWh Potencia: 29.4 kWp PR: 72.65%	Energía Anual: 46.6 MWh Potencia: 29.1 kWp PR: 75.13%

Tabla 4.3 Comparación de Resultados calculados vs simulaciones

Análisis

A partir de la comparación realizada en la tabla anterior podemos concluir que la estimación hecha en los cálculos realizados en el capítulo II de este trabajo no difieren tanto de las simulaciones, se debe de tener en cuenta que dentro de la simulación realizada se han considerado diferentes aspectos que en los cálculos no son posibles analizar como por ejemplo los siguientes:

1. Los diferentes tipos de pérdidas que existen dentro de este tipo de sistema como lo son:
 - a. Pérdidas por temperatura
 - b. Pérdidas por suciedad
 - c. Pérdidas por indisponibilidad del sistema
 - d. Pérdidas Óhmicas (en el cableado)

2. La optimización del sistema en base a la época climática más crítica del año (invierno) que para El Salvador esta época es de los meses de mayo a octubre.
3. El simulador permite seleccionar la orientación exacta en la que quedará el Panel Solar y la distancia angular con respecto al sur lo que hace posible que la simulación sea mucho más realista obteniendo mejores resultados.

Coefficiente de rendimiento.

Una comparación importante que hacer sobre los datos calculados vs los simulado es la del coeficiente de rendimiento (CR) o performance ratio (PR), este parámetro relaciona el rendimiento real medido en una instalación FV en operación y el rendimiento nominal o teórico de los MFV. Este valor esta dado por

$$CR = \frac{\text{Rendimiento real leído de la instalacion en kWh al año.}}{\text{Rendimiento nominal calculado de la instalacion en kWh al año.}} \quad \text{Ecu. (6)}$$

Donde el Rendimiento Nominal esta dado por

$$\begin{aligned} \text{Rendimiento Nominal} = \\ \text{Irradiacion del año sobre la superficie del generador fotovoltaico} * \text{área útil modulo} \\ * \text{rendimiento de los modulos de la instalacion} \quad \text{Ecu. (7)} \end{aligned}$$

A partir de las ecuaciones anterior determinamos que para poder calcular el valor de CR de SFV, es necesario conocer los valores de irradiación solar del lugar de ubicación de la instalación fotovoltaica. Por otro lado, precisa de la magnitud de la superficie de los módulos de su instalación fotovoltaica, así como del rendimiento de sus módulos fotovoltaicos. El rendimiento de los módulos está indicado en la hoja de datos del fabricante.

Para la Irradiación Global diaria media anual sobre superficie Inclinada. Se calcula a partir de valores medios anuales de irradiación global diaria horizontal $G_a(o)$, obtenida de tablas, empleando la latitud del lugar, y la inclinación óptima del generador (S_{opt}).

El valor de Irradiancia Horizontal lo podemos obtener a partir de mapas de recursos solares, el mapa para nuestro país es el que se muestra en la siguiente figura, donde para el sitio de estudio se estima que se tendrá un valor de 5.9 kWh/m^2

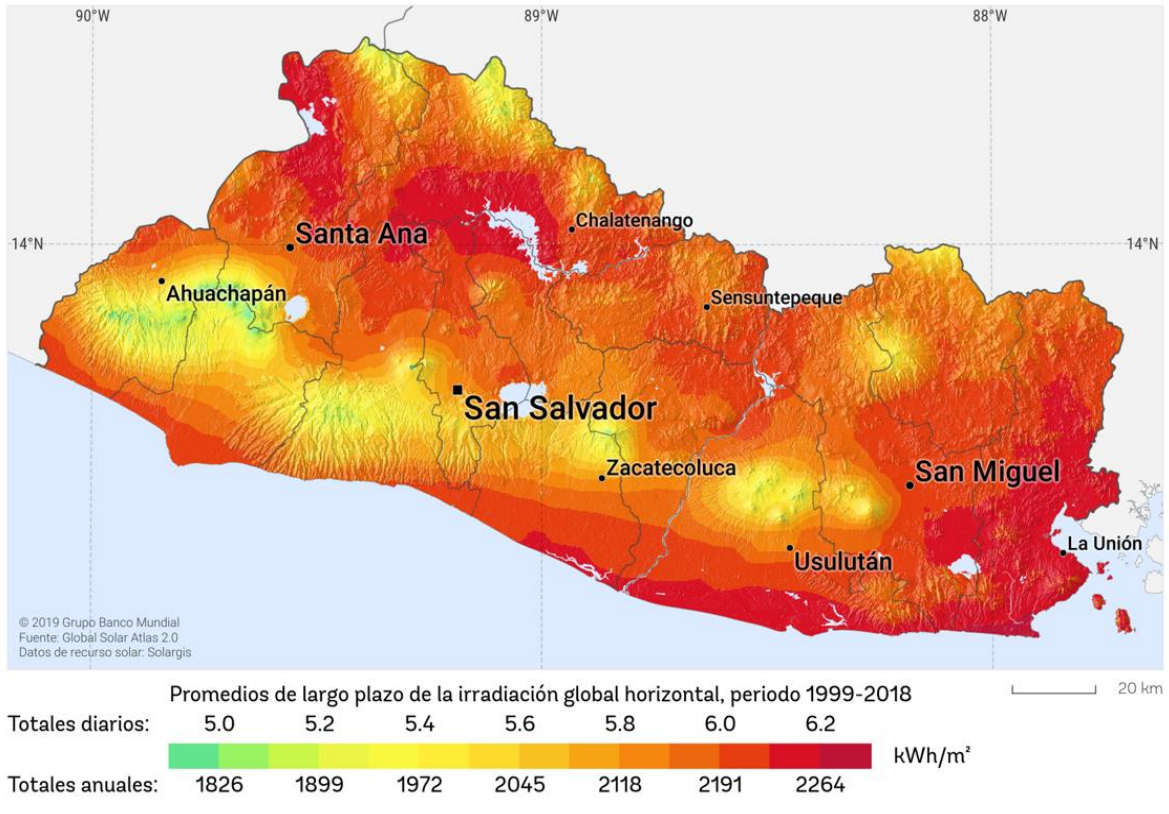


Figura 4.26 Mapa de Irradiación Global horizontal de El Salvador

Para determinar la inclinación óptima (S_{opt}), se usan fórmulas basadas en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones S y ubicadas en diferentes latitudes ϕ , expresada en grados y valor absoluto sin signo.

$$S_{opt} = 3.7 + 0.69 * \Phi \quad \text{Ecu. (8)}$$

Factor de reducción de la Irradiación FI

Lo mejor es orientar el MFV con acimut $g=0$ e inclinación óptima, sin embargo, no siempre es posible, en estos casos las pérdidas debidas a las desviaciones no óptimas se calculan aplicando el coeficiente de reducción de la energía denominado FI que se calcula aplicando: en donde g es el acimut o desorientación del panel:

Para ángulos de inclinación: $< 15^\circ$

$$FI = 1 - (1.2 \times 10^{-4} * (S - S_{opt})^2) \quad \text{Ecu. (9)}$$

La inclinación de la superficie con inclinación y acimut no óptimos se calcula multiplicando la irradiación sobre la superficie con la inclinación optima, por el factor de irradiación.

$$Ga(\gamma, S) = FI * Ga(Sopt) \quad \text{Ecu. (10)}$$

Donde

Ga(γ, S) = Valor medio anual de la irradiación global sobre superficie con inclinación y acimut no óptimo kWh/m²

A partir de las ecuaciones anteriores ya se puede calcular el valor de CR, en las siguientes tablas se muestran los datos utilizados para estos cálculos, así como la comparación de este parámetro calculados vs el obtenido en las simulaciones. Donde se puede observar que la diferencia entre estos dos valores no es muy significativa teniendo una mayor diferencia en el edificio de deportes de 5.42% y para el edificio de medicina es el caso con una menor diferencia respecto a los otros (2.24%)

Además, se debe de resaltar que los valores de CR obtenido tanto en los cálculos como en las simulaciones se encuentran dentro del rango ideal de este parámetro, que según estudios este debe de rondar los valores entre 62.4% y 88%.³⁹

Se debe de tener en cuenta que los factores que pueden afectar al CR:

- Temperatura del MFV
- Irradiación Solar
- Sombra sobre los MFV
- Suciedad sobre los MFV

El análisis anterior es de gran importancia realizarlo debido a que el CR constituye una de las magnitudes más importantes para la evaluación de efectividad de una instalación fotovoltaica. El coeficiente de rendimiento en concreto analiza el rendimiento energético real con respecto al rendimiento energético teóricamente viable. Este coeficiente ayudará a definir la viabilidad de las instalaciones.

³⁹ [19] Guion de Clases Zetino Unidad V. Sistemas FV conectados a la red. Aplicaciones Fotovoltaicas

Edificio	Eficiencia	Inclinación (°)	Azimut	MFV en total	Área MFV (m ²)	Energía Anual (MWh)	Potencia (kWp)
Deportes y Recreación	19.40%	3	18°	8	15.84	4.94	3.12
Edificios N	20.30%	4	14°	64	153	47.04	31.36
Edificio Uso Múltiples	20.30%	6	20°	120	287	88.20	58.80
Edificio Medicina	20.30%	3	2°	180	430	132.30	88.20
Auditórium	20.30%	7	8°	60	143	44.10	29.40

Tabla 4.4 Datos Utilizados para los cálculos

Edificio	Boptimo calculado	Ga(0) Calculado [kWh/m ²]	Ga(Boptimo) Calculado [kWh/m ²]	FI	Ga(Azimut,Inclinacion) Calculado[kWh/m ²]	PR_Calculado	PR_simulado	Diferencia.
Deportes y Recreación	13.34°	2153.5	2213.54	0.99	2185.14	73.60%	77.05%	4.48%
Edificios N	13.34°	2153.5	2213.54	0.99	2190.37	73.05%	75.80%	3.62%
Edificio Uso Múltiples	13.34°	2153.5	2213.54	0.99	2199.23	72.77%	75.99%	4.24%
Edificio Medicina	13.34°	2153.5	2213.54	0.99	2185.14	73.73%	75.35%	2.15%
Auditórium	13.34	2153.5	2213.54	1.00	2202.87	72.65%	75.13%	3.31%

Tabla 4.5 Comparación de PR calculado vs simulado

4.5 Comparación de los equipos utilizados

Para poder realizar las simulaciones se definieron los diferentes equipos a utilizar en el software PVsyst (módulos fotovoltaicos e inversores), a continuación, se muestra una comparación entre las características técnicas de los equipos utilizados en la simulación y las características de los equipos a utilizar según los datos del fabricante.

4.5.1 Panel GCL-M6/72H 385 W

- **Datos Fabricante**

Electrical Specification (STC*)								
Maximum Power	Pmax[W]	365	370	375	380	385	390	
Maximum Power Voltage	Vmp[V]	39.20	39.40	39.60	39.80	39.98	40.17	
Maximum Power Current	Imp[A]	9.31	9.39	9.47	9.55	9.63	9.71	
Open Circuit Voltage	Voc[V]	47.60	47.80	48.00	48.20	48.40	48.60	
Short Circuit Current	Isc[A]	9.89	9.97	10.05	10.13	10.21	10.29	
Module Efficiency	(%)	18.4	18.7	18.9	19.2	19.4	19.7	
Power Output Tolerance	[W]							0~+5

* Irradiance 1000W/m², Module Temperature 25°C, Air Mass 1.5

Temperature Ratings		Maximum Ratings	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C	Operational Temperature	-40~+85°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.060%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC-[H]
Temperature Coefficient of Voc	-0.30%/°C	Max Series Fuse Rating	20A
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.39%/°C		

- **Datos Simulador**

Datos básicos	Tamaños y tecnología	Parámetros del modelo	Datos adicionales	Comercial	Gráficos
Modelo	GCL-M6/72H-385	Fabricante	GCL		
Nombre de archivo	GCL_M6_72H_385.PAN	Fuente datos	Manufacturer 2018		
	Base de datos PVsyst original		Prod. desde 2018		
Potencia nom. (en STC)	385.0 Wp	Tol. -/+	0.0 3.0 %		
Tecnología	Si-mono				
Especificaciones del fabricante o otras medidas			Resumen del modelo		
Condiciones de referencia	GRef 1000 W/m²	TRef	25 °C	Parámetros principales	
Corriente de cortocircuito	Isc 10.210 A	Circuito abierto Voc	48.40 V	Derivación R	350 Ω
Punto de Potencia máx.	Imp 9.630 A	Vmpp	39.98 V	Rderiv(G=0)	1400 Ω
Coefficiente de temperatura	muIsc 6.1 mA/°C	Núm. de células	72 en series	Modelo serie R	0.30 Ω
	o muIsc 0.060 %/°C			Serie R máx.	0.32 Ω
				Serie R aparente	0.48 Ω
Herramienta de resultado del modelo interno			Parámetros del modelo		
Condiciones de operación	GOper 1000 W/m²	TOper	25 °C	Gamma	0.966
Punto de Potencia máx.	Pmpp 385.0 W	Coef. temper.	-0.37 %/°C	IoRef	0.02 nA
Corriente	Imp 9.66 A	Voltaje Vmpp	39.8 V	muVoc	-158 mV/°C
Corriente de cortocircuito	Isc 10.21 A	Circuito abierto Voc	48.4 V	muPMax fijo	-0.38 /°C
Eficiencia	/ Área células 21.40 %	/ Área módulo	19.44 %		

Parámetro	Fabricante	Simulador
P	385 W	385 W
Isc	10.21 A	10.21 A
Impp	9.63 A	9.63 A
Voc	48.40 V	48.40 V
Vmpp	39.98 V	39.98 V
Coefficiente de Temperatura Pmax	-0.39 %/C	-0.37 %/C
Eficiencia	19.4%	19.44%

Tabla 4.6 Comparación Panel GCL

4.5.2 Panel Trina Solar Vertex 485 W

- Datos Fabricante**

ELECTRICAL DATA (STC)						
Peak Power Watts - P _{MAX} (Wp)*	480	485	490	495	500	505
Power Tolerance - P _{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8	43.0
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	11.42	11.49	11.56	11.63	11.69	11.75
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	50.8	51.1	51.3	51.5	51.7	51.9
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	11.99	12.07	12.14	12.21	12.28	12.35
Module Efficiency η_m (%)	20.1	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%.

TEMPERATURE RATINGS		MAXIMUM RATINGS	
NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41 C (±3 C)	Operational Temperature	-40 ~ +85 C
Temperature Coefficient of P _{MAX}	- 0.36%/C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Temperature Coefficient of V _{OC}	- 0.26%/C	Max Series Fuse Rating	20A
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/C		

- Datos Simulador**

Modelo	TSM-DE18M-(II)-485	Fabricante	Trina Solar
Nombre de archivo	Trina_TSM_DE18M_II_485.PAN	Fuente datos	Datasheets 2020
Base de datos PVsyst original		Prod. desde 2020	

Potencia nom. Wp Tol. -/+ %
(en STC)
Tecnología

Especificaciones del fabricante o otras medidas			
Condiciones de referencia	GRef	1000	W/m ²
Corriente de cortocircuito	Isc	12.070	A
Punto de Potencia máx.	Imp	11.490	A
Coeficiente de temperatura	muIsc	4.8	mA/°C
	o muIsc	0.040	%/°C
	TRef	25	°C
	Circuito abierto Voc	51.10	V
	Vmpp	42.20	V
	Núm. de células	75 x 2	

Resumen del modelo	
Parámetros principales	
Derivación R	400 Ω
Rderiv(G=0)	1600 Ω
Modelo serie R	
Serie R máx.	0.25 Ω
Serie R aparente	0.41 Ω
Parámetros del modelo	
Gamma	0.971
IoRef	0.02 nA
muVoc	-151 mV/°C
muPMax fijo	-0.36 /°C

Herramienta de resultado del modelo interno			
Condiciones de operación	GOper	1000	W/m ²
	TOper	25	°C
Punto de Potencia máx.	Pmpp	485.0	W
Corriente	Imp	11.46	A
Coef. temper.		-0.36	%/°C
Corriente de cortocircuito	Isc	12.07	A
Voltaje Vmpp		42.3	V
Eficiencia	/ Área células	N/D	%
	Circuito abierto Voc	51.1	V
	/ Área módulo	20.30	%

Parámetro	Fabricante	Simulador
P	485 W	485 W
Isc	12.07 A	12.07 A
Impp	11.42 A	11.49 A
Voc	50.90 V	51.10 V
Vmpp	42.50 V	42.30 V
Coefficiente de Temperatura Pmax	-0.36 %/C	-0.36 %/C
Eficiencia	20.3%	20.3%

Tabla 4.7 Comparación Panel Trina Solar

4.5.3 Inversor Sunny Boy 3.0-US

- Datos Simulador**

Modelo	Sunny Boy 3000 TL-21	Fabricante	SMA
Nombre de archivo	SMA_SunnyBoy3000TL_21.OND	Fuente de datos	Manufacturer 2010
Base de datos PVsyst original		Prod. desde 2011	

Lado de entrada (Campo FV CC)	Lado de salida (Red CA)
Voltaje MPP mínimo 175 V Voltaje mín. para PNom 175 V Corriente máxima por MPPT 8.9 A Voltaje MPP nominal 400 V Voltaje MPP máximo 500 V Voltaje FV máx. absoluto 750 V Umbral de potencia 32 W <input type="checkbox"/> Defecto <input type="checkbox"/> ? Especificación contractual, sin significado físico verdadero <input type="checkbox"/> ? Requerido Potencia FV nominal 3.20 kW Potencia FV máxima 3.20 kW <input type="checkbox"/> Corriente FV máxima 17.00 A <input type="checkbox"/>	<input checked="" type="radio"/> Monofásico <input type="radio"/> Trifásico <input type="radio"/> Bifásico Frecuencia <input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz <input checked="" type="checkbox"/> 60 Hz Voltaje de red 230 V Potencia de CA nominal 3.00 kW Potencia CA máxima 3.00 kW Corriente CA nominal 13.00 A <input type="checkbox"/> Corriente CA máxima 16.00 A <input type="checkbox"/>
	Eficiencia Eficiencia máxima 97.00% ? <input checked="" type="checkbox"/> Eficiencia definida para 3 voltajes

Multi - MPPT <input checked="" type="checkbox"/> Multi capacidad MPPT ? Número de entradas MPPT 2 <input type="checkbox"/> MPPT no balanceado	Transformador <input type="radio"/> No especificado <input checked="" type="radio"/> Sin transformador <input type="radio"/> Transfo (no especificado) <input type="radio"/> Transfo BF <input type="radio"/> Transfo HF
Inversor "String" <input type="checkbox"/> Con garantías en entradas Número de entradas de cadena 1	Maestro / Esclavo <input checked="" type="radio"/> Sin capacidad M/S <input type="radio"/> Maestro <input type="radio"/> Esclavo <input type="radio"/> Maestro / Esclavo <input type="radio"/> M/E interno

- **Datos Fabricante**

Technical data	Sunny Boy 3.0-US		Sunny Boy 3.8-US		Sunny Boy 5.0-US	
	208 V	240 V	208 V	240 V	208 V	240 V
Input (DC)						
Max. usable DC power	3100 W	3100 W	3450 W	4000 W	5150 W	5150 W
Max. DC voltage			600 V			
Rated MPP voltage range	155 - 480 V		195 - 480 V		220 - 480 V	
MPPT operating voltage range			100 - 550 V			
Min. DC voltage / start voltage			100 V / 125 V			
Max. operating input current per MPPT			10 A			
Max. short circuit current per MPPT			18 A			
Number of MPPT tracker / string per MPPT tracker			2/1		3 / 1	
Output (AC)						
AC nominal power	3000 W	3000 W	3330 W	3800 W	5000 W	5000 W
Max. AC apparent power	3000 VA	3000 VA	3330 VA	3800 VA	5000 VA	5000 VA
Nominal voltage / adjustable	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●
AC voltage range	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V
AC grid frequency			60 Hz / 50 Hz			
Max. output current	14.5 A	12.5 A	16.0 A	16.0 A	24.0 A	24.0 A
Power factor (cos φ)			1			
Output phases / line connections			1 / 2			
Harmonics			< 4 %			
Efficiency						
Max. efficiency	97.2 %	97.6 %	97.2 %	97.5 %	97.2 %	97.5 %
CEC efficiency	96 %	96.5 %	96.5 %	96.5 %	96.5 %	97 %
Protection devices						

Parámetro	Fabricante	Simulador
P	3 kW	3 kW
Rango Voltaje MPP	155 - 480 V	175 - 500 V
Imp	10 A	8.9 A
Max Voltaje	600 V	750 V
Eficiencia	97.6 %	97 %
Número de Entradas MPPT	2	2
Número de String por MPPT	1	1

Tabla 4.8 Comparación Inversor Sunny Boy 3.0 KW

4.5.4 Inversor Sunny Boy 7.7-US

- **Datos Fabricante**

Technical data	Sunny Boy 7700TL-US	
	208 V AC	240 V AC
Input (DC)		
Max. usable DC power (@ cos φ = 1)	8000 W	
Max. DC voltage	600 V	
Rated MPPT voltage range	270 - 480 V	
MPPT operating voltage range	125 - 500 V	
Min. DC voltage / start voltage	125 V / 150 V	
Max. operating input current / per MPP tracker	30 A / 18 A	
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker		
Output (AC)		
AC nominal power	6650 W	7680 W
Max. AC apparent power	6650 VA	7680 VA
Nominal AC voltage / adjustable	208 V / ●	240 V / ●
AC voltage range	183 - 229 V	211 - 264 V
AC grid frequency; range	60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz	
Max. output current	32 A	
Power factor (cos φ)	1	
Output phases / line connections	1 / 2	
Harmonics	< 4%	
Efficiency		
Max. efficiency	96.8%	97.3%
CEC efficiency	96.5%	96.5%

- **Datos Simulador**

Modelo: Fabricante:

Nombre de archivo: Fuente de datos:

Base de datos PVsyst original Prod. desde 2014

Lado de entrada (Campo FV CC)

Voltaje MPP mínimo V

Voltaje mín. para PNom V

Corriente máxima por MPPT A

Voltaje MPP nominal V

Voltaje MPP máximo V

Voltaje FV máx. absoluto V

Umbral de potencia W Defecto

Especificación contractual, sin significado físico verdadero Requerido

Potencia FV nominal kW

Potencia FV máxima kW

Corriente FV máxima A

Lado de salida (Red CA)

Monofásico Trifásico Bifásico

Frecuencia: 50 Hz 60 Hz

Voltaje de red V

Potencia de CA nominal kW

Potencia CA máxima kW

Corriente CA nominal A

Corriente CA máxima A

Eficiencia

Eficiencia máxima

Eficiencia CEC

Eficiencia definida para 3 voltajes

<p>Multi - MPPT</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Multi capacidad MPPT</p> <p>Número de entradas MPPT <input type="text" value="2"/></p> <p><input type="checkbox"/> MPPT no balanceado</p>	<p>Transformador</p> <p><input type="radio"/> No especificado</p> <p><input checked="" type="radio"/> Sin transformador</p> <p><input type="radio"/> Transfo (no especificado)</p> <p><input type="radio"/> Transfo BF</p> <p><input type="radio"/> Transfo HF</p>
<p>Inversor "String"</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Con garantías en entradas</p> <p>Número de entradas de cadena <input type="text" value="2"/></p>	<p>Maestro / Esclavo</p> <p><input checked="" type="radio"/> Sin capacidad M/S</p> <p><input type="radio"/> Maestro</p> <p><input type="radio"/> Esclavo</p> <p><input type="radio"/> Maestro / Esclavo</p> <p><input type="radio"/> M/E interno</p>

Parámetro	Fabricante	Simulador
P	7.7 kW	7.7 kW
Rango Voltaje MPP	270 - 480 V	270 – 480 V
Impp	18 A	14.6 A
Max Voltaje	600 V	600 V
Eficiencia	97.3 %	97.3 %
Número de Entradas MPPT	2	2
Número de String por MPPT	2	2

Tabla 4.9 Comparación Inversor Sunny Boy 7.7 kW

4.5.5 Inversor Huawei SUN2000-20KTL-M3

- **Datos Fabricante**

Technical Specification		SUN2000-20KTL-M3
Efficiency		
Max. Efficiency		97.6%
European Efficiency		97.2%
Input		
Recommended Max. PV Power		30,000 Wp
Max. Input Voltage ¹		750 V
Max. Current per MPPT		26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		40 A
Start Voltage		200 V
MPPT Operating Voltage Range ²		200 V ~ 750V
Rated Input Voltage		360 V
Number of Inputs		8
Number of MPP Trackers		4
Output		
Rated AC Active Power		20,000 W
Max. AC Apparent Power		22,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		22,000 W
Rated Output Voltage		120 Vac / 208 Vac, 3W/N+PE 127 Vac / 220 Vac, 3W/N+PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60Hz
Rated Output Current		57.2 A / 202 Vac 52.5 A / 220 Vac
Max. Output Current		63.2 A / 202 Vac 58.0 A / 220 Vac
Adjustable Power Factor Range		0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion		<3%

- **Datos Simulador**

Definición del inversor de red

Parámetros principales | Curva de eficiencia | Parámetros adicionales | Parámetros de salida | Tamaños y tecnología | Datos comerciales

Modelo: Fabricante:

Nombre de archivo: Fuente de datos:

Definición de parámetros personalizados | Prod. desde 2020

Lado de entrada (Campo FV CC)

Voltaje MPP mínimo V

Voltaje mín. para PNom V

Corriente máxima por MPPT A

Voltaje MPP nominal V

Voltaje MPP máximo V

Voltaje FV máx. absoluto V

Umbral de potencia W Defecto

Especificación contractual, sin significado físico verdadero Requerido

Potencia FV nominal kW

Potencia FV máxima kW

Corriente FV máxima A

Lado de salida (Red CA)

Monofásico Trifásico Bifásico

Frecuencia: 50 Hz 60 Hz

Voltaje de red V

Potencia de CA nominal kVA

Potencia CA máxima kVA

Corriente CA nominal A

Corriente CA máxima A

Eficiencia

Eficiencia máxima

Eficiencia EURO

Eficiencia definida para 3 voltajes

<p>Multi - MPPT</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Multi capacidad MPPT</p> <p>Número de entradas MPPT <input type="text" value="8"/></p> <p><input type="checkbox"/> MPPT no balanceado</p>	<p>Transformador</p> <p><input type="radio"/> No especificado</p> <p><input checked="" type="radio"/> Sin transformador</p> <p><input type="radio"/> Transfo (no especificado)</p> <p><input type="radio"/> Transfo BF</p> <p><input type="radio"/> Transfo HF</p>
<p>Inversor "String"</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Con garantías en entradas</p> <p>Número de entradas de cadena <input type="text" value="4"/></p>	<p>Maestro / Esclavo</p> <p><input checked="" type="radio"/> Sin capacidad M/S</p> <p><input type="radio"/> Maestro</p> <p><input type="radio"/> Esclavo</p> <p><input type="radio"/> Maestro / Esclavo</p> <p><input type="radio"/> M/E interno</p>

Parámetro	Fabricante	Simulador
P	20 kW	20 kW
Rango Voltaje MPP	200 - 750 V	200 - 750 V
Imp	26 A	26 A
Max Voltaje	750 V	750 V
Eficiencia	97.6 %	98.65 %
Número de Entradas MPPT	8	8
Número de String por MPPT	4	4

Tabla 4.10 Comparación Inversor Huawei 20 kW

Análisis

Al comparar las características técnicas de los equipos utilizados se puede observar que no existe una diferencia significativa en sus valores, esto gracias a que PVSyst cuenta con una amplia base de datos como se mencionó anteriormente. Este factor ayudo a que los resultados obtenidos en la simulación fueran más parecidos a los calculados. Como se mostró en la sección anterior. La comparación de los distintos parámetros de los equipos se realizó con los valores más significativos de cada uno.

Esta comparación de equipos se realizó con el fin de hacer notar la capacidad que tiene el software utilizado, el cual no sé qué tiene limitantes en cuanto a los equipos disponibles en su base de datos ya que si por algún motivo no tiene el equipo solicitado tiene la opción de implementar uno nuevo según las características necesarias.

Conclusiones

- La selección de edificios para instalar el SFV se basó en la antigüedad de estos, además de su área efectiva disponible y posibilidad de no tener problemas de sombra en ninguno de ellos.
- Se utilizarán equipos de fuera del país debido a que dentro las tiendas locales no se pudo obtener una información adecuada para considerar sus precios
- El software PVsyst constituye una herramienta de simulación de mucho provecho pues ayuda a ejecutar el dimensionamiento y diseño del sistema fotovoltaico de manera rápida y práctica con una interfaz muy amigable, sirviendo así para comparar los resultados obtenidos mediante cálculos matemáticos.
- La estimación de energía a producir por el sistema fotovoltaico obtenida mediante los cálculos manuales es muy cercana a la obtenida mediante el software de simulación.
- En los estudios realizados podemos definir que es viable la instalación de un sistema fotovoltaico en los techos de la Universidad de El Salvador FMOcc.
- Se determino que para el edificio de deportes el retorno de la inversión será después de 6 años y 5 meses mientras para los otros edificios el retorno será en 4 años y 9 meses.
- Se decidió realizar dos presupuestos en base al medidor que estuviesen conectados los edificios ya que no contaban con la misma tarifa de energía y el retorno de la inversión será diferente para cada caso.
- El costo por kWp instalado es del \$1.75, es un indicador que nos ayuda asegurarnos que nuestro presupuesto se encuentre en un rango de aceptación del proyecto.
- En los estudios realizados podemos definir que es viable la instalación de un sistema fotovoltaico en los techos de la universidad de el salvador FMOcc.

Recomendaciones

- Se recomienda un estudio sobre la infraestructura de los techos de los edificios seleccionados para garantizar una instalación segura mediante un ingeniero estructural que evalúe primero el sistema propuesto y la integridad estructural del edificio.
- En base a las facturas de energía eléctrica proporcionadas por la FMOcc se encontró que la Universidad se encontraba incurriendo en penalidades por un bajo factor de potencia, para corregir el bajo factor de potencia se realizó un estudio donde se recomienda instalar un banco de capacitores de 13 kVAR para hacer llegar el factor de potencia a un valor de 0.9 que es lo permisible por la normativa en el país.
- Para el edificio N se recomienda realizar una poda leve alrededor de los árboles del edificio para eliminar las posibilidades de generar sombra a los paneles instalados en su techo.
- Una vez puesta en marcha el proyecto se recomienda hacer una comparativa de proveedores de equipos locales y extranjeros para escoger el mejor proveedor para la disminución de costos en la ejecución del proyecto.
- Para futuros estudios se recomienda analizar si es factible utilizar otros edificios que no fueron considerados en este trabajo para instalar un SFV en ellos.
- Se recomienda que todas las instalaciones fotovoltaicas deberían ser revisada por la OIA para garantizar la seguridad dentro de los alcances en instalaciones de BT y MT menores a 115 kV.

Bibliografía

- [1] Acosta Pleitez, E. W., & Membreño Vela, E. J. (2020). *Rediseño del laboratorio de generación fotovoltaica de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de El Salvador, Plan 2020*. Ciudad Universitaria.
- [2] Avril, S., Lemaire, T., & Mansilla, C. (2011). *Solar energy support in the Asia-Pacific region*. Hamburgo, Alemania.
- [3] Baides Trujillo, R. A., & Soriano Moreno, S. N. (2020). *Estudio de factibilidad técnico económico para el uso de energía solar en el edificio de usos múltiples de la Facultad Multidisciplinaria de Occidente*. Santa Ana, El Salvador.
- [4] Cantizzano, I. (6 de Abril de 2021). El 66.2 % de la capacidad instalada en El Salvador es energía renovable. *El Economista*.
- [5] CNE. (2010). *Política Energética Nacional de El Salvador 2010-2024*. Consejo Nacional de la Energía (CNE), San Salvador. Obtenido de http://euroclimaplus.org/intranet/_documentos/repositorio/Pol%C3%ADtica%20Energ%C3%A9tica%20Nacional%20de%20El%20Salvador%202010-2014_ElSalvador.pdf
- [6] CNE. (Mayo-Junio de 2019). Política Energética y el Cambio Climático. *El Salvador Ahorra Energía, 10*. Obtenido de <https://estadisticas.cne.gob.sv/wp-content/uploads/2019/12/PESAE10.pdf>
- [7] Cortez Valladares, N. E., & Valladares Cordero, H. E. (2017). *Estudio de los efectos en el factor de potencia y en el contenido armónico producido por el montaje de un generador fotovoltaico en una instalación eléctrica*. Ciudad Universitaria.
- [8] Coto Estrada, Blanca Noemi. (2019). *Generación Distribuida en El Salvador, SIGET*. San Salvador.
- [9] Delgado Ruíz, F. (2012). *Manual de Mantenimiento para una planta solar fotovoltaica*. Sevilla.
- [10] im2-Energía Solar. (12 de Julio de 2017). Obtenido de im2-Energía Solar: <https://www.im2solar.com/07/2017/mantenimiento-instalaciones-fotovoltaicas/>
- [11] Olave, V. V., & Núñez Fuentes, I. (2012). *Evolución de Costos ERNC*. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [12] Planelles, M. (14 de Junio de 2021). La humanidad sigue enganchada al petróleo, al gas natural y al carbón. *El País*. Obtenido de <https://elpais.com/clima-y-medio-ambiente/2021-06-15/la-humanidad-sigue-enganchada-al-petroleo-el-gas-natural-y-el-carbon.html>

- [13] Quinteros Calzadia, F. J., & Zelada Ramirez, J. R. (2018). *Norma Técnica de diseño, seguridad y operación de instalaciones de generación de energía con tecnología solar fotovoltaica de hasta 100 kW*. Ciudad Universitaria.
- [14] SIGET. (2017). *Norma para Usuarios Finales Productores de Energía Eléctrica con Recursos Renovables*. San Salvador.
- [15] SIGET. (15 de Enero de 2020). Obtenido de SIGET: <https://www.siget.gob.sv/siget-anuncia-importante-reduccion-en-los-precios-de-la-tarifa-de-la-energia-electrica/>
- [16] SIGET. (10 de Febrero de 2020). *Estadísticas Eléctricas, SIGET*. Obtenido de <https://www.siget.gob.sv/gerencias/electricidad/informe-de-mercado-y-estadisticas-electricas/estadisticas-electricas/>
- [17] Statista Research Department. (02 de Julio de 2021). *Statista*. Obtenido de <https://es.statista.com/estadisticas/1238181/capacidad-instalada-energia-solar-el-salvador/>
- [18] Superintendencia de competencia de El Salvador. (Enero de 2017). *Evolución del precio del servicio de energía*. Obtenido de Evolución del precio del servicio de energía: https://www.sc.gob.sv/wp-content/uploads/Monitoreos_IE/Monitoreo%20-%20Evoluci%C3%B3n%20de%20precios%20energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica%20en%20El%20Salvador.pdf
- [19] Zetino, J. A. (2020). *El Efecto Fotovoltaico, Guión de Clases SFV*. Ciudad Universitaria.

Anexos

Anexo A: Memoria de Cálculo para el diseño fotovoltaico del Edificio de Deportes y Recreación

Temperatura de Trabajo del Módulo Fotovoltaico

Es importante conocer los datos de temperatura en el lugar donde se realizará la instalación, ya que en base a estos se hará el análisis de variación de temperatura en los módulos fotovoltaicos y se debe tener en cuenta que el aumento o disminución de los voltajes de circuito abierto (V_{oc}) depende de la temperatura.

Se seleccionó el panel solar **GCL – M6/72H Monocristalino de 385 W**, las características del Módulo Fotovoltaico (MFV) escogido son las siguientes:

Parámetro	Valor
P_{max}	385 W
V_{OC}	48.4 V
V_{mpp}	39.98 V
I_{mpp}	9.63 A
I_{SC}	10.21 A
γ_{mp}	-0.39 %/°C
β_{Voc}	-0.30 %/°C
α_{Isc}	0.06 %/°C
NOCT	45 ±/2°C

Tabla A.1 Características eléctricas del MFV GCL-M6/72H

Para conocer la temperatura a la que estará expuesta la célula fotovoltaica se usará la siguiente ecuación:

$$T_c = T_{a_{max}} + G * \frac{(NOCT - 20)}{800} \quad \text{Ecu. (11)}$$

Donde:

NOCT: *Temperatura de operación de la célula.*

G: es la Irradiancia Solar

Se asumirá una irradiancia de 1000 W/m^2 y se ocupará la máxima temperatura del NOCT de 47° para determinar T_c . Además, se considerará una temperatura ambiente máxima de 45°C y una mínima de 5°C , esto con el fin de prevenir cualquier daño en los equipos. Al sustituir los datos en la ecuación 2 se tiene lo siguiente:

Para una temperatura de 45°C :

$$T_{c_{max}} = 45 + 1000 * \frac{(47 - 20)}{800}$$

$$T_{c_{max}} = 80^\circ\text{C}$$

La temperatura mínima se registra por las noches, por lo tanto:

$$T_{c_{min}} = 5 + 0 * \frac{(47 - 20)}{800}$$

$$T_{c_{min}} = 5^\circ\text{C}$$

Por lo tanto, el rango de temperatura de la celda será como mínimo 5 °C y un máximo de 80 °C

Potencia máxima y mínima en base a la temperatura de trabajo

Ahora que se conoce la temperatura de trabajo del MFV se puede conocer la potencia máxima y mínima a la que estará trabajando, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$P_{max_{operación}} = P_{wp} + \left(\gamma_{mp} * (T_{c_{min}} - T_a) \right) * P_{wp} \quad \text{Ecu. (12)}$$

$$P_{min_{operación}} = P_{wp} + \left(\gamma_{mp} * (T_{c_{max}} - T_a) \right) * P_{wp} \quad \text{Ecu. (13)}$$

Donde:

$P_{max} - min_{operación}$: Potencia máxima y mínima de operación del MFV

P_{wp} : Potencia del MFV

γ_{mp} : Coeficiente de Temperatura de máxima potencia

Sustituyendo datos en las ecuaciones se tiene lo siguiente:

$$P_{max_{operación}} = 385 + \left(-\frac{0.39}{100} * (5 - 25) \right) * 385 = \mathbf{415 \text{ W}}$$

$$P_{min_{operación}} = 385 + \left(-\frac{0.39}{100} * (80 - 25) \right) * 385 = \mathbf{302 \text{ W}}$$

Tensión Voc y Vmppt máximos y mínimos

Teniendo en cuenta los resultados de temperatura calculados anteriormente se procede a realizar el análisis de variaciones de Voc y Vmp de los módulos fotovoltaicos, considerando el rango de temperatura de la celda de 5°C y 75°C. Los datos utilizados en los siguientes cálculos se encuentran en la Tabla 1.

Para el cálculo del Rango de Voc se utilizarán las siguientes ecuaciones:

$$V_{oc_{max}} = \left(\beta_{Voc} * (T_{c_{min}} - T_a) + 1 \right) * V_{oc} \quad \text{Ecu. (14)}$$

$$V_{oc_{min}} = \left(\beta_{Voc} * (T_{c_{max}} - T_a) + 1 \right) * V_{oc} \quad \text{Ecu. (15)}$$

Para el cálculo del Rango de V_{mp} se utilizarán las siguientes ecuaciones:

$$V_{mp_{max}} = (\gamma_{mp} * (T_{c_{min}} - T_a) + 1) * V_{mp} \quad \text{Ecu. (16)}$$

$$V_{mp_{min}} = (\gamma_{mp} * (T_{c_{max}} - T_a) + 1) * V_{mp} \quad \text{Ecu. (17)}$$

Donde:

$V_{oc_{max}}$ y $V_{oc_{min}}$: Voltaje de Circuito Abierto Máximo y Mínimo respectivamente

$V_{mp_{max}}$ y $V_{mp_{min}}$: Voltaje máximo y mínimo de potencia de la fotocelda

$T_{c_{max}}$ y $T_{c_{min}}$: Temperatura máxima y mínima de la fotocelda

T_a : Temperatura ambiente

V_{oc} : Voltaje de circuito abierto del panel solar

$\beta_{V_{oc}}$: Coeficiente de Temperatura de circuito abierto

Rango de V_{oc}	Rango de V_{mp}
<p>Datos: $\beta_{V_{oc}} = -0.30 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$ $V_{oc} = 48.4 \text{ V}$ $T_a = 25^{\circ}\text{C}$</p> <p><u>Solución:</u></p> $V_{oc_{max}} = (\beta * (T_{c_{min}} - T_a) + 1) * V_{oc}$ $V_{oc_{max}} = \left(-\frac{0.30}{100} * (5 - 25) + 1\right) * 48.4$ <p style="text-align: center;">$V_{oc_{max}} = 51.3 \text{ V}$</p>	<p>Datos: $\gamma_{mp} = -0.39 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$ $V_{mpp} = 39.98 \text{ V}$ $T_a = 25^{\circ}\text{C}$</p> <p><u>Solución:</u></p> $V_{mp_{max}} = (\gamma_{mp} * (T_{c_{min}} - T_a) + 1) * V_{mp}$ $V_{mp_{max}} = \left(-\frac{0.39}{100} * (5 - 25) + 1\right) * 39.98$ <p style="text-align: center;">$V_{mp_{pt_{max}}} = 43.1 \text{ V}$</p>

$V_{oc_{min}} = (\beta * (T_{c_{max}} - T_a) + 1) * V_{oc}$ $V_{oc_{min}} = \left(-\frac{0.30}{100} * (80 - 25) + 1\right) * 48.4$ $V_{oc_{min}} = 40.4 \text{ V}$	$V_{mp_{min}} = (\gamma_{mp} * (T_{c_{max}} - T_a) + 1) * V_{mp}$ $V_{mp_{min}} = \left(-\frac{0.39}{100} * (80 - 25) + 1\right) * 39.98$ $V_{mppt_{min}} = 31.4 \text{ V}$
--	---

Tabla A.2 Cálculos para determinar Voc y Vmp mínimo y máximo. Edificio de Deportes

Corriente Isc mínima y máxima

Para determinar el rango de Isc se utilizarán las siguientes ecuaciones:

$$I_{sc_{min}} = (\alpha_{Isc} * (T_{c_{min}} - T_a) + 1) * I_{sc} \quad \text{Ecu. (18)}$$

$$I_{sc_{max}} = (\alpha_{Isc} * (T_{c_{max}} - T_a) + 1) * I_{sc} \quad \text{Ecu. (19)}$$

Donde:

$I_{sc_{max}}$ y $I_{sc_{min}}$: Corriente de cortocircuito máxima y mínima

$T_{c_{max}}$ y $T_{c_{min}}$: Temperatura máxima y mínima de la fotocelda

α_{Isc} : Coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito

I_{sc} : Corriente de Corto Circuito

Rango de Isc
Datos: $\alpha_{Isc} = 0.06 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}}$ $I_{sc} = 10.21 \text{ A}$ $T_a = 25^{\circ}\text{C}$

Solución:

$$I_{sc_{min}} = (\alpha_{I_{sc}} * (T_{c_{min}} - T_a) + 1) * I_{sc}$$

$$I_{sc_{min}} = \left(\frac{0.06}{100} * (5 - 25) + 1 \right) * 10.21$$

$$I_{sc_{min}} = \mathbf{10.1 \text{ A}}$$

$$I_{sc_{max}} = (\alpha_{I_{sc}} * (T_{c_{max}} - T_a) + 1) * I_{sc}$$

$$I_{sc_{max}} = \left(\frac{0.06}{100} * (75 - 25) + 1 \right) * 10.21$$

$$I_{sc_{max}} = \mathbf{10.5 \text{ A}}$$

Tabla A.3 Cálculos para determinar I_{sc} mínima y máxima. Edificio de Deportes

Cálculo del número de MFV por String

Utilizando los datos obtenidos en el paso anterior ahora procedemos a encontrar el rango de MFV en el string. Se debe tener en cuenta que el $V_{oc_{max}}$ y el $V_{mp_{max}}$ se dan cuando la temperatura es la mínima y el $V_{oc_{min}}$ y el $V_{mp_{min}}$ se dan cuando la temperatura es máxima.

A partir de la Hoja Técnica⁴⁰ del Inversor que se utilizará que es un **Sunny Boy 3.0-US**, se obtuvieron los siguientes datos:

Parámetro	Valor
Max. Potencia FV	3100 W
Ventana MPP	155-480 V
V máximo	600 V DC
V Start	125 V
Seguidores MPPT/String por MPPT	2 / 1
Máx. Corriente de operación por MPPT	10 A
Máxima ISC por MPPT	18 A
Potencia AC de salida	3000 W AC

Tabla A.4 Características del Inversor Sunny Boy 3.0-US

Una vez se halla recogido de la hoja técnica del inversor seleccionado los datos de entrada DC del inversor, procedemos a calcular el número de módulos fotovoltaicos por String que podrán ser conectados al inversor de la siguiente manera:

- Por las características del MFV

⁴⁰ La Hoja Técnica del MFV se encuentra en el Anexo D, de Igual forma en los archivos enviados se anexa en formato PDF.

$$\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{maxp} = \frac{V_{max_inversor}}{Voc_{max}} \quad Ecua. (20)$$

$$\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{minp} = \frac{V_{start}}{Voc_{min}} \quad Ecua. (21)$$

- Por las características del Inversor

$$\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{maxi} = \frac{Vmp_{max_inversor}}{V_{max}} \quad Ecua. (22)$$

$$\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{mini} = \frac{Vmp_{min_inversor}}{V_{min}} \quad Ecua. (23)$$

String Max por características del panel	String Max por características del Inversor
$\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{maxp} = \frac{V_{max_inversor}}{Voc_{max}}$ $\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{maxp} = \frac{600}{51.3} = 11.7$ <p>11 MFV en el Strings</p> $\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{minp} = \frac{V_{start}}{Voc_{min}}$ $\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{minp} = \frac{125}{40.54} = 3.9$ <p>4 MFV en el Strings</p>	$\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{maxi} = \frac{Vmp_{max_inversor}}{V_{max}}$ $\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{maxi} = \frac{480}{43.1} = 11.1$ <p>11 MFV en el Strings</p> $\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{mini} = \frac{Vmp_{min_inversor}}{V_{min}}$ $\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{mini} = \frac{155}{31.4} = 4.93$ <p>5 MFV en el Strings</p>

Tabla A.5 Determinación de la cantidad de MFV por String. Edificio de Deportes

A partir de los cálculos realizados en la tabla anterior, se conoce que el número de MFV por String que debemos utilizar está entre el intervalo de **5 MFV como mínimo y 11 MFV como máximo por Strings**, para que el inversor trabaje en su punto óptimo.

Cálculo de MFV por Inversor y Número de String por Inversor

Una vez que se conoce rango de MFV por String que se pueden colocar se debe de determinar la cantidad MFV que se pueden instalar en el Inversor y el número de String permitidos, para así no exceder la potencia la corriente de cortocircuito del inversor. Los datos que se utilizarán son los siguientes:

Parámetro	Valor
Entradas MPPT por Inversor	2
String por Entrada	1
Eficiencia	97.6%
Potencia DC Inversor	3,100 W
Potencia AC Max.	3,000 W
Isc Panel	18 A
Potencia MFV	385 W
MFV por String	De 5 a 11 MFV

Tabla A.6 Datos para determinar los MFV por Inversor. Edificio de Deportes.

Primero se calculará el máximo número de MFV por Inversor con la siguiente ecuación:

$$\#MFV/INVERSOR = \frac{\text{Potencia max de DC inversor}}{\text{Potencia DC módulo}} \quad \text{Ecu. (24)}$$

$$\#MFV/INVERSOR = \frac{3100 \text{ W}}{385 \text{ W}} = \mathbf{8 \text{ Modulo por Inversor}}$$

Potencia por String

$$P_{String} = (P_{MFV} + Tolerancia_{MFV}) * \# MFV \quad \text{Ecu. (25)}$$

Donde:

$Tolerancia_{MFV}$: para el MFV utilizado es de $\pm 5 \text{ W}$ ⁴¹

$$P_{String} = (385 + 5) * 8 = \mathbf{3.120 \text{ kWp}}$$

Para este diseño se decidió utilizar una sola cadena de paneles por lo que la potencia total del sistema fotovoltaico será de 3.12 kWp

Energía Mensual Producida

Para poder conocer la energía mensual que se estará produciendo se debe de multiplicar la potencia producida en el sistema por el índice de producción final mensual

$$\text{Energía mensual} = HSP * P_{kWp} * f_{pérdidas} * 30 \text{ (días)} \quad \text{Ecu. (26)}$$

Donde:

⁴¹ Para mayor detalle consultar Anexo D con la hoja técnica del MFV

$$Energía\ mensual = 5.5 \frac{kWh}{kWp} * 3.12\ kWp * 0.8 * 30$$

$$Energía\ mensual = 411.38\ kWh$$

Como ya se había mencionado antes producción mensual estimada de energía del sistema fotovoltaico a instalar deberá ser menor que el consumo promedio mensual del suministro, que como se observa esta energía producida es menor a la energía consumida por el edificio que se mostró en la sección 2.3.1 (449 kWh).

A partir de los cálculos anteriores se define que se utilizarán 8 MFV/String que este será el mismo número de MFV por inversor. Con el fin de cumplir con la normativa vigente.

Luego se determina el número de String por Inversor:

$$\# \frac{STRING}{INVESOR} = \frac{\#MFV/INVESOR}{\#MFV/STRING} \quad Ecu. (27)$$

$$\#STRING/INVESOR = \frac{8}{7} = 1 \text{ String por Inversor}$$

El inversor que se utilizará cuenta con 2 entradas MPPT, pero se optará por utilizar solo una de ella, con una única cadena de 7 MFV/STRING

La corriente en cada entrada MPPT se calcula de la siguiente manera:

$$I_{MPPT} = I_{sc-panel} * \#String/Inversor \quad (28)$$

$$I_{MPPT} = 10.21\ A * 1 = 10.21\ A$$

Cálculo de Protecciones

Para el cálculo de protecciones se usará el siguiente esquema de protecciones, extraído de la norma NEC2017.

“Medio de desconexión para ambas terminales (positivo y negativo del generador)”.

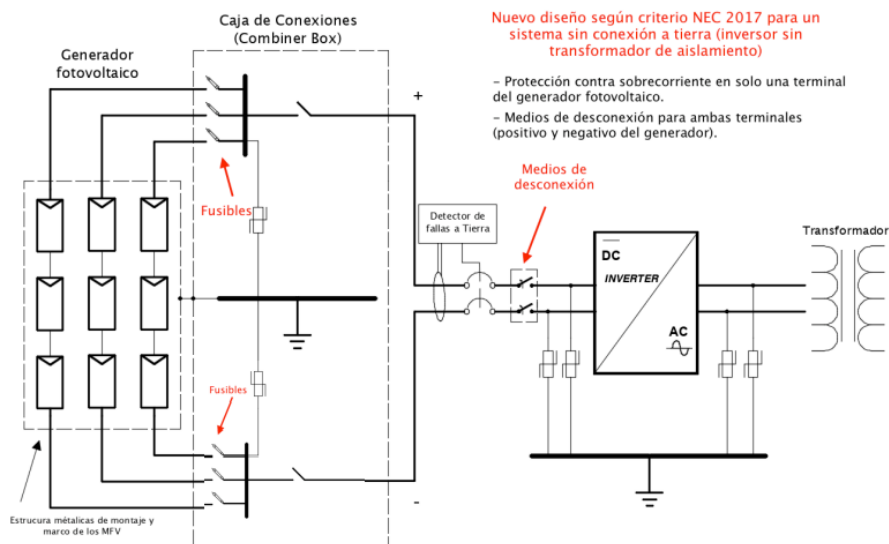


Figura A.1 Diagrama de protecciones utilizado.

Protecciones DC y AC.

La capacidad de conducción del circuito de salida fotovoltaico es de 1.56 veces la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico y en el circuito de salida del inversor de 1.25 veces la corriente a la potencia nominal del inversor. En la siguiente figura se muestra un esquema de conexión con medios de desconexión DC y AC.

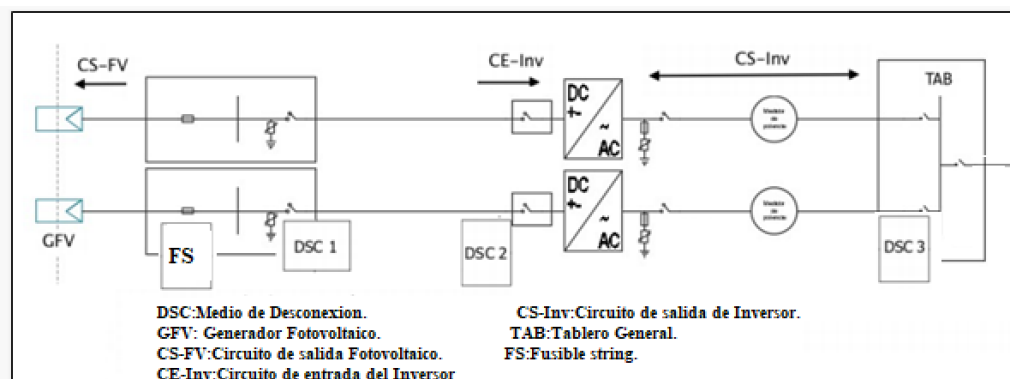


Figura A.2 Esquema de conexión de los medios de desconexión DC y AC.

Para los elementos FS, DSC1 y DSC2 según la Figura A.2; para este edificio la corriente que circulará por ellos será $I_{sc} = 10.21 \text{ A}$. Que es la corriente entre el tramo definido por cada Combiner box y una entrada MPPT del inversor. El NEC2017 estipula que son obligatorios los medios de desconexión en ambos terminales de la entrada al inversor y de la salida del

generador fotovoltaico (para sistemas no aterrizados) y deben ser seleccionados de acuerdo con el siguiente criterio.

$$I_{DSC 1,DSC 2,FS} = I_{sc} * 1.56 \text{ Ecu. (29)}$$

Donde

$$I_{DSC 1,DSC 2,FS} = 10.21 * 1.56 = 15.95 \text{ A.}$$

Para FS se utilizará fusible de 20 A/2P.

Para DSC1 y DSC2 se utilizará un medio de desconexión tipo interruptor de 20 A/2P.

Para los dispositivos DSC3 que comprenden el tramo de conductor desde la salida AC del inversor hasta el tablero industrial, se hará uso del factor de dimensionamiento de 1.25, pero esta vez para la corriente suministrada a la potencia nominal del inversor, como se muestra a continuación.

$$I_{DSC 3-4} = I_{AC} * 1.25 \text{ Ecu. (30)}$$

Donde I_{AC} se define como:

$$I_{AC} = \frac{P_{inversor}}{V_{AC}}$$

$$I_{AC} = \frac{3000}{240} = 12.5 \text{ A}$$

Por tanto, la corriente que los dispositivos DSC3 sustituyendo en ecuación 30:

$$I_{DSC 3-4} = 12.5 * 1.25 = 15.62 \text{ A}$$

Se utilizará un CB (circuit breaker) de 20 A de 2 polos.

Cálculo de Conductores

Para el cálculo del calibre de conductor, considerando la caída de tensión inferior a 1.5% para el lado DC, y 3% para el lado AC hasta el punto de acoplamiento, se utilizarán las siguientes ecuaciones

Sistema	Cálculo de conductores	
Sistema DC y Monofásicos	$S = \frac{2\rho * L * P}{(\Delta V\%)(V^2)} \text{ Ecu. (31)}$	$S = \frac{2\rho * L * I * \cos \varphi}{(\Delta V\%)(V)} \text{ Ecu. (32)}$

Sistema Trifásicos	$S = \frac{\rho * L * P}{(\Delta V\%)(V^2)} \text{ Ecu. (33)}$	$S = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * \cos \varphi}{(\Delta V\%)(V)} \text{ Ecu. (34)}$

Tabla A.7 Ecuaciones utilizadas para el cálculo de conductores.

Donde:

S: sección mínima del conductor a usar

ρ : Resistividad del material del conductor para el cobre $\frac{1}{56} \Omega \frac{mm^2}{m}$

L: Longitud del conductor

I: corriente que atraviesa al conductor

V: tensión del conductor (por string)

$\Delta V\%$: porcentaje máximo de caída de tensión, en nuestro caso tomaremos 1.5%

Conductor desde el MFV al Combiner-box.

Se calculará la caída de tensión para una distancia promedio entre Combiner box y el arreglo de paneles de 12 m (estimado) y con una sección de cable FV de 4 mm²; sustituyendo los datos en la ecuación 32.

$$\Delta V\%_{MFV-C.B.} = \frac{2 * \rho * L * I}{S * V} = \frac{2 * 0.017 \Omega * \frac{mm^2}{m} * 12 m * 10.21 A}{4 mm^2 * 31.4 V * 8} = 0.648\%.$$

Por lo tanto, para los conductores de MFV hasta Combiner-box. se utilizará de 4mm² con capacidad de corriente de 39 A.

Conductor del combiner box al Inversor.

Se calculará la caída de tensión para una distancia promedio entre combiner box e inversores de 12 m (estimado) y con una sección de cable FV de 4 mm²; sustituyendo los datos en la ecuación 32.

$$\Delta V\%_{C.B.-Inversor} = \frac{2 * \rho * L * I}{S * V} = \frac{2 * 0.017 \Omega * \frac{mm^2}{m} * 12 m * 15.95 A}{4 mm^2 * 31.4 V * 8} = 0.648\%.$$

Por lo tanto, para los conductores del C.B hasta Inversor se utilizará de 4mm² con capacidad de corriente de 39 A.

$$\begin{aligned} \text{Total de caída de tensión} &= \Delta V\%_{MFV-C.B.} + \Delta V\%_{C.B.-Inversor} = 0.648\% + 0.648\% \\ &= 1.30\% \end{aligned}$$

Conductor del inversor al tablero.

La distancia del inversor al tablero es de 10 metros.

$$S = \frac{2 \left(\frac{1}{56} \right) * 10 * 15.62}{\left(\frac{3}{100} \right) (240)}$$
$$S = 0.77 \text{ mm}^2$$

Se utilizará un conductor con calibre AWG 12 o su equivalente 3.31 mm² con una capacidad de corriente de 25 A en 75°C.

Anexo B: Memoria de Cálculo para el diseño fotovoltaico del Edificio N

El diseño de este edificio se separó del resto de edificios debido a que se tiene un voltaje de 240 V en el secundario, y en los demás el voltaje secundario es de 208 V debido a la conexión de la subestación.

Para realizar el dimensionamiento el sistema fotovoltaico que se instalará en este edificio se siguieron los mismos pasos del Anexo A. Por lo que, no se entrará en mayor detalle con las fórmulas utilizadas. Para este caso se utilizará un panel de 485 W TRINA SOLAR y un Inversor Sunny Boy de 7.7 kW.⁴²

Temperatura de Trabajo del Módulo Fotovoltaico

Se seleccionó el panel solar **Trina Solar Vertex TSM-DE18M(II) Monocristalino de 485 W**, las características del MFV son las que se muestran a continuación:

Parámetro	Valor
P_{max}	485 W
V_{OC}	51.1 V
V_{mpp}	42.2 V
I_{mpp}	11.49 A
I_{SC}	12.07 A
γ_{mp}	-0.36 %/°C
β_{Voc}	-0.26 %/°C
α_{Isc}	0.04 %/°C
NOCT	41 ± 3°C

Tabla B.1 Características eléctricas del MFV Trina Solar.

Para conocer la temperatura a la que estará expuesta la célula fotovoltaica se utilizará la ecuación (11).

Además, se considerará una temperatura ambiente máxima de 45°C y una mínima de 5°C, esto con el fin de prevenir cualquier daño en los equipos. Además, se utilizará el máximo valor de NOCT que es de 44 °C. Al sustituir los datos en la ecuación (11) se tiene lo siguiente:

Para una temperatura de 45 °C:

⁴² Ver Anexo F y G para ver más detalles de estos equipos

$$T_{c_{max}} = 45 + 1000 * \frac{(44 - 20)}{800}$$

$$T_{c_{max}} = 75 \text{ } ^\circ\text{C}$$

La temperatura mínima se registra por las noches, por lo tanto:

$$T_{c_{min}} = 5 + 0 * \frac{(44 - 20)}{800}$$

$$T_{c_{min}} = 5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Por lo tanto, el rango de temperatura de la celda será como mínimo **5 °C** y un máximo de **75 °C**

Potencia máxima y mínima en base a la temperatura de trabajo

Ahora determinaremos la potencia máxima y mínima a la que estará trabajando el MFV a partir de las ecuaciones (12) y (13)

Sustituyendo datos en las ecuaciones se tiene lo siguiente:

$$P_{max_{operación}} = 485 + \left(-\frac{0.36}{100} * (5 - 25) \right) * 485 = \mathbf{519.9 \text{ W}}$$

$$P_{min_{operación}} = 485 + \left(-\frac{0.36}{100} * (75 - 25) \right) * 485 = \mathbf{397.7 \text{ W}}$$

La potencia mínima a una temperatura de 5°C será de **397.7 W** y la potencia máxima a una temperatura de 75°C será de **519.9 W**.

Tensión Voc y Vmppt máximos y mínimos

A partir de los resultados de temperatura calculados anteriormente se realizará el análisis de variaciones del voltaje de circuito abierto y de voltaje de máxima potencia. Los datos utilizados para los cálculos se encuentran en la siguiente tabla.

Rango de Voc

Rango de Vmp

<p>Datos: $\beta_{Voc} = -0.26 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$ $V_{oc} = 51.1 \text{ V}$ $T_a = 25^{\circ}\text{C}$</p> <p><u>Solución:</u></p> $V_{oc_{max}} = (\beta * (T_{c_{min}} - T_a) + 1) * V_{oc}$ $V_{oc_{max}} = \left(-\frac{0.26}{100} * (5 - 25) + 1\right) * 51.1$ $\mathbf{V_{oc_{max}} = 53.76 \text{ V}}$ $V_{oc_{min}} = (\beta * (T_{c_{max}} - T_a) + 1) * V_{oc}$ $V_{oc_{min}} = \left(-\frac{0.26}{100} * (75 - 25) + 1\right) * 51.1$ $\mathbf{V_{oc_{min}} = 44.46 \text{ V}}$	<p>Datos: $\gamma_{mp} = -0.36 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$ $V_{mpp} = 42.2 \text{ V}$ $T_a = 25^{\circ}\text{C}$</p> <p><u>Solución:</u></p> $V_{mp_{max}} = (\gamma_{mp} * (T_{c_{min}} - T_a) + 1) * V_{mp}$ $V_{mp_{max}} = \left(-\frac{0.36}{100} * (5 - 25) + 1\right) * 42.4$ $\mathbf{V_{mppt_{max}} = 45.45 \text{ V}}$ $V_{mp_{min}} = (\gamma_{mp} * (T_{c_{max}} - T_a) + 1) * V_{mp}$ $V_{mp_{min}} = \left(-\frac{0.36}{100} * (75 - 25) + 1\right) * 42.4$ $\mathbf{V_{mppt_{min}} = 34.77 \text{ V}}$
--	---

Tabla B.2 Cálculos para determinar Voc y Vmp mínimo y máximo. Edificio N

Corriente Isc mínima y máxima

Ahora se calculará el rango de corriente de cortocircuito:

Rango de Isc8
<p>Datos: $\alpha_{Isc} = 0.04 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}}$ $I_{sc} = 12.07 \text{ A}$ $T_a = 25^{\circ}\text{C}$</p> <p><u>Solución:</u></p> $I_{sc_{min}} = (\alpha_{Isc} * (T_{c_{min}} - T_a) + 1) * I_{sc}$ $I_{sc_{min}} = \left(\frac{0.04}{100} * (5 - 25) + 1\right) * 12.07$ $\mathbf{I_{sc_{min}} = 11.97 \text{ A}}$ $I_{sc_{max}} = (\alpha_{Isc} * (T_{c_{max}} - T_a) + 1) * I_{sc} \quad (7)$ $I_{sc_{max}} = \left(\frac{0.04}{100} * (75 - 25) + 1\right) * 12.07$ $\mathbf{I_{sc_{max}} = 12.31 \text{ A}}$

Tabla B.3 Cálculos para determinar Isc mínima y máxima. Edificio N

Cálculo del número de MFV por String

Utilizando los datos obtenidos en el paso anterior ahora se procede a encontrar el rango de MFV en el string.

A partir de la Hoja Técnica⁴³ del Inversor que se utilizará que es un **Sunny Boy 7.7 US**, se obtuvieron los siguientes datos:

Parámetro	Valor
Max. Potencia FV	8,000 W
Ventana MPP	125 - 500 V
V máximo	600 V DC
V Start	150 V
Seguidores MPPT/String por MPPT	2 / 2
Máx. Corriente de operación por MPPT	18 A
Máxima ISC por MPPT	30 A
Potencia AC de salida	7680 W AC

Tabla B.4 Características del Inversor Sunny Boy 7.7 US

Al sustituir los valores en las ecuaciones (20), (21), (22) y (23) se obtienen los resultados mostrados en la siguiente tabla:

String Max por características del panel	String Max por características del Inversor
$\left(\frac{MFV}{String}\right)_{maxp} = \frac{V_{max_inversor}}{Voc_{max}}$ $\left(\frac{MFV}{String}\right)_{maxp} = \frac{600}{53.76} = 11.16$ <p>11 MFV en el Strings</p>	$\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{maxi} = \frac{Vmp_{max_inversor}}{Vmp_{max}}$ $\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{maxi} = \frac{500}{45.45} = 11$ <p>11 MFV en el Strings</p>
$\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{minp} = \frac{Vstart}{Voc_{min}}$ $\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{minp} = \frac{150}{44.46} = 3.37$ <p>4 MFV en el Strings</p>	$\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{mini} = \frac{Vmp_{min_inversor}}{Vmp_{min}}$ $\left(\frac{MFV}{Sting}\right)_{mini} = \frac{125}{34.77} = 3.60$ <p>4 MFV en el Strings</p>

Tabla B.5 Cálculos para conocer la cantidad de MFV por String. Edificio N

⁴³ La Hoja Técnica del MFV se encuentra en el Anexo D.

A partir de los cálculos realizados en la tabla anterior, se conoce que el número de MFV por String que debemos utilizar esta entre el intervalo de **4 MFV como mínimo y 11 MFV como máximo por Strings**, para que el inversor trabaje en su punto óptimo.

Cálculo de MFV por Inversor y Número de String por Inversor

Una vez que se conoce rango de MFV por String que se pueden utilizar se debe de determinar la cantidad MFV que se pueden instalar en el Inversor y el número de String permitidos, para así no exceder la potencia la corriente de cortocircuito del inversor. Los datos que se utilizarán son los siguientes:

Parámetro	Valor
Entradas MPPT por Inversor	2
String por Entrada	2
Eficiencia	97.3%
Potencia AC Inversor	7,680 W
Potencia DC Max.	8,000 W
Isc Panel	12.07 A
Potencia MFV	485 W
MFV por String	De 4 a 11 MFV

Tabla B.6 Datos para determinar los MFV por Inversor. Edificio N

Primero se calculará el máximo número de MFV por Inversor:

$$\#MFV/INVERSOR = \frac{7950 \text{ W}}{485 \text{ W}} = \mathbf{16 \text{ Modulo por Inversor}}$$

Luego se determina el número de String por Inversor, colocando 8 MFV por String:

$$\# \frac{STRING}{INVERSOR} = \frac{\#MFV/INVERSOR}{\#MFV/STRING}$$

$$\#STRING/INVERSOR = \frac{16}{8} = \mathbf{2 \text{ String por Inversor}}$$

La corriente en cada entrada MPPT se calcula de la siguiente manera:

$$I_{MPPT} = I_{sc-panel} * \#String/Inversor$$

$$I_{MPPT} = 12.07 \text{ A} * 2 = \mathbf{24.14 \text{ A}}$$

Potencia por String

$$P_{String} = (P_{MFV} + Tolerancia_{MFV}) * \# MFV$$

Donde:

$Tolerancia_{MFV}$: para el MFV utilizado es de ± 5 W⁴⁴

Si se utilizan 8 MFV

$$P_{String} = (485 + 5) * 8 = \mathbf{3920\ W}$$

El inversor que se utilizará cuenta con 3 entradas MPPT, pero se optará por utilizar solo dos de ellas con una cadena por entrada de MPPT como lo indica el fabricante, colocando 8 MFV/STRING.

Ahora que se conoce el número de paneles que podemos instalar por inversor y el tamaño de las cadenas de paneles, para determinar el número total de MFV que se pueden instalar en este edificio se hizo a partir del área total disponible ($290.3\ m^2$), y se determinó que se pueden instalar un total de 64 MFV.

Por lo que tendrán 8 String de MFV y al solo poder colocar 2 String por inversor se deberá utilizar 4 Inversores en total.

$$P_{Total\ del\ Arreglo} = 3920 * 8 = \mathbf{31.36\ kWp}$$

Para sustentar la cantidad de inversores necesarios se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$\# Inversores = \frac{Potencia\ pico\ del\ generador}{Potencia\ maxima\ inversor\ en\ DC}$$

$$\# Inversores = \frac{31.36\ kWp}{7.950\ kW} = 3.94 \cong \mathbf{4\ Inversores}$$

Energía Mensual Producida

Para poder conocer la energía mensual que se estará produciendo se debe de multiplicar la potencia producida en el sistema por el índice de producción final mensual

$$Energía\ mensual = HSP * P_{kWp} * f_{pérdidas} * 30\ (días)$$

$$Energía\ mensual = 5.5 \frac{kWh}{kWp} * 31.36\ kWp * 0.8 * 30$$

$$\mathbf{Energía\ mensual = 4,139.52\ kWh}$$

⁴⁴ Para mayor detalle consultar Anexo F con la hoja técnica del MFV

Cálculo de Protecciones

Para el cálculo de estas protecciones se seguirá el mismo proceso que para el edificio de Deportes y Recreación, considerando el esquema mostrado y los medios de desconexión en DC y AC.

Protecciones DC y AC.

Para los elementos FS, DSC1 y DSC2 según la Figura A.2; para este edificio la corriente que circulará por ellos será $I_{sc} = 12.07 \text{ A}$; para FS se utilizará la ecuación (29) y para DSC1 y DSC2 se multiplicará por 2 ya que se está utilizando una Combiner box que tiene de entrada dos cadenas de MFV y una salida para la entrada de MPPT del Inversor.

$$I_{FS} = I_{sc} * 1.56$$

Donde

$$I_{FS} = 12.07 * 1.56 = 18.829 \text{ A.}$$

Para FS se utilizará fusible de 20 A/2P.

$$I_{DSC 1, DSC 2} = 12.07 * 1.56 * 2 = 37.66 \text{ A.}$$

Para DSC1 y DSC2 se utilizará un medio de desconexión tipo interruptor de 40 A/2P.

Para los dispositivos DSC3 que comprenden el tramo de conductor desde la salida AC del inversor hasta el tablero industrial, se hará uso del factor de dimensionamiento de 1.25, pero esta vez para la corriente suministrada a la potencia nominal del inversor, como se muestra a continuación con la ecuación (30).

$$I_{DSC 3} = I_{AC} * 1.25$$

Donde I_{AC} se define como:

$$I_{AC} = \frac{P_{inversor}}{V_{AC}}$$
$$I_{AC} = \frac{7680 \text{ W}}{240 \text{ V}} = 32 \text{ A.}$$

Por tanto, la corriente que los dispositivos DSC3 sustituyendo en ecuación 30:

$$I_{DSC 3-4} = 32 * 1.25 = 40 \text{ A}$$

Se utilizará un CB (circuit breaker) de 40 A de 2 polos.

Cálculo de Conductores

Para el cálculo del calibre de conductor, considerando la caída de tensión inferior a 1.5% para el lado DC, y 3% para el lado AC hasta el punto de acoplamiento, se utilizará la ecuación (32).

Conductor desde el MFV al Combiner-box.

Se calculará la caída de tensión para una distancia promedio entre Combiner box y el arreglo de paneles de 25 m (estimado) y con una sección de cable FV de 4 mm²; sustituyendo los datos en la ecuación 32.

$$\Delta V\%_{MFV-C.B.} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_{MFV-C.B.} \cdot I}{S \cdot V} = \frac{2 \cdot 0.017 \Omega \cdot \frac{mm^2}{m} \cdot 25 m \cdot 18.859 A}{10 mm^2 \cdot 33.844 V \cdot 8} = 0.592\%$$

Por lo tanto, para los conductores de MFV hasta Combiner-box. se utilizará de 10 mm² con capacidad de corriente de 70 A.

Conductor del Combiner box al Inversor.

Se calculará la caída de tensión para una distancia promedio entre Combiner box e inversores de 12 m (estimado) y con una sección de cable FV de 10 mm²; sustituyendo los datos en la ecuación 32.

$$\Delta V\%_{C.B.-Inversor} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_{C.B.-INVERSOR} \cdot I}{S \cdot V} = \frac{2 \cdot 0.017 \Omega \cdot \frac{mm^2}{m} \cdot 12 m \cdot 37.718 A}{10 mm^2 \cdot 33.844 V \cdot 8} = 0.568\%$$

Por lo tanto, para los conductores del C.B hasta Inversor se utilizará de 10 mm² con capacidad de corriente de 70 A.

$$\begin{aligned} \text{Total de caída de tensión} &= \Delta V\%_{MFV-C.B.} + \Delta V\%_{C.B.-Inversor} = 0.592\% + 0.568\% \\ &= \mathbf{1.160\%} \end{aligned}$$

Conductor del inversor al tablero.

La distancia del inversor al tablero es de 10 metros.

$$S = \frac{2 \left(\frac{1}{56} \right) \cdot 10 \cdot 40}{\left(\frac{3}{100} \right) (240)}$$
$$S = 1.98 mm^2$$

Se utilizará un conductor con calibre AWG 8 o su equivalente 8.37 mm² con una capacidad de corriente de 50 A en 75°C; ya que la protección es de 40 A.

Anexo C: Memoria de cálculo para el Edificio de usos múltiples, Auditorium y Edificio de Medicina

Para este último diseño se siguió el mismo proceso que en los anteriores, y como ya se mencionó anteriormente el diseño de estos edificios se separó del resto ya que su voltaje en baja tensión es de 208 V.

Para este caso se utilizará un panel de 485 W TRINA SOLAR y un Inversor Huawei de 20kW.⁴⁵

Temperatura de Trabajo del Módulo Fotovoltaico

Se seleccionó el panel solar **Trina Solar Vertex TSM-DE18M(II) Monocristalino de 485 W**, las características del MFV son las que se mostraron en la Tabla B.1

Para conocer la temperatura a la que estará expuesta la célula fotovoltaica se utilizará la ecuación (11).

Además, se considerará una temperatura ambiente máxima de 45°C y una mínima de 5°C, esto con el fin de prevenir cualquier daño en los equipos. Además, se utilizará el máximo valor de NOCT que es de 44 °C. Al sustituir los datos en la ecuación (11) se tiene lo siguiente:

Para una temperatura de 45 °C:

$$T_{C_{max}} = 45 + 1000 * \frac{(44 - 20)}{800}$$

$$T_{C_{max}} = 75 \text{ } ^\circ\text{C}$$

La temperatura mínima se registra por las noches, por lo tanto:

$$T_{C_{min}} = 5 + 0 * \frac{(44 - 20)}{800}$$

$$T_{C_{min}} = 5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Por lo tanto, el rango de temperatura de la celda será como mínimo 5 °C y un máximo de 75 °C

⁴⁵ Ver Anexo F y H para ver más detalles de estos equipos

Potencia máxima y mínima en base a la temperatura de trabajo

Ahora determinaremos la potencia máxima y mínima a la que estará trabajando el MFV a partir de las ecuaciones (12) y (13)

Sustituyendo datos en las ecuaciones se tiene lo siguiente:

$$P_{max_{operación}} = 485 + \left(-\frac{0.36}{100} * (5 - 25) \right) * 485 = \mathbf{519.9 \text{ W}}$$

$$P_{min_{operación}} = 485 + \left(-\frac{0.36}{100} * (75 - 25) \right) * 485 = \mathbf{397.7 \text{ W}}$$

La potencia mínima a una temperatura de 5°C será de **397.7 W** y la potencia máxima a una temperatura de 75°C será de **519.9 W**.

Tensión Voc y Vmppt máximos y mínimos

A partir de los resultados de temperatura calculados anteriormente se realizará el análisis de variaciones del voltaje de circuito abierto y de voltaje de máxima potencia. Los datos utilizados para los cálculos se encuentran en la siguiente tabla.

Rango de Voc	Rango de Vmp
<p>Datos: $\beta_{Voc} = -0.26 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$ $V_{oc} = 51.1 \text{ V}$ $T_a = 25^{\circ}\text{C}$</p> <p><u>Solución:</u></p> $V_{oc_{max}} = (\beta * (T_{c_{min}} - T_a) + 1) * V_{oc}$ $V_{oc_{max}} = \left(-\frac{0.26}{100} * (5 - 25) + 1 \right) * 51.1$ <p style="text-align: center;">$V_{oc_{max}} = 53.76 \text{ V}$</p> $V_{oc_{min}} = (\beta * (T_{c_{max}} - T_a) + 1) * V_{oc}$ $V_{oc_{min}} = \left(-\frac{0.26}{100} * (75 - 25) + 1 \right) * 51.1$ <p style="text-align: center;">$V_{oc_{min}} = 44.46 \text{ V}$</p>	<p>Datos: $\gamma_{mp} = -0.36 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$ $V_{mpp} = 42.2 \text{ V}$ $T_a = 25^{\circ}\text{C}$</p> <p><u>Solución:</u></p> $V_{mp_{max}} = (\gamma_{mp} * (T_{c_{min}} - T_a) + 1) * V_{mp}$ $V_{mp_{max}} = \left(-\frac{0.36}{100} * (5 - 25) + 1 \right) * 42.4$ <p style="text-align: center;">$V_{mppt_{max}} = 45.45 \text{ V}$</p> $V_{mp_{min}} = (\gamma_{mp} * (T_{c_{max}} - T_a) + 1) * V_{mp}$ $V_{mp_{min}} = \left(-\frac{0.36}{100} * (75 - 25) + 1 \right) * 42.4$ <p style="text-align: center;">$V_{mppt_{min}} = 34.77 \text{ V}$</p>

Tabla C.1 Cálculos para determinar Voc y Vmp mínimo y máximo. Resto de Edificios

Corriente Isc mínima y máxima

Ahora se calculará el rango de corriente de cortocircuito:

Rango de Isc	
Datos:	
α_{Isc}	$0.04 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}}$
I_{sc}	12.07 A
T_a	25°C
<u>Solución:</u>	
$I_{sc_{min}} = (\alpha_{Isc} * (T_{c_{min}} - T_a) + 1) * I_{sc}$ $I_{sc_{min}} = \left(\frac{0.04}{100} * (5 - 25) + 1 \right) * 12.07$ $I_{sc_{min}} = \mathbf{11.97 \text{ A}}$	
$I_{sc_{max}} = (\alpha_{Isc} * (T_{c_{max}} - T_a) + 1) * I_{sc} \quad (7)$ $I_{sc_{max}} = \left(\frac{0.04}{100} * (75 - 25) + 1 \right) * 12.07$ $I_{sc_{max}} = \mathbf{12.31 \text{ A}}$	

Tabla C.2 Cálculos para determinar Isc mínima y máxima. Resto de Edificios

Cálculo del número de MFV por String

Utilizando los datos obtenidos en el paso anterior ahora se procede a encontrar el rango de MFV en el string.

A partir de la Hoja Técnica⁴⁶ del Inversor que se utilizará que es *un Huawei SUN2000*, se obtuvieron los siguientes datos:

Parámetro	Valor
Max. Potencia FV	30,000 W
Ventana MPP	200-750 V
V máximo	750 V DC
V Start	200 V
Seguidores MPPT/String por MPPT	8 / 4
Máx. Corriente de operación por MPPT	26 A
Máxima ISC por MPPT	40 A
Potencia AC de salida	20,000 W AC

Tabla C.3 Características del Inversor Huawei SUN2000

Al sustituir los valores en las ecuaciones (20), (21), (22) y (23) se obtienen los resultados mostrados en la siguiente tabla:

⁴⁶ La Hoja Técnica del MFV se encuentra en el Anexo H.

String Max por características del panel	String Max por características del Inversor
$\left(\frac{MFV}{String}\right)_{maxp} = \frac{V_{max_inversor}}{Voc_{max}}$ $\left(\frac{MFV}{String}\right)_{maxp} = \frac{750}{53.76} = 13.95$ <p>13 MFV en el Strings</p>	$\left(\frac{MFV}{String}\right)_{maxi} = \frac{Vmp_{max_inversor}}{Vmp_{max}}$ $\left(\frac{MFV}{String}\right)_{maxi} = \frac{750}{45.45} = 16.5$ <p>16 MFV en el Strings</p>
$\left(\frac{MFV}{String}\right)_{minp} = \frac{Vstart}{Voc_{min}}$ $\left(\frac{MFV}{String}\right)_{minp} = \frac{200}{44.46} = 4.5$ <p>5 MFV en el Strings</p>	$\left(\frac{MFV}{String}\right)_{mini} = \frac{Vmp_{min_inversor}}{Vmp_{min}}$ $\left(\frac{MFV}{String}\right)_{mini} = \frac{200}{34.77} = 5.75$ <p>6 MFV en el Strings</p>

Tabla C.4 Cálculos para determinar la cantidad de MFV por String. Resto de Edificios

A partir de los cálculos realizados en la tabla anterior, se conoce que el número de MFV por String que debemos utilizar esta entre el intervalo de **6 MFV como mínimo y 13 MFV como máximo por Strings**, para que el inversor trabaje en su punto óptimo.

Cálculo de MFV por Inversor y Número de String por Inversor

Una vez que se conoce rango de MFV por String que se pueden colocar se debe de determinar la cantidad MFV que se pueden instalar en el Inversor y el número de String permitidos, para así no exceder la potencia la corriente de cortocircuito del inversor. Los datos que se utilizarán son los siguientes:

Parámetro	Valor
Entradas MPPT por Inversor	8
String por Entrada	4
Eficiencia	97.6 %
Potencia DC Inversor	30,000 W
Potencia AC Max.	20,000 W
Isc Panel	12.07 A
Potencia MFV	485 W
MFV por String	De 6 a 13 MFV

Tabla C.5 Datos para determinar los MFV por Inversor. Resto de Edificios

Primero se calculará el máximo número de MFV por Inversor:

$$\#MFV/INVERSOR = \frac{30,000 W}{485 W} = \mathbf{60 \text{ Modulo por Inversor}}$$

Luego se determina el número de String por Inversor:

$$\# \frac{STRING}{INVERSOR} = \frac{\#MFV/INVERSOR}{\#MFV/STRING}$$
$$\#STRING/INVERSOR = \frac{60}{12} = \mathbf{5 \text{ String por Inversor}}$$

NOTA: Los cálculos anteriores son válidos para el edificio de medicina, auditorium y edificio de usos múltiples.

La potencia que se generará en cada uno depende del área disponible, a continuación, se detalla la potencia que se tendrá y la energía mensual producida.

Potencia por String Edificios de Medicina

$$P_{String} = (P_{MFV} + Tolerancia_{MFV}) * \# MFV$$

Donde:

$Tolerancia_{MFV}$: para el MFV utilizado es de $\pm 5 W$ ⁴⁷

Si se utilizan 8 MFV

$$P_{String} = (485 + 5) * 12 = \mathbf{5.88 kWp}$$

El inversor que se utilizará cuenta con 4 entradas MPPT, cada una de ellas con 2 entradas de DC, en base a los cálculos anteriores se determinó que solo se utilizarán 5 entradas de DC, con cadenas 12 MFV/STRING.

Ahora que se conoce el número de paneles que podemos instalar por inversor y el tamaño de las cadenas de paneles, para determinar el número total de MFV que se pueden instalar en este edificio se hizo a partir del área total disponible ($1405.88 m^2$), y se determinó que se pueden instalar un total de 180 MFV.

Por lo que tendrán 15 String de MFV y al solo poder colocar 5 String por inversor se deberá utilizar 3 Inversores en total.

⁴⁷ Para mayor detalle consultar Anexo F con la hoja técnica del MFV

Por lo que la potencia total que se genera en el edificio será la multiplicación de la potencia por string por el número total de string en el edificio

$$P_{Total\ del\ Arreglo} = 5.88\ kWp * 15 = \mathbf{88.2\ kWp}$$

Para sustentar la cantidad de inversores necesarios se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$\#\ Inversores = \frac{Potencia\ pico\ del\ generador}{Potencia\ maxima\ inversor\ en\ DC}$$

$$\#\ Inversores = \frac{88.8\ kWp}{30\ kW} = 2.94 \cong \mathbf{3\ Inversores}$$

Energía Mensual Producida Edificio de Medicina

Para poder conocer la energía mensual que se estará produciendo se debe de multiplicar la potencia producida en el sistema por el índice de producción final mensual

$$Energía\ mensual = HSP * P_{kWp} * f_{pérdidas} * 30\ (días)$$

$$Energía\ mensual = 5.5 \frac{kWh}{kWp} * 88.8\ kWp * 0.8 * 30$$

$$\mathbf{Energía\ mensual = 11,721.6\ kWh}$$

Cálculo de Protecciones Edificio de Medicina

Para el cálculo de estas protecciones se seguirá el mismo proceso que para el edificio de Deportes y Recreación, considerando el esquema mostrado y los medios de desconexión en DC y AC.

Protecciones DC y AC.

Para los elementos FS, DSC1 y DSC2 según la Figura A.2; para este edificio la corriente que circulará por ellos será $I_{sc} = 12.07\ A$; para FS se utilizará la ecuación (29) y para DSC1 y DSC2 se multiplicará por 2 ya que se está utilizando una Combiner box que tiene de entrada dos cadenas de MFV y una salida para la entrada de MPPT del Inversor.

$$I_{FS} = I_{sc} * 1.56$$

Donde

$$I_{FS} = 12.07 * 1.56 = 18.829. A.$$

Para FS se utilizará fusible de 20 A/2P.

$$I_{DSC 1, DSC 2} = 12.07 * 1.56 * 2 = 37.66 A.$$

Para DSC1 y DSC2 se utilizará un medio de desconexión tipo interruptor de 40 A/2P.

Para los dispositivos DSC3 que comprenden el tramo de conductor desde la salida AC del inversor hasta el tablero industrial, se hará uso del factor de dimensionamiento de 1.25, pero esta vez para la corriente suministrada a la potencia nominal del inversor, como se muestra a continuación con la ecuación (30).

$$I_{DSC 3} = I_{AC} * 1.25$$

Donde I_{AC} se define como:

$$I_{AC} = \frac{P_{inversor}}{V_{AC}}$$

$$I_{AC} = \frac{20,000 W}{\sqrt{3} * 208 V} = 55.51 A.$$

Por tanto, la corriente que los dispositivos DSC3 sustituyendo en ecuación 30:

$$I_{DSC 3-4} = 55.51 A * 1.25 = 69.39 A$$

Se utilizará un CB (circuit breaker) de 70 A de 2 polos.

Cálculo de Conductores Edificio de Medicina

Para el cálculo del calibre de conductor, considerando la caída de tensión inferior a 1.5% para el lado DC, y 3% para el lado AC hasta el punto de acoplamiento, se utilizará la ecuación (33)

Conductor desde el MFV al combiner-box.

Se calculará la caída de tensión para una distancia promedio entre Combiner box y el arreglo de paneles de 40 m (estimado) y con una sección de cable FV de 16 mm²; sustituyendo los datos en la ecuación 32.

$$\Delta V\%_{MFV-C.B.} = \frac{2 * \rho * L_{MFV-C.B.} * I}{S * V} = \frac{2 * 0.017 \frac{\Omega * mm^2}{m} * 60 m * 18.859 A}{16 mm^2 * 33.844 V * 12} = 0.592\%.$$

Por lo tanto, para los conductores de MFV hasta Combiner-box. se utilizará de 16 mm² con capacidad de corriente de 94 A.

Conductor del Combiner box al Inversor.

Se calculará la caída de tensión para una distancia promedio entre Combiner box e inversores de 35 m (estimado) y con una sección de cable FV de 16 mm²; sustituyendo los datos en la ecuación 32.

$$\Delta V\%_{C.B.-Inversor} = \frac{2 * \rho * L_{C.B.-INVERSOR} * I}{S * V} = \frac{2 * 0.017 \frac{\Omega * mm^2}{m} * 35 m * 37.718 A}{16 mm^2 * 33.844 V * 12} = 0.691\%.$$

Por lo tanto, para los conductores del C.B hasta Inversor se utilizará de 16 mm² con capacidad de corriente de 94 A.

$$\begin{aligned} \text{Total de caída de tensión} &= \Delta V\%_{MFV-C.B.} + \Delta V\%_{C.B.-Inversor} = 0.592\% + 0.691\% \\ &= \mathbf{1.283\%} \end{aligned}$$

Conductor del inversor al tablero.

La distancia del inversor al tablero es de 10 metros.

$$S = \frac{\sqrt{3} \left(\frac{1}{56} \right) * 10 * 69.39}{\left(\frac{3}{100} \right) (240)}$$

$$S = 2.98 mm^2$$

Se utilizará un conductor con calibre AWG 4 o su equivalente 21.2 mm² con una capacidad de corriente de 85 A en 75°C; ya que la protección es de 70 A.

Potencia por String Edificio de Usos Múltiples

$$P_{String} = (P_{MFV} + Tolerancia_{MFV}) * \# MFV$$

Donde:

$Tolerancia_{MFV}$: para el MFV utilizado es de $\pm 5 W$ ⁴⁸

Si se utilizan 8 MFV

$$P_{String} = (485 + 5) * 12 = \mathbf{5.880 kWp}$$

⁴⁸ Para mayor detalle consultar Anexo F con la hoja técnica del MFV

Ahora que se conoce el número de paneles que podemos instalar por inversor y el tamaño de las cadenas de paneles, para determinar el número total de MFV que se pueden instalar en este edificio se hizo a partir del área total disponible (909.78 m^2), y se determinó que se pueden instalar un total de 120 MFV.

Por lo que tendrán 10 String de MFV y al solo poder colocar 5 String por inversor se deberá utilizar 2 Inversores en total.

Por lo que la potencia total que se genera en el edificio será la multiplicación de la potencia por string por el número total de string en el edificio

$$P_{\text{Total del Arreglo}} = 5.880 \text{ kWp} * 10 = \mathbf{58.8 \text{ kWp}}$$

Para sustentar la cantidad de inversores necesarios se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$\# \text{ Inversores} = \frac{\text{Potencia pico del generador}}{\text{Potencia maxima inversor en DC}}$$

$$\# \text{ Inversores} = \frac{58.8 \text{ kWp}}{30 \text{ kW}} = 1.96 \cong \mathbf{2 \text{ Inversores}}$$

Energía Mensual Producida Edificio de Usos Múltiples

Para poder conocer la energía mensual que se estará produciendo se debe de multiplicar la potencia producida en el sistema por el índice de producción final mensual

$$\text{Energía mensual} = \text{HSP} * P_{\text{kWp}} * f_{\text{pérdidas}} * 30 \text{ (días)}$$

$$\text{Energía mensual} = 5.5 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} * 58.8 \text{ kWp} * 0.8 * 30$$

$$\mathbf{\text{Energía mensual} = 7,761.6 \text{ kWh}}$$

Cálculo de Protecciones Edificio de Usos Múltiples

Para el cálculo de estas protecciones se seguirá el mismo proceso que para el edificio de Deportes y Recreación, considerando el esquema mostrado y los medios de desconexión en DC y AC.

Protecciones DC y AC.

Para los elementos FS, DSC1 y DSC2 según la Figura A.2; para este edificio la corriente que circulará por ellos será $I_{sc} = 12.07 \text{ A}$; para FS se utilizará la ecuación (29) y para DSC1 y DSC2 se multiplicará por 2 ya que se está utilizando una Combiner box que tiene de entrada dos cadenas de MFV y una salida para la entrada de MPPT del Inversor.

$$I_{FS} = I_{SC} * 1.56$$

Donde

$$I_{FS} = 12.07 * 1.56 = 18.829. A.$$

Para FS se utilizará fusible de 20 A/2P.

$$I_{DSC 1, DSC 2} = 12.07 * 1.56 * 2 = 37.66 A.$$

Para DSC1 y DSC2 se utilizará un medio de desconexión tipo interruptor de 40 A/2P.

Para los dispositivos DSC3 que comprenden el tramo de conductor desde la salida AC del inversor hasta el tablero industrial, se hará uso del factor de dimensionamiento de 1.25, pero esta vez para la corriente suministrada a la potencia nominal del inversor, como se muestra a continuación con la ecuación (30).

$$I_{DSC 3} = I_{AC} * 1.25$$

Donde I_{AC} se define como:

$$I_{AC} = \frac{P_{inversor}}{V_{AC}}$$

$$I_{AC} = \frac{20,000 W}{\sqrt{3} * 208 V} = 55.51 A.$$

Por tanto, la corriente que los dispositivos DSC3 sustituyendo en ecuación 30:

$$I_{DSC 3-4} = 55.51 A * 1.25 = 69.39 A$$

Se utilizará un CB (circuit breaker) de 70 A de 2 polos.

Cálculo de Conductores Edificio de Usos Múltiples

Para el cálculo del calibre de conductor, considerando la caída de tensión inferior a 1.5% para el lado DC, y 3% para el lado AC hasta el punto de acoplamiento, se utilizará la ecuación (33)

Se calculará la caída de tensión para una distancia promedio entre Combiner box y el arreglo de paneles de 15 m (estimado) y con una sección de cable FV de 10 mm²; sustituyendo los datos en la ecuación 32.

$$\Delta V\%_{MFV-C.B.} = \frac{2 * \rho * L_{MFV-C.B.} * I}{S * V} = \frac{2 * 0.017 \Omega * \frac{mm^2}{m} * 15 m * 18.859 A}{10 mm^2 * 33.844 V * 12} = 0.237\%.$$

Por lo tanto, para los conductores de MFV hasta Combiner-box. se utilizará de 10 mm² con capacidad de corriente de 70 A.

Conductor del Combiner box al Inversor.

Se calculará la caída de tensión para una distancia promedio entre Combiner box e inversores de 35 m (estimado) y con una sección de cable FV de 16 mm²; sustituyendo los datos en la ecuación 32.

$$\Delta V\%_{C.B.-Inversor} = \frac{2 * \rho * L_{C.B.-INVERSOR} * I}{S * V} = \frac{2 * 0.017 \frac{\Omega * mm^2}{m} * 35 m * 37.718 A}{16 mm^2 * 33.844 V * 12} = 0.691\%$$

Por lo tanto, para los conductores del C.B hasta Inversor se utilizará de 16 mm² con capacidad de corriente de 94 A.

$$\begin{aligned} \text{Total de caída de tensión} &= \Delta V\%_{MFV-C.B.} + \Delta V\%_{C.B.-Inversor} = 0.237\% + 0.691\% \\ &= \mathbf{0.928\%} \end{aligned}$$

Conductor del inversor al tablero.

La distancia del inversor al tablero es de 10 metros.

$$S = \frac{\sqrt{3} \left(\frac{1}{56} \right) * 10 * 69.39}{\left(\frac{3}{100} \right) (240)}$$

$$S = 2.98 mm^2$$

Se utilizará un conductor con calibre AWG 4 o su equivalente 21.2 mm² con una capacidad de corriente de 85 A en 75°C; ya que la protección es de 70 A.

Potencia por String Auditórium

$$P_{String} = (P_{MFV} + Tolerancia_{MFV}) * \# MFV$$

Donde:

$Tolerancia_{MFV}$: para el MFV utilizado es de $\pm 5 W$ ⁴⁹

Si se utilizan 8 MFV

$$P_{String} = (485 + 5) * 12 = \mathbf{5,880 Wp}$$

El inversor que se utilizará cuenta con 4 entradas MPPT, cada una de ellas con 2 entradas de DC, en base a los cálculos anteriores se determinó que solo se utilizarán 5 entradas de DC, con cadenas 12 MFV/STRING.

⁴⁹ Para mayor detalle consultar Anexo F con la hoja técnica del MFV

Ahora que se conoce el número de paneles que podemos instalar por inversor y el tamaño de las cadenas de paneles, para determinar el número total de MFV que se pueden instalar en este edificio se hizo a partir del área total disponible ($254.4 m^2$), y se determinó que se pueden instalar un total de 60 MFV.

Por lo que tendrán 5 String de MFV y al solo poder colocar 5 String por inversor se deberá utilizar 1 Inversores en total.

Por lo que la potencia total que se genera en el edificio será la multiplicación de la potencia por string por el número total de string en el edificio

$$P_{Total\ del\ Arreglo} = 5.880\ kWp * 5 = \mathbf{29.4\ kWp}$$

Para sustentar la cantidad de inversores necesarios se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$\# Inversores = \frac{Potencia\ pico\ del\ generador}{Potencia\ maxima\ inversor\ en\ DC}$$

$$\# Inversores = \frac{29.4\ kWp}{30\ kW} = 0.98 \cong \mathbf{1\ Inversores}$$

Energía Mensual Producida Auditorium

Para poder conocer la energía mensual que se estará produciendo se debe de multiplicar la potencia producida en el sistema por el índice de producción final mensual.

$$Energía\ mensual = HSP * P_{kWp} * f_{pérdidas} * 30\ (días)$$

$$Energía\ mensual = 5.5 \frac{kWh}{kWp} * 29.4\ kWp * 0.8 * 30$$

$$\mathbf{Energía\ mensual = 3880.8\ kWh}$$

Cálculo de Protecciones Auditorium

Protecciones DC y AC.

Para los elementos FS, DSC1 y DSC2 según la Figura A.2; para este edificio la corriente que circulará por ellos será $I_{sc} = 12.07\ A$; para FS se utilizará la ecuación (29) y para DSC1 y DSC2 se multiplicará por 2 ya que se está utilizando una Combiner box que tiene de entrada dos cadenas de MFV y una salida para la entrada de MPPT del Inversor.

$$I_{FS} = I_{sc} * 1.56$$

Donde

$$I_{FS} = 12.07 * 1.56 = 18.829. A.$$

Para FS se utilizará fusible de 20 A/2P.

$$I_{DSC 1, DSC 2} = 12.07 * 1.56 * 2 = 37.66 A.$$

Para DSC1 y DSC2 se utilizará un medio de desconexión tipo interruptor de 40 A/2P.

Para los dispositivos DSC3 que comprenden el tramo de conductor desde la salida AC del inversor hasta el tablero industrial, se hará uso del factor de dimensionamiento de 1.25, pero esta vez para la corriente suministrada a la potencia nominal del inversor, como se muestra a continuación con la ecuación (30).

$$I_{DSC 3} = I_{AC} * 1.25$$

Donde I_{AC} se define como:

$$I_{AC} = \frac{P_{inversor}}{V_{AC}}$$

$$I_{AC} = \frac{20,000 W}{\sqrt{3} * 208 V} = 55.51 A.$$

Por tanto, la corriente que los dispositivos DSC3 sustituyendo en ecuación 30:

$$I_{DSC 3-4} = 55.51 A * 1.25 = 69.39 A$$

Se utilizará un CB (circuit breaker) de 70 A de 2 polos.

Cálculo de Conductores Auditórium

Para el cálculo del calibre de conductor, considerando la caída de tensión inferior a 1.5% para el lado DC, y 3% para el lado AC hasta el punto de acoplamiento, se utilizará la ecuación (33)

Se calculará la caída de tensión para una distancia promedio entre Combiner box y el arreglo de paneles de 35 m (estimado) y con una sección de cable FV de 10 mm²; sustituyendo los datos en la ecuación 32.

$$\Delta V\%_{MFV-C.B.} = \frac{2 * \rho * L_{MFV-C.B.} * I}{S * V} = \frac{2 * 0.017 \Omega * \frac{mm^2}{m} * 35 m * 18.859 A}{10 mm^2 * 33.844 V * 12} = 0.553\%.$$

Por lo tanto, para los conductores de MFV hasta Combiner-box. se utilizará de 10 mm² con capacidad de corriente de 70 A.

Conductor del Combiner box al Inversor.

Se calculará la caída de tensión para una distancia promedio entre Combiner box e inversores de 12 m (estimado) y con una sección de cable FV de 10 mm²; sustituyendo los datos en la ecuación 32.

$$\Delta V\%_{C.B.-Inversor} = \frac{2 * \rho * L_{C.B.-INVERSOR} * I}{S * V} = \frac{2 * 0.017 \frac{\Omega * mm^2}{m} * 12 m * 37.718 A}{10 mm^2 * 33.844 V} = 0.379\%$$

Por lo tanto, para los conductores del C.B hasta Inversor se utilizará de 10 mm² con capacidad de corriente de 70 A.

$$\begin{aligned} \text{Total de caída de tensión} &= \Delta V\%_{MFV-C.B.} + \Delta V\%_{C.B.-Inversor} = 0.553\% + 0.379\% \\ &= \mathbf{0.932\%} \end{aligned}$$

Conductor del inversor al tablero.


La distancia del inversor al tablero es de 10 metros.

$$S = \frac{\sqrt{3} \left(\frac{1}{56} \right) * 10 * 69.39}{\left(\frac{3}{100} \right) (240)}$$

$$S = 2.98 mm^2$$

Se utilizará un conductor con calibre AWG 4 o su equivalente 21.2 mm² con una capacidad de corriente de 85 A en 75°C; ya que la protección es de 70 A.

Anexo D: Hoja Técnica del MFV GCL-M6/72H 385 W




GCL-M6/72H


Monocrystalline Module

365-390W

Cell Type




500




390W
Maximum Power Output

19.7%
Maximum Module Efficiency


0~+5W
Power Output Guarantee




Ideal choice for large scale ground installation




High conversion efficiency due to top quality wafers and advanced cell technology




Selected encapsulating material and stringent production process control ensure the product is highly PID resistant and small trace free



Optimized system performance due to module level current sorting



Special cell process ensures great performance under low irradiance conditions

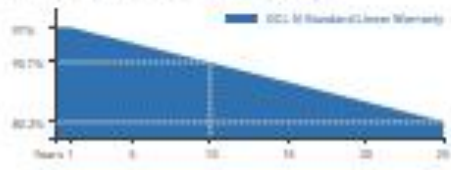


Highly transparent self-cleaning glass brings additional yield and easy maintenance

GCL Delivers Reliable Performance Over Time

- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Fully automatic facility and world-class technology
- Rigorous quality control to meet the highest standards: ISO9001:2015, ISO14001:2015 and OHSAS 18001:2007
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing test: IEC 61701, IEC 61716, DIN EN 61215-2: 08)
- Long term reliability tests
- 2*100% EL inspection ensuring defect-free modules






Linear Performance Warranty



18 Years Product Warranty | 25 Years Linear Power Warranty

*Please refer to GCL standard warranty for details

Additional Insurance Backed by Swiss RE

Electrical Specification (STC*)

Maximum Power	P _{max} (W)	365	370	375	380	385	390
Maximum Power Voltage	V _{mp} (V)	39.20	39.60	39.60	39.80	39.98	40.17
Maximum Power Current	I _{mp} (A)	9.31	9.39	9.47	9.55	9.63	9.71
Open Circuit Voltage	V _{oc} (V)	47.60	47.80	48.00	48.20	48.40	48.60
Short Circuit Current	I _{sc} (A)	9.89	9.97	10.05	10.13	10.21	10.29
Module Efficiency	(%)	18.4	18.7	18.9	19.2	19.4	19.7
Power Output Tolerance	(W)	0→5					

* Irradiance 1000W/m², Module Temperature 25°C, Air Mass 1.5

Electrical Specification (NOCT*)

Maximum Power	P _{max} (W)	270.75	274.43	278.50	282.22	285.98	288.97
Maximum Power Voltage	V _{mp} (V)	34.10	34.30	34.50	34.70	34.90	37.00
Maximum Power Current	I _{mp} (A)	7.90	7.96	7.63	7.69	7.75	7.81
Open Circuit Voltage	V _{oc} (V)	44.20	44.30	44.50	44.70	44.90	45.10
Short Circuit Current	I _{sc} (A)	8.00	8.06	8.12	8.19	8.25	8.30

* Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s

Mechanical Data

Number of Cells	72 Cells (6×12)
Dimensions of Module L*W*H (mm)	1980×1000×35mm (77.95 × 39.37 × 1.38 inches)
Weight (kg)	22.7 kg
Glass	High transparency solar glass 3.2mm (0.13 inches)
Backsheet	White
Frame	Silver, anodized aluminium alloy
J-Box	IP68 Rated
Cable	4.0mm ² (0.006 inches ²), 1200mm (47.24 inches)
Number of diodes	3
Wind/ Snow Load	2400Pa/5400Pa*
Connector	MC Compatible

* For more details please check the installation manual of GCL51

Temperature Ratings

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.060%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.39%/°C

Maximum Ratings

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (M)
Max Series Fuse Rating	20A

Optional

Connector: Original MC4

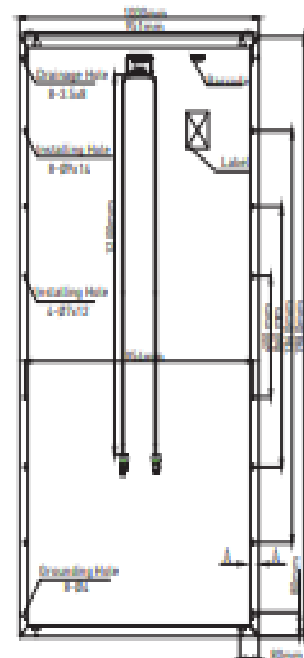
Packaging Configuration

Module per box	30 pieces
Module per 40' container	660 pieces

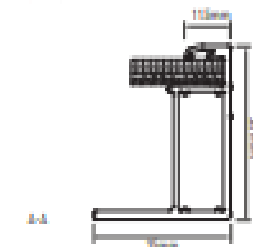


Contact Us for More Information

Module Dimension

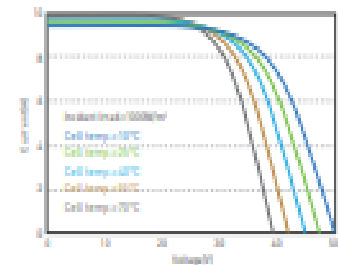


Back View

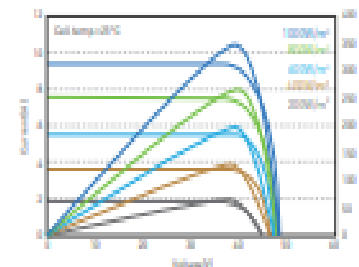


A-A

U-I Curve at Different Temperature (370W)



U-I/P-U Curve at Different Irradiation (370W)



Anexo E: Hoja Técnica del Inversor Sunny Boy 3.0-US

SUNNY BOY
3.0-US / 3.8-US / 5.0-US / 6.0-US / 7.0-US / 7.7-US



Value-Added Improvements

- World's first Secure Power Supply now offers up to 2,000 W
- Full grid management capabilities ensure a utility-compliant solution for any market

Reduced Labor

- New Installation Assistant with direct access via smartphone minimizes time in the field
- Integrated disconnect simplifies equipment stocking and speeds installation

Unmatched Flexibility

- SMA's proprietary OptiTrac™ Global Peak technology mitigates shade with ease
- Multiple independent MPPTs accommodate hundreds of stringing possibilities

Trouble-Free Servicing

- Two-part enclosure concept allows for simple, expedient servicing
- Enhanced APC technology reduces false tripping while improving availability in real time

SUNNY BOY

3.0-US / 3.8-US / 5.0-US / 6.0-US / 7.0-US / 7.7-US

Reduce costs across your entire residential business model

The residential PV market is changing rapidly, and we understand that your bottom line matters more than ever. That's why we've designed a superior residential solution that will help you decrease costs throughout all stages of your business operations. The Sunny Boy 3.0-US/3.8-US/5.0-US/6.0-US/7.0-US/7.7-US join the SMA lineup of field-proven solar technology backed by the world's #1 service team, along with a wealth of improvements. Simple design, improved stocking and ordering, value driven sales support and streamlined installation are just some of the ways that SMA is working to help your business operate more efficiently.

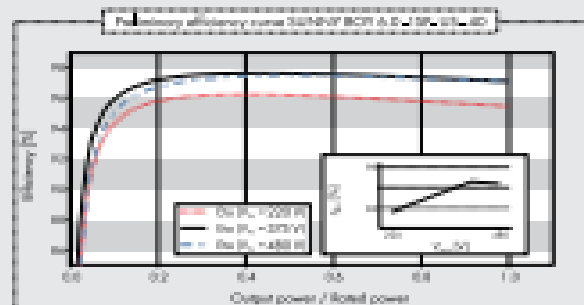
Technical data	Sunny Boy 3.0-US		Sunny Boy 3.6-US		Sunny Boy 5.0-US	
	308 V	240 V	308 V	240 V	308 V	240 V
Input [DC]						
Max. available DC power	3100 W	3100 W	3450 W	4000 W	5150 W	5150 W
Max. DC voltage			600 V		330 - 480 V	
Rated MPPT voltage range	155 - 480 V		195 - 480 V		230 - 480 V	
MPPT operating voltage range			100 - 350 V			
Min. DC voltage / start voltage			100 V / 125 V			
Max. operating input current per MPPT			10 A			
Max. short circuit current per MPPT			18 A			
Number of MPPT tracker / string per MPPT tracker			2 / 1		3 / 1	
Output [AC]						
AC nominal power	3000 W	3000 W	3330 W	3800 W	5000 W	5000 W
Max. AC apparent power	3000 VA	3000 VA	3330 VA	3800 VA	5000 VA	5000 VA
Nominal voltage / adjustable	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●
AC voltage range	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V
AC grid frequency			60 Hz / 50 Hz			
Max. output current	14.5 A	12.5 A	16.0 A	16.0 A	24.0 A	24.0 A
Power factor (cos φ)			1			
Output phases / line connections			1 / 3			
Harmonics			< 4 %			
Efficiency						
Max. efficiency	97.3 %	97.4 %	97.3 %	97.5 %	97.3 %	97.5 %
CDC efficiency	96.5 %	96.5 %	96.5 %	96.5 %	96.5 %	97 %
Protection devices						
DC disconnect device			●			
DC reverse polarity protection			●			
Ground fault monitoring / Grid monitoring			●			
AC short circuit protection			●			
All-pole sensitive residual current monitoring unit (RCCB)			●			
Arc fault circuit interrupter (AFCI)			●			
Protection class / overvoltage category			1 / IV			
General data						
Dimensions (W / H / D) in mm [in]			525 x 730 x 198 (21.1 x 28.5 x 7.8)			
Packaging Dimensions (W / H / D) in mm [in]			600 x 800 x 300 (23.6 x 31.5 x 11.8)			
Weight			24 kg (52 lb)			
Packaging weight			30 kg (66 lb)			
Operating temperature range			- 25 °C ... +60 °C			
Noise emission (typical)			39 dB(A)			
Internal power consumption at night			< 5 W			
Topology			Transformerless			
Cooling concept			Convection			
Features						
Secure Power Supply			●			
Display (2 x 1.6 characters)			●			
Interfaces Ethernet / WLAN			● / ●			
Sensor module / External WLAN antenna			○ / ○			
Warranty: 10 / 15 / 20 years			● / ○ / ○			
Certificates and approvals			UL 1741, UL 1998, UL 1499B, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA 1012.1 07-1-1			
● Standard features ○ Optional features - Not available			Data at nominal conditions. NOTE: US inverters ship with gray lids.			
Type designation	S83.0-15P-US-40		S83.6-15P-US-40		S85.0-15P-US-40	



Sensor module
and Ethernet LAN



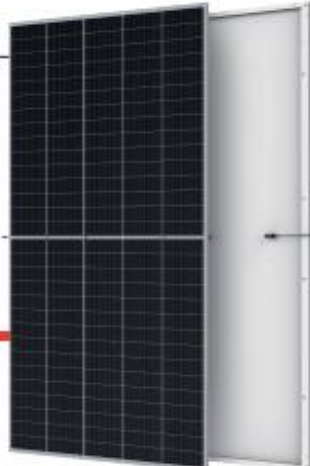
External WLAN antenna
Ethernet LAN



Mono Multi Solutions

THE Vertex

BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE



500W+
MAXIMUM POWER OUTPUT

21.1%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS | POWER RANGE

TSM-DE1BM(III) | 480-505W

High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance Of System) cost, shorter payback time
- Lower guaranteed first year and annual degradation
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on investment

High power up to 505W

- Large area cells based on 210mm silicon wafers and 1/3-cut cell technology
- Up to 21.1% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection

High reliability

- Minimized micro-tracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load

High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.36%) and operating temperature

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

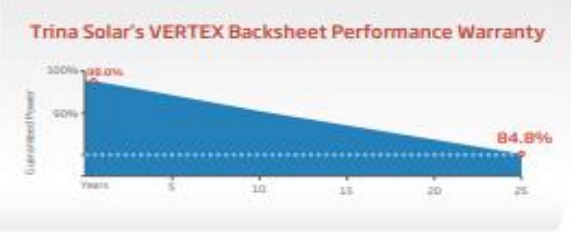
Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61702/IEC62716
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

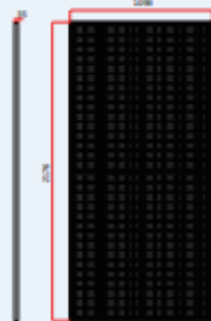


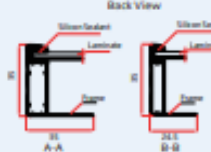
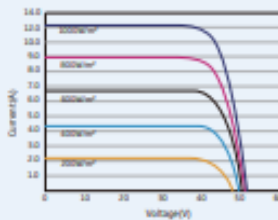
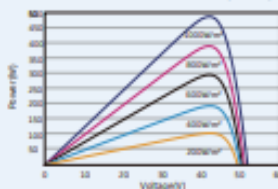


Trina Solar's VERTEX Backsheet Performance Warranty



Years	Guaranteed Power (%)
0	98.0%
25	84.8%

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

Front View

Rear View

I-V CURVES OF PV MODULE(490 W)

P-V CURVES OF PV MODULE(490W)

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{max} (Wp)*	480	485	490	495	500	505
Power Tolerance- P_{max} (W)	0 - +5					
Maximum Power Voltage- V_{mp} (V)	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8	43.0
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	11.42	11.49	11.56	11.63	11.69	11.75
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	50.8	51.1	51.3	51.5	51.7	51.9
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	11.99	12.07	12.14	12.21	12.28	12.35
Module Efficiency η (%)	20.1	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5
 *Measuring tolerance: ±2%

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- P_{max} (Wp)	363	367	371	375	379	382
Maximum Power Voltage- V_{mp} (V)	39.6	39.8	40.0	40.2	40.4	40.6
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	9.15	9.20	9.26	9.32	9.37	9.43
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	48.0	48.2	48.4	48.6	48.8	49.0
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	9.65	9.72	9.77	9.83	9.89	9.94

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	150 cells
Module Dimensions	2176 × 1098 × 35 mm (85.67 × 43.23 × 1.38 inches)
Weight	26.3 kg (58.0 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: N 280mm/P 280mm(11.02/11.02inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 30 pieces
Modules per 40' container: 600 pieces

Anexo G: Hoja Técnica del Inversor Sunny Boy 7.7-US

SUNNY BOY 3000TL-US / 3800TL-US / 4000TL-US /
5000TL-US / 6000TL-US / 7000TL-US / 7700TL-US



**THE WORLD'S ONLY
SECURE POWER SUPPLY**



<p>Certified</p> <ul style="list-style-type: none"> • UL 1741 and 1699B compliant • Integrated AFCI meets the requirements of NEC 2011 690.11 	<p>Innovative</p> <ul style="list-style-type: none"> • Secure Power Supply provides daytime power during grid outages 	<p>Powerful</p> <ul style="list-style-type: none"> • 97.6% maximum efficiency • Wide input voltage range • Shade management with OptiTrac Global Peak MPP tracking 	<p>Flexible</p> <ul style="list-style-type: none"> • Two MPP trackers provide numerous design options • Extended operating temperature range
--	---	--	---

Sunny Boy 5000TL-US		Sunny Boy 6000TL-US		Sunny Boy 7000TL-US		Sunny Boy 7700TL-US	
208 V AC	240 V AC	208 V AC	240 V AC	208 V AC	240 V AC	208 V AC	240 V AC
5300 W		6300 W		7300 W		8000 W	
600 V		600 V		600 V		600 V	
175 - 480 V		210 - 480 V		245 - 480 V		270 - 480 V	
125 - 500 V		125 - 500 V		125 - 500 V		125 - 500 V	
125 V / 150 V		125 V / 150 V		125 V / 150 V		125 V / 150 V	
30 A / 15 A		30 A / 15 A		30 A / 18 A		30 A / 18 A	

2 / 2

4550 W	5000 W	5200 W	6000 W	6000 W	7000 W	6650 W	7680 W
4550 VA	5000 VA	5200 VA	6000 VA	6000 VA	7000 VA	6650 VA	7680 VA
208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●
183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V
60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz		60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz		60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz		60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz	
22 A		25 A		29.2 A		32 A	
1		1		1		1	
1 / 2		1 / 2		1 / 2		1 / 2	
< 4%		< 4%		< 4%		< 4%	

97.2%	97.6%	97.0%	97.4%	96.8%	96.8%	96.8%	97.3%
96.5%	97.0%	96.5%	97.0%	96.5%	96.5%	96.5%	96.5%

●
●
● / ●
●
●
●
1 / IV

		490 / 519 / 185 (19.3 / 20.5 / 7.3)	
		187 / 297 / 190 (7.4 / 11.7 / 7.5)	
		617 / 597 / 266 (24.3 / 23.5 / 10.5)	
		370 / 240 / 280 (14.6 / 9.4 / 11.0)	
		24 kg (53 lb) / 3.5 kg (8 lb)	
		27 kg (60 lb) / 3.5 kg (8 lb)	
		-40 °C ... +60 °C [-40 °F ... +140 °F]	
< 29 dB(A)	< 29 dB(A)	< 29 dB(A)	< 29 dB(A)
< 1 W	< 1 W	< 1 W	< 1 W
Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless
Convection	Fan	Fan	Fan
NEMA 3R	NEMA 3R	NEMA 3R	NEMA 3R

●	●	●	●
●	●	●	●
○/○	○/○	○/○	○/○
●/○/○	●/○/○	●/○/○	●/○/○

UL 1741, UL 1998, UL 16998, IEEE1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2 107.1-1

SB 5000TL-US-22	SB 6000TL-US-22	SB 7000TL-US-22	SB 7700TL-US-22
-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

Anexo H: Hoja Técnica del Inversor Huawei SUN2000-20KTL-M3

SUN2000-20KTL-M3 Smart String Inverter



Smart

8 strings intelligent monitoring



Efficient

Max. efficiency 97.6%



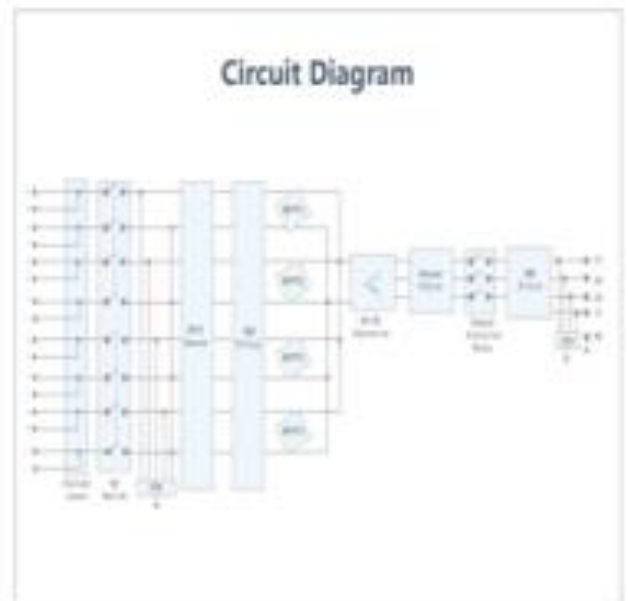
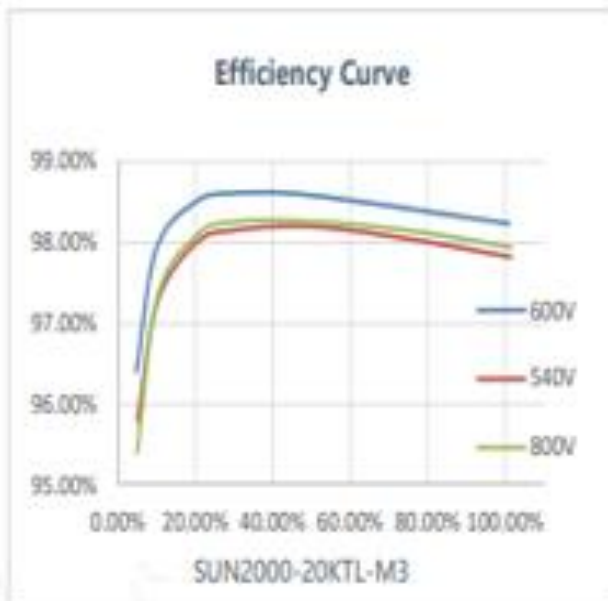
Safe

Fuse-free design



Reliable

Type II surge protectors for DC & AC




Technical Specification	SUN2000-20KTL-M3
Efficiency	
Max. Efficiency	97.6%
European Efficiency	97.2%
Input	
Recommended Max. PV Power	30,000 Wp
Max. Input Voltage ¹	750 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 750V
Rated Input Voltage	360 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
Output	
Rated AC Active Power	20,000 W
Max. AC Apparent Power	22,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	22,000 W
Rated Output Voltage	120 Vac / 208 Vac, 3W/N+PE 127 Vac / 220 Vac, 3W/N+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60Hz
Rated Output Current	57.2 A / 202 Vac 52.5 A / 220 Vac
Max. Output Current	63.2 A / 202 Vac 58.0 A / 220 Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Ripple Receiver Control	Yes
Integrated PID Recovery ³	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Integrated WLAN + FusionSolar APP
RS485	Yes
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation Transformer required)
General Data	
Dimensions (W x H x D)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Weight (with mounting plate)	43 kg (94.8 lb)
Nosie Level	< 46 dB
Operating Temperature Range	-25 ~ + 60 °C (Derating above 45 °C @ Rated output power)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	0 - 4,000 m (Derating above 3000 m)
Relative Humidity	0% RH ~ 100% RH
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W

Anexo I: Facturas de energía Eléctrica de cada medidor

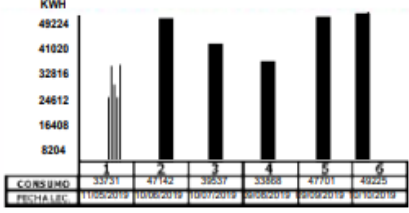
Medidor N°1

Consumo Promedio = 41,867 kWh

CLIENTE UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, . DIRECCION DEL SUMINISTRO MULT DE OCC AV F.F.MORAGA SUR NO 16 SANTA ANA REFERENCIA DE DIRECCION AV MULT DE OCC AV F.F.MORAGA SUR NO 16 SANTA ANA 62 SEC DIRECCION DE COBRO MULT DE OCC AV F.F.MORAGA SUR NO 16 SANTA ANA UNIVESIDAD		OFICINA COMERCIAL SANTA ANA TARIFA GD2 - MT con Med. Hor. SEC. RUTA 5113 37 2 3 MEDIDOR 055424855 FECHA DE EMISION 20191109		 una empresa AES
NIC 1151244 NIS 1151244				

CLIENTE UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, . DIRECCION MULT DE OCC AV F.F.MORAGA SUR NO 16 SANTA ANA UNIVESIDAD EL SALVADOR		FACTURA SERIE B N°: 60783732 REGISTRO No. 2023-0 NIT: 0210-120792-0015 Giro: Luz y Fuerza Eléctrica	
---	--	--	--

No. IDENTIFICACION DE CONTRATO NIC 1151244 INDIQUE ESTE NUMERO CUANDO SE COMUNIQUE CON NOSOTROS	PERIODO FACTURADO DESDE 10/10/2019 HASTA 09/11/2019 DIAS FACTURADOS 30 MES FACTURADO 11/2019 FECHA EMISION 11/11/2019	RESUMEN DE PAGO TOTAL CLESA 10,057.41 TOTAL OTROS SERVICIOS 0.00 TOTAL ALCALDIA 4,669.81 CONSUMO KWH 40640	PAGAR ANTES DE 22/11/2019 TOTAL A PAGAR \$ 14,727.22
---	---	--	---


TARIFA APLICADA	LECTURA	MEDIDOR INSTALADO	MEDIDOR LEVANTADO	HISTORIAL DE CONSUMO EN KWh DE LOS ÚLTIMOS 6 MESES																					
INICIO 10/10/2019 10/10/2019 10/10/2019 10/10/2019 FINAL 15/10/2019 15/10/2019 15/10/2019 15/10/2019 ENERGIA 0.000000 0.000000 0.000000 0.000000 PUNTA 0.165243 0.000000 0.000000 0.000000 VALLE 0.000000 0.185154 0.000000 0.000000 RESTO 0.000000 0.000000 0.142724 0.000000 DEMANDA 0.000000 0.000000 0.000000 2.788341	TIPOS HORAS PUNTA (18:00-22:59H) HORAS VALLE (23:00-04:59H) HORAS RESTO (05:00-17:59H) DEMANDA FACTOR DE POTENCIA	LECTURAS ACTUAL ANTERIOR CONSUMO 1095.6 1079.1 8382.0 704.6 696.8 3962.4 4633.4 4577.7 28295.6 0.3 0.3 193.0 76.6 81.2 76.6		 <table border="1"> <thead> <tr> <th>CONSUMO</th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> <th>5</th> <th>6</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CONSUMO</td> <td>33731</td> <td>41742</td> <td>32537</td> <td>33503</td> <td>47701</td> <td>49225</td> </tr> <tr> <td>FECHA LEC.</td> <td>11/05/2019</td> <td>10/06/2019</td> <td>10/07/2019</td> <td>09/08/2019</td> <td>08/09/2019</td> <td>07/10/2019</td> </tr> </tbody> </table> PROMEDIO ULTIMOS 6 MESES EN KWh 41,867	CONSUMO	1	2	3	4	5	6	CONSUMO	33731	41742	32537	33503	47701	49225	FECHA LEC.	11/05/2019	10/06/2019	10/07/2019	09/08/2019	08/09/2019	07/10/2019
CONSUMO	1	2	3	4	5	6																			
CONSUMO	33731	41742	32537	33503	47701	49225																			
FECHA LEC.	11/05/2019	10/06/2019	10/07/2019	09/08/2019	08/09/2019	07/10/2019																			

DATOS DEL SUMINISTRO					CAPACIDAD DEL SUMINISTRO	
CALCULO DE CONSUMO Energía Punta MT 055424855 508.00 KWH 0.00 Energía Valle MT 055424855 508.00 KWH 0.00 Energía Resto MT 055424855 508.00 KWH 0.00	MEDIDOR 055424855	MULT. 508.00	TIPO. KWH	MEDI% PER TRANSF 0.00	Potencia Demandada 51.00 KW Demanda Facturada 193.04 KW Capacidad Leída 193.04 KW	

ALCALDIA		DETALLE DE FACTURACIÓN		
TITULAR DE PAGO UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, . DIRECCION DE COBRO MULT DE OCC AV F.F.MORAGA SUR NO 16 SANTA ANA UNIVESIDAD EL SALVADOR CUENTA No. 0005005072885 NIC 1151244 NIS 1151244 MES FACTURADO 11/2019 FECHA DE EMISION 11/11/2019		CONCEPTOS GRAVADOS		
DETALLE DE TASAS MUNICIPALES		IMPORTE \$		
		Costo por tasa municipal por poste 0.82 Cargo de Comercializacion 12.83 Cargo de Distribucion Potencia 2,789.59 Cargo por Energía Punta 1,497.62 Cargo por Energía Valle 703.97 Cargo por Energía Resto 4,307.38 Factor de Potencia 872.20		

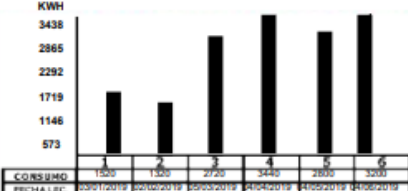
Medidor N°2

Consumo Promedio = 2,500 kWh

CLIENTE UES FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA, DE OCCIDENTE DIRECCION DEL SUMINISTRO MULT DE OCC AV F.F.MORAGA SUR NO 16 SANTA ANA REFERENCIA DE DIRECCION AV MULT DE OCC AV F.F.MORAGA SUR NO 16 SANTA ANA 62 SEC DIRECCION DE COBRO MULT DE OCC AV F.F.MORAGA SUR NO 16 SANTA ANA		OFICINA COMERCIAL SANTA ANA TARIFA G - General SEC. RUTA 5113 2 2 475 MEDIDOR 55424829 FECHA DE EMISION 20190703		 una empresa AES
NIC 1151247 NIS 1151247				

CLIENTE UES FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA, DE OCCIDENTE DIRECCION MULT DE OCC AV F.F.MORAGA SUR NO 16 SANTA ANA		FACTURA SERIE B N°. 58857961 REGISTRO No. 2023-0 NIT: 0210-120792-0015 Giro: Luz y Fuerza Eléctrica	
--	--	--	--


No. IDENTIFICACION DE CONTRATO NIC 1151247 INDIQUE ESTE NUMERO CUANDO SE COMUNIQUE CON NOSOTROS	PERIODO FACTURADO DESDE 04/06/2019 HASTA 03/07/2019 DIAS FACTURADOS 29 MES FACTURADO 07/2019 FECHA EMISION 03/07/2019	RESUMEN DE PAGO TOTAL CLESA 1,937.93 TOTAL OTROS SERVICIOS 0.00 TOTAL ALCALDIA 0.00 CONSUMO KWH 3280	PAGAR ANTES DE 15/07/2019 TOTAL A PAGAR \$ 1,937.93
---	---	--	--

TARIFA APLICADA INICIO 04/06/2019 FINAL 03/07/2019 ENERGIA 0.159260 PUNTA VALLE RESTO DEMANDA	LECTURA TIPOS SIN HORARIO	MEDIDOR INSTALADO LECTURAS ACTUAL ANTERIOR CONSUMO 16430.0 16348.0 3280.0	MEDIDOR LEVANTADO	HISTORIAL DE CONSUMO EN KWH DE LOS ÚLTIMOS 6 MESES  <table border="1"> <thead> <tr> <th>CONSUMO</th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> <th>5</th> <th>6</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>1500</td> <td>1500</td> <td>2720</td> <td>3440</td> <td>2800</td> <td>3200</td> </tr> <tr> <td>FECHA LECT.</td> <td>2019/1/2019</td> <td>2019/2/2019</td> <td>2019/3/2019</td> <td>2019/4/2019</td> <td>2019/5/2019</td> <td>2019/6/2019</td> </tr> </tbody> </table> PROMEDIO ULTIMOS 6 MESES EN KWH: 2.500	CONSUMO	1	2	3	4	5	6		1500	1500	2720	3440	2800	3200	FECHA LECT.	2019/1/2019	2019/2/2019	2019/3/2019	2019/4/2019	2019/5/2019	2019/6/2019
CONSUMO	1	2	3	4	5	6																			
	1500	1500	2720	3440	2800	3200																			
FECHA LECT.	2019/1/2019	2019/2/2019	2019/3/2019	2019/4/2019	2019/5/2019	2019/6/2019																			
DATOS DEL SUMINISTRO CALCULO DE CONSUMO MEDIDOR MULT. TIPO. MEDI% PER TRANSF Energia BT 55424829 KWH 0.0 KWH 0.0 KWH 0.0		CAPACIDAD DEL SUMINISTRO Potencia Demandada 10.00 KW Demanda Facturada 0 KW Capacidad Leida 0 KW																							

ALCALDÍA TITULAR DE PAGO UES FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA, DE OCCIDENTE DIRECCION DE COBRO MULT DE OCC AV F.F.MORAGA SUR NO 16 SANTA ANA CUENTA No. NIC 1151247 NIS 1151247 MES FACTURADO 07/2019 FECHA DE EMISION 03/07/2019 DETALLE DE TASAS MUNICIPALES IMPORTE \$	DETALLE DE FACTURACIÓN <table border="1"> <thead> <tr> <th>CONCEPTOS GRAVADOS</th> <th>IMPORTE \$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cargo de Distribucion</td> <td>148.15</td> </tr> <tr> <td>Costo por tasa municipal por poste</td> <td>0.82</td> </tr> <tr> <td>Cargo de Comercializacion</td> <td>0.85</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Energia Bloque</td> <td>591.40</td> </tr> </tbody> </table>	CONCEPTOS GRAVADOS	IMPORTE \$	Cargo de Distribucion	148.15	Costo por tasa municipal por poste	0.82	Cargo de Comercializacion	0.85	Cargo por Energia Bloque	591.40
CONCEPTOS GRAVADOS	IMPORTE \$										
Cargo de Distribucion	148.15										
Costo por tasa municipal por poste	0.82										
Cargo de Comercializacion	0.85										
Cargo por Energia Bloque	591.40										

Medidor N°3

Consumo Promedio = 449 kWh

CLIENTE UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, . DIRECCION DEL SUMINISTRO MULT DE OCC AV F.F.MORAGA SUR NO 16 SANTA ANA REFERENCIA DE DIRECCION AV MULT DE OCC AV F.F.MORAGA SUR NO 16 SANTA ANA 62 SEC DIRECCION DE COBRO AV MORAGA SUR FINAL SANTA ANA UNIVESIDAD EL SALVADOR		OFICINA COMERCIAL SANTA ANA TARIFA MD6 - MT con med Hor. SEC. RUTA 5113 36 2 8 MEDIDOR 96500137 FECHA DE EMISION 20191109		 una empresa AES
NIC 5586901 NIS 5532458				

CLIENTE UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, . DIRECCION AV MORAGA SUR FINAL SANTA ANA UNIVESIDAD EL SALVADOR		FACTURA SERIE B N°. 60783710 REGISTRO No. 2023-0 NIT: 0210-120792-0015 Giro: Luz y Fuerza Eléctrica	
---	--	--	--

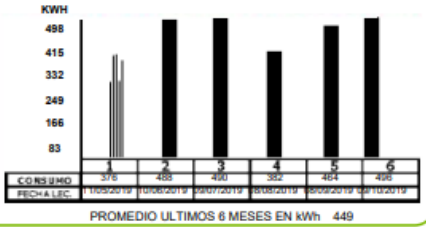
No. IDENTIFICACION DE CONTRATO NIC 5586901 INDIQUE ESTE NUMERO CUANDO SE COMUNIQUE CON NOSOTROS	PERIODO FACTURADO DESDE 09/10/2019 HASTA 09/11/2019 DIAS FACTURADOS 31 MES FACTURADO 11/2019 FECHA EMISION 11/11/2019	RESUMEN DE PAGO TOTAL CLESA 118.06 TOTAL OTROS SERVICIOS 0.00 TOTAL ALCALDIA 0.00 CONSUMO KWH 440.28	PAGAR ANTES DE 22/11/2019 TOTAL A PAGAR \$ 118.06
---	---	--	--

TARIFA APLICADA				LECTURA		MEDIDOR INSTALADO		MEDIDOR LEVANTADO		HISTORIAL DE CONSUMO EN KWH DE LOS ÚLTIMOS 6 MESES									
INICIO	09/10/2019	09/10/2019	09/10/2019	09/10/2019	09/10/2019	ACTUAL	ANTERIOR	CONSUMO											
FINAL	15/10/2019	15/10/2019	15/10/2019	15/10/2019	15/10/2019	2358.0	2259.8	99.6											
ENERGIA	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	1611.0	1527.1	85.1											
PUNTA	0.185243	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	8433.0	8181.2	255.5											
VALLE	0.000000	0.000000	0.165154	0.000000	0.000000	3.0	3.0	3.1											
RESTO	0.000000	0.000000	0.000000	0.142724	0.000000	97.6	97.7	97.6											
DEMANDA	0.000000	2.788341	0.000000	0.000000	0.000000														

DATOS DEL SUMINISTRO				CAPACIDAD DEL SUMINISTRO	
CALCULO DE CONSUMO	MEDIDOR	MULT.	TIPO.	MED% PER TRANSF	Potencia Demandada
Energía Punta MT	96500137	1.00	KWH	1.50	18.00 KW
Energía Valle MT	96500137	1.00	KWH	1.50	Demanda Facturada
Energía Resto MT	96500137	1.00	KWH	1.50	3.1 KW
					Capacidad Leída
					3.1 KW

ALCALDÍA		DETALLE DE FACTURACIÓN															
TITULAR DE PAGO UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, . DIRECCION DE COBRO AV MORAGA SUR FINAL SANTA ANA UNIVESIDAD EL SALVADOR CUENTA No. NIC 5586901 NIS 5532458 MES FACTURADO 11/2019 FECHA DE EMISION 11/11/2019		<table border="1"> <thead> <tr> <th>CONCEPTOS GRAVADOS</th> <th>IMPORTE \$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo por tasa municipal por poste</td> <td>0.82</td> </tr> <tr> <td>Cargo de Comercialización</td> <td>0.88</td> </tr> <tr> <td>Cargo de Distribución Potencia</td> <td>44.80</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Energía Punta</td> <td>17.82</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Energía Valle</td> <td>15.14</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Energía Resto</td> <td>38.99</td> </tr> </tbody> </table>		CONCEPTOS GRAVADOS	IMPORTE \$	Costo por tasa municipal por poste	0.82	Cargo de Comercialización	0.88	Cargo de Distribución Potencia	44.80	Cargo por Energía Punta	17.82	Cargo por Energía Valle	15.14	Cargo por Energía Resto	38.99
CONCEPTOS GRAVADOS	IMPORTE \$																
Costo por tasa municipal por poste	0.82																
Cargo de Comercialización	0.88																
Cargo de Distribución Potencia	44.80																
Cargo por Energía Punta	17.82																
Cargo por Energía Valle	15.14																
Cargo por Energía Resto	38.99																

DETALLE DE TASAS MUNICIPALES		IMPORTE \$



Anexo J: Checklist de los edificios a utilizar

A continuación, se muestran los datos recopilados en cada uno de los edificios que utilizarán

Checklist Edificio de Deportes y Recreación

DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO FOTOVOLTAICO

Nombre del Lugar: **Área de Techos #1 Edificio de Deportes y Recreación**

Ubicación: **Santa Ana, Final Avenida Fray Felipe de Jesús Moraga Sur**



Figura J.1 Edificio de Deportes y Recreación

AREAS Y UBICACIONES

En la siguiente figura se observa el edificio de deportes visto desde planta, el cual cuenta con un área disponible de **154 m²**, esta área disponible se muestra en la figura 3.

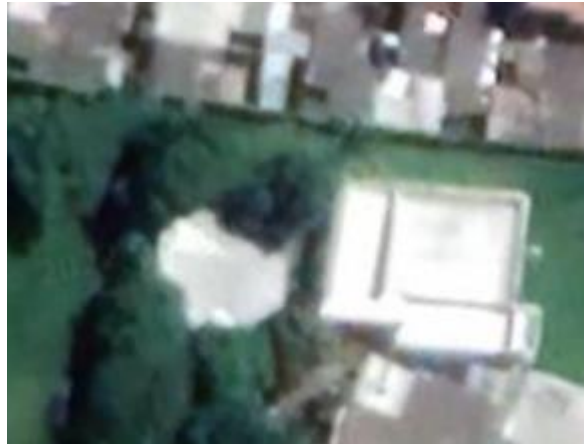


Figura J.2 Vista de Planta del Edificio de Deportes y Recreación



Figura J.3 Área disponible sobre el techo del edificio de Deportes

Coordenadas: **13° 58' 9" N 89° 34' 25" O**

Altura de techo: **6.63 m**

Tipo de cubierta: **El techo cuenta con una cubierta de lámina Zinc**

Tipo de estructura de soporte del techo: **Polín y Macomber**

Orientación de techo: **3°**

Distancia de recorrido de cable fotovoltaico de ubicación de paneles hacia cuarto de inversores o tablero de inversores: **35 m**

Distancia de tablero principal hacia ubicación de inversor o tablero de inversores: **2 m**

Distancia de área red de tierra hacia inversor: **3 m**

Distancia de área red de tierra hacia paneles: **17 m**

FOTOGRAFÍAS

- **Cuarto de inversores**



Figura J.4 Cuarto de Inversores Edificio de Deportes

- **Fotografía de TG**



Figura J.5 Tablero General Edificio de Deportes

- **Subestación.**



Figura J.6 Subestación que alimenta al Edificio de Deportes

- **Subtablero**



Figura J.7 Subtablero edificio de deportes y recreación

PARAMETROS ELECTRICO

Configuración de subestación: **Monofásico**

Voltaje de subestación o red: **120/ 240 V**

Capacidad de subestación: **37.5 kVA**

Planta de emergencia: **NO**

Capacidad del Main Principal del tablero principal: **225 A 2p**

Calibre Cable subestación hacia main principal: **#4/0**

Existe espacio en tablero Principal: **Si, se cuenta con 12 espacios de 1 polo**

Hay algún sub-tablero a donde sea factible conectarse **Si, Tiene 23 espacios vacíos de 1 polo**

Cuál es la capacidad del cable que alimenta al Subtablero: **50 A #8**

Checklist Edificio de Usos Múltiples

DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO FOTOVOLTAICO

Nombre del Lugar: **Área de Techos #2 Edificio de Usos Múltiples**

Ubicación: **Santa Ana, Final Avenida Fray Felipe de Jesús Moraga Sur**



Figura J.8 Edificio de Usos Múltiples

AREAS Y UBICACIONES

En la siguiente figura se observa el edificio de Usos Múltiples visto desde planta, el cual cuenta con un área disponible de **909.78 m²**, pero esta área se divide en cuatro espacios debido al diseño que presenta el techo, el área disponible se muestra en la figura.



Figura J.9 Vista de Planta y del interior del edificio de usos múltiples

Coordenadas: **13° 58' 13" N 89° 34' 25" O**

Altura de techo: **12 m**

Tipo de cubierta: **Thermo techo GFX**

Tipo de estructura de soporte del techo: **Polín de varilla con macomber**

Orientación de techo: **6°**

Distancia de recorrido de cable fotovoltaico de ubicación de paneles hacia cuarto de inversores o tablero de inversores: **35 m**

Distancia de tablero principal hacia ubicación de inversor o tablero de inversores: **17 m**

Distancia de área red de tierra hacia inversor: **19 m**

Distancia de área red de tierra hacia paneles: **50 m**

FOTOGRAFÍAS

- **Cuarto de inversores**



Figura J.10 Cuarto de Inversores edificio de usos múltiples

- **Fotografía de TG**



Figura J.11 Tablero General Edificio Usos Múltiples

- **Subestación**



Figura J.12 Subestación que alimenta al edificio de usos múltiples

- **Subtablero**



Figura J.13 Subtableros edificio de usos Múltiples

PARAMETROS ELECTRICO

Configuración de subestación: **Trifásico estrella/estrella (Y/y)**

Voltaje de subestación o red: **240/120 V**

Capacidad de subestación: **225 kV**

Planta de emergencia: **NO**

Capacidad del Main Principal del tablero principal: **800 A /3P**

Calibre Cable subestación hacia main principal: **#3/0**

Capacidad de barras de Tablero Principal: **1,000 A**

Existe espacio en tablero Principal: **NO**

Hay algún Subtablero a donde sea factible conectarse **Si, existen once, divididos de la siguiente manera:**

Primer Nivel: 5 Subtableros

Segundo Nivel: 3 Subtableros

Tercer Nivel: 3 Subtableros

Checklist Edificio de Medicina

DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO FOTOVOLTAICO

Nombre del Lugar: **Área de Techos #3 Edificio de Medicina**

Ubicación: **Santa Ana, Final Avenida Fray Felipe de Jesús Moraga Sur**



Figura J.14 Edificio de Medicina

AREAS Y UBICACIONES

En la siguiente figura se observa el edificio de Medicina visto desde planta, el cual cuenta con un área disponible de **1405.88 m²**, en este edificio existen dos áreas de techos disponibles pero debido a las malas condiciones que se tenía en la cubierta del techo y la posibilidad de tener sombra durante el día se decidió no contar con ese espacio. Además, se consideró que en el techo que se utilizará tiene cinco espacios de tragaluces instalados. El área disponible se muestra en la figura.



Figura J.15 Área de techos 1 edificio de Medicina



Figura J.16 Área de techos 2 edificio de medicina



Figura J.17 Vista desde el interior del área de techos 1 edificio de medicina

Coordenadas: **13° 58' 14" N 89° 34' 28" O**

Altura de techo: **9.55 m**

Tipo de cubierta: **Zinc**

Tipo de estructura de soporte del techo: **Polín C y Macomber**

Orientación de techo: **3°**

Distancia de recorrido de cable fotovoltaico de ubicación de paneles hacia cuarto de inversores o tablero de inversores: **25 m**

Distancia de tablero principal hacia ubicación de inversor o tablero de inversores: **12 m**

Distancia de área red de tierra hacia inversor: **12 m**

Distancia de área red de tierra hacia paneles: **25 m**

FOTOGRAFÍAS

- **Fotografía de TG**



Figura J.18 Tablero General del edificio de medicina

- **Subestación**



Figura J.19 Subestación que alimenta al edificio de medicina

- **Sub-tablero**



Figura J.20 Subtableros Primer Nivel edificio de Medicina



Figura J.21 Subtableros Segundo Nivel edificio de Medicina

PARAMETROS ELECTRICO

Configuración de subestación: **Trifásico estrella/estrella (Y/y)**

Voltaje de subestación o red: **120/240V**

Capacidad de subestación: **225 kVA**

Planta de emergencia: **NO**

Capacidad del Main Principal del tablero principal: **630 A**

Calibre Cable subestación hacia main principal: **350 kcmil**

Capacidad de barras de Tablero Principal: **200 A**

Existe espacio en tablero Principal: Si, Cuenta con 7 espacios 1 polos

Hay algún Subtablero a donde sea factible conectarse **Si, existen once, divididos de la siguiente manera:**

Primer Nivel: 4 Subtableros

Segundo Nivel: 3 Subtablero.

Checklist Edificio N

DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO FOTOVOLTAICO

Nombre del Lugar: **Área de Techos #4 Edificios N**

Ubicación: **Santa Ana, Final Avenida Fray Felipe de Jesús Moraga Sur**

AREAS Y UBICACIONES

En la siguiente figura se observa el edificio N visto desde planta, el cual cuenta con un área disponible de **290.3 m²**, esta área disponible se muestra en la siguiente figura



Figura J.22 Vista de Planta edificio N



Figura J.23 Área de techos disponible edificio N

Coordenadas: **13° 58' 12" N 89° 34' 26" O**

Altura de techo: **8.41 m**

Tipo de cubierta: **Thermo Techo GFX**

Tipo de estructura de soporte del techo: **Polín C 6" y macomber**

Orientación de techo: **4°**

Distancia de recorrido de cable fotovoltaico de ubicación de paneles hacia cuarto de inversores o tablero de inversores: **15 m**

Distancia de tablero principal hacia ubicación de inversor o tablero de inversores: **3 m**

Distancia de área red de tierra hacia inversor: **4 m**

Distancia de área red de tierra hacia paneles: **20 m**

FOTOGRAFÍAS

- **Cuarto de inversores**



Figura J.24 Cuarto de inversores edificio N

- **Fotografía de TG**

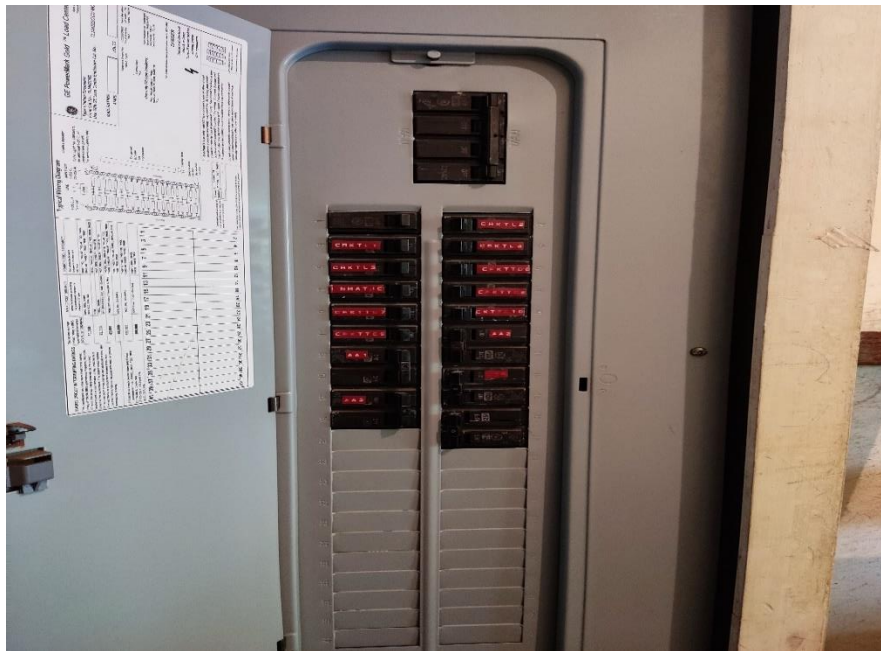


Figura J.25 Tablero General edificio N

- **Subestación**



Figura J.26 Transformador que alimenta al edificio N

- **Sub-tablero**



Figura J.27 Subtablero edificio N

PARAMETROS ELECTRICO

Configuración de subestación: **Monofásico**

Voltaje de subestación o red: **120/240 V**

Capacidad de subestación: **50 kVA**

Planta de emergencia: **NO**

Capacidad del Main Principal del tablero principal: **225 A**

Calibre Cable subestación hacia main principal: **#4/0**

Existe espacio en tablero Principal: **Si, cuenta con 21 espacios de 1 polos**

Hay algún sub-tablero a donde sea factible conectarse **Si, cuenta con 6 espacios vacíos**

Cuál es la capacidad del cable que alimenta al Subtablero: **2 THHN #2 200 A /2p**

Checklist Auditorium

DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO FOTOVOLTAICO

Nombre del Lugar: **Área de Techos #5 Auditorium**

Ubicación: **Santa Ana, Final Avenida Fray Felipe de Jesús Moraga Sur**



Figura J.28 Auditorium



Figura J.29 Vista De Planta del Auditorium

AREAS Y UBICACIONES

En la siguiente figura se observa el Auditorium visto desde planta, el cual cuenta con un área disponible de **254.4 m²**, esta área disponible se muestra en la figura.



Figura J.30 Área de techo disponibles auditorium



Figura J.31 Área de techos disponible

Coordenadas: **13° 58' 9" N 89° 34' 25" O**

Altura de techo: **7.8 m**

Tipo de cubierta: **Thermo Techo GFX**

Tipo de estructura de soporte del techo: **Polín y Macomber**



Figura J.32 Estructura de soporte del techo Auditórium

Orientación de techo: **7°**

Distancia de recorrido de cable fotovoltaico de ubicación de paneles hacia cuarto de inversores o tablero de inversores: **20 m**

Distancia de tablero principal hacia ubicación de inversor o tablero de inversores: **2 m**

Distancia de área red de tierra hacia inversor: **12 m**

Distancia de área red de tierra hacia paneles: **30 m**

FOTOGRAFÍAS

- **Cuarto de inversores**



Figura J.33 Cuarto de inversores Auditórium

- **Tablero General y Subtablero**



Figura J.34 Tablero General y Subtablero del Auditórium

- **Subestación**

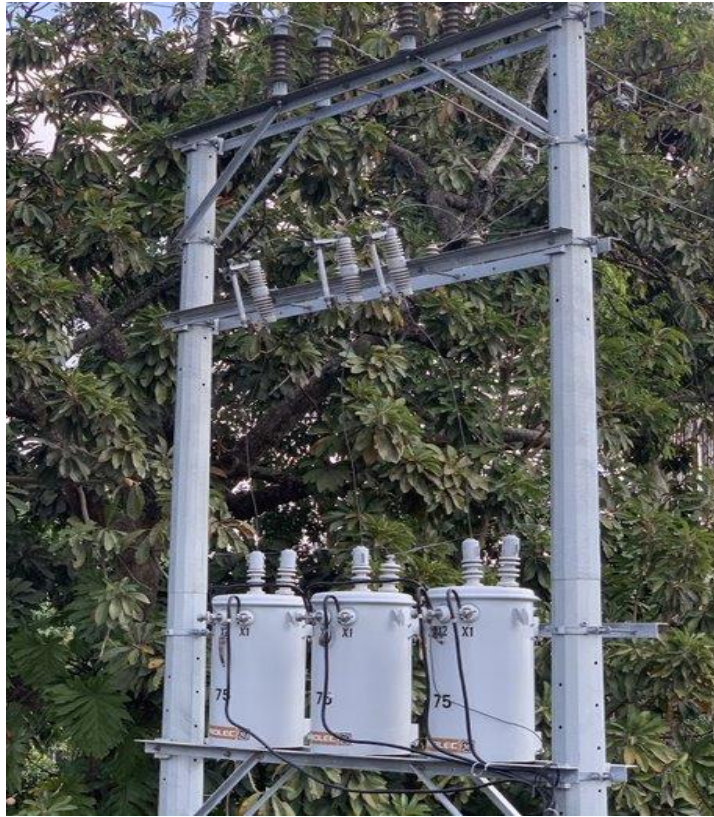


Figura J.35 Subestación que alimenta el Auditorium

PARAMETROS ELECTRICOS

Configuración de subestación: **Trifásico estrella/estrella**

Voltaje de subestación o red: **120/208V**

Capacidad de subestación: **225 kVA**

Planta de emergencia: **NO**

Capacidad del Main Principal del tablero principal: **200 A**

Calibre Cable subestación hacia main principal: **#4/0**

Capacidad de barras de Tablero Principal: **400 A**

Existe espacio en tablero Principal: **Si, cuenta con 40 espacios de 1 polo**

Hay algún Subtablero a donde sea factible conectarse **Si, cuenta con 9 espacios vacíos de 1 polo**

Cuál es la capacidad del cable que alimenta al Subtablero: **200 A**

DATOS QUE TOMAR DEL MEDIDOR.

Cuantos medidores tienen: 3

Potencia máxima registrada medidor 1: **51 kW**

Potencia máxima registrada medidor 2: **10 kW**

Potencia máxima registrada medidor 3: **18 kW**

Energía mensual Promedio medidor 1: **41,867 kWh**

Energía mensual Promedio medidor 2: **2,500 kWh**

Energía mensual Promedio medidor 3: **449 kWh**

Anexo K: Pliego Tarifario Edificio de Deportes y Recreación

Mediana demanda $10 < kW \leq 50$

MEDIA TENSION CON MEDIDOR HORARIO									
		CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-mes	0.857491	1.002297	0.785781	0.913697	0.831726	2.385494	0.867936	0.926466
Cargo de Energía:									
Energía en Punta	US\$/kWh	0.155146	0.158120	0.166521	0.161330	0.171322	0.166698	0.134261	0.112875
Energía en Resto	US\$/kWh	0.144115	0.139370	0.135784	0.133494	0.138204	0.136519	0.130445	0.155370
Energía en Valle	US\$/kWh	0.166216	0.168736	0.173073	0.172357	0.182242	0.175851	0.166230	0.075163
Cargo de Distribución:									
Potencia:	US\$/kW-mes	7.089464	7.008348	13.097554	17.848802	19.101749	9.695440	10.688800	5.251206

Anexo L: Pliego Tarifario Edificio N, Medicina, Usos Múltiples y Auditorium

Gran demanda $> 50 kW$

MEDIA TENSION CON MEDIDOR HORARIO									
		CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-mes	12.862377	15.034473	11.786708	13.705455	12.475882	19.641153	17.214672	7.118801
Cargo de Energía:									
Energía en Punta	US\$/kWh	0.155146	0.158120	0.166521	0.161330	0.171322	0.166698	0.134261	0.112875
Energía en Resto	US\$/kWh	0.144115	0.139370	0.135784	0.133494	0.138204	0.136519	0.130445	0.155370
Energía en Valle	US\$/kWh	0.166216	0.168736	0.173073	0.172357	0.182242	0.175851	0.166230	0.075163
Cargo de Distribución:									
Potencia:	US\$/kW-mes	7.089464	7.008348	13.097554	17.848802	19.101749	9.695440	10.688800	5.251206

Anexo M: Corrección de bajo factor de potencia

Una instalación fotovoltaica proporciona generalmente potencia activa, por lo que es preciso tomar de la red la potencia reactiva necesaria que necesitan las cargas de la instalación eléctrica.

Cuando se incorpora una instalación fotovoltaica a un consumidor preexistente, si bien la potencia reactiva tomada de la red no varía, la potencia activa se ve reducida proporcionalmente respecto a la suministrada por el generador fotovoltaico, generando que se modifique el factor de potencia. Esto se ejemplifica en la siguiente figura.

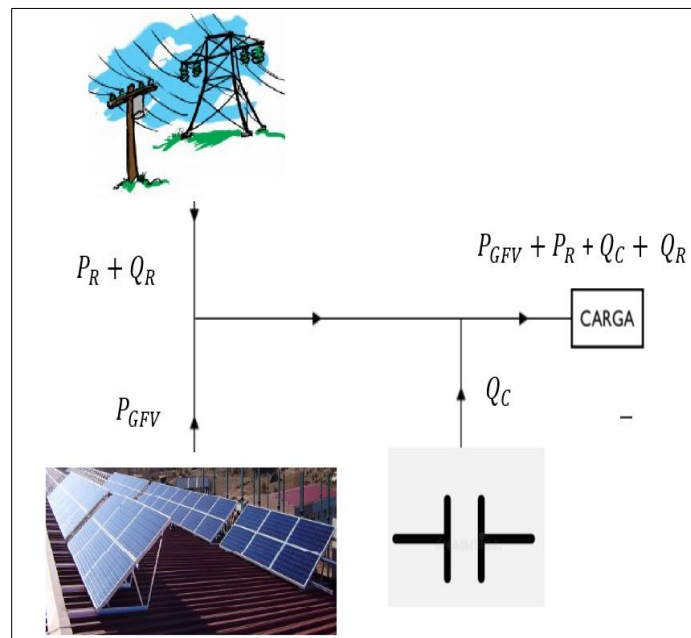


Figura L.1 Diagrama sistema eléctrico una vez se incorpora la planta solar

Donde:

Q_R = potencia reactiva de la red.

Q_C = banco de capacitores

P_{GFV} = potencia activa del generador fotovoltaico.

P_R = potencia activa de la red.

En este punto es necesario conocer la normativa vigente de calidad de energía del país para operación en consumidores finales con bajo factor de potencia, en “Términos y condiciones generales al consumidor final del pliego tarifario del año 2021” emitido por SIGET, el cual define en el Art 52:

1. Si el factor de potencia es igual o mayor que 0.75 y menor que 0.90 el cargo por energía será aumentado en 1% por cada centésima que el factor de potencia sea inferior a 0.90.
2. Si el factor de potencia es igual o mayor que 0.6 y menor que 0.75 el cargo por energía será aumentado en 15% más el 2% por cada centésima que el factor de potencia sea inferior a 0.75.
3. Si el Factor de potencia fuese inferior a 0.60, el distribuidor podrá suspender el suministro hasta tanto el usuario final adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

Análisis para la corrección del factor de potencia.

Para determinar el tamaño del banco de capacitores a instalar para la corrección del factor de potencia, hay que determinar de manera precisa el factor de potencia a partir de los consumos o del ciclo de carga de la instalación; así se evita la inyección de excesiva energía reactiva, condición que normalmente no está permitida por las compañías eléctricas. Si se desea efectuar una corrección distribuida, por grupos o centralizada, es necesario determinar el $\cos \phi$ de la carga o del grupo de cargas; esto puede llevarse a cabo de los siguientes modos:

1. **Directamente**, mediante medida directa por medio de un analizador.
2. **Indirectamente**, a través de la lectura de los contadores de energía activa y reactiva o de los recibos de la compañía eléctrica.

Una vez conocido el factor de potencia de la instalación ($\cos \phi_1$) y el que se quiere obtener ($\cos \phi_2$), es posible determinar la potencia reactiva necesaria del banco de capacitores a través del análisis del triángulo de potencias. Como se muestra en la siguiente figura.

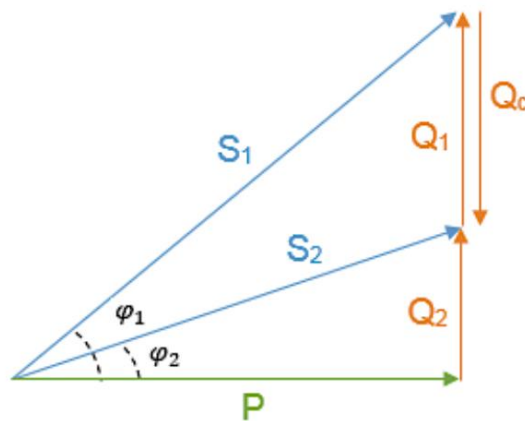


Figura L.2 Triángulo de potencia

Donde:

P = Potencia instalada.

ϕ_1 = ángulo de desfase antes de la corrección.

ϕ_2 = ángulo de desfase a obtener con la corrección.

Q_C = Potencia del banco de capacitores.

S_1 = Potencia aparente antes de la corrección.

S_2 = Potencia aparente después de la corrección.

Q_1 = Potencia reactiva antes de la corrección.

Q_2 = Potencia reactiva después de la corrección.

A partir del triángulo de potencias de la figura anterior y aplicando razones trigonométricas se tiene:

$$\tan \phi_1 = \frac{Q_1}{P} \quad \text{Ecu. (35)}$$

$$\tan \phi_2 = \frac{Q_2}{P} \quad \text{Ecu. (36)}$$

Al despejar las ecuaciones anteriores para Q_1 y Q_2 se tiene:

$$Q_1 = (\tan \phi_1) * (P)$$

$$Q_2 = (\tan \phi_2) * (P)$$

La potencia del banco de capacitores se calculará de la siguiente manera:

$$Q_C = Q_1 - Q_2 \quad \text{Ecu. (37)}$$

Sustituyendo en las ecuaciones de potencia reactiva en ecuación anterior y aplicando factor común se tiene:

$$Q_C = [(\tan \phi_1) * (P) - (\tan \phi_2) * (P)]$$

$$Q_C = (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) * (P) \quad \text{Ecu. (38)}$$

Desde el punto de vista de la red, en punto de unión de un generador fotovoltaico y una instalación eléctrica de conexión de la red, debe tener un factor de potencia mínimo de 0.9, entonces:

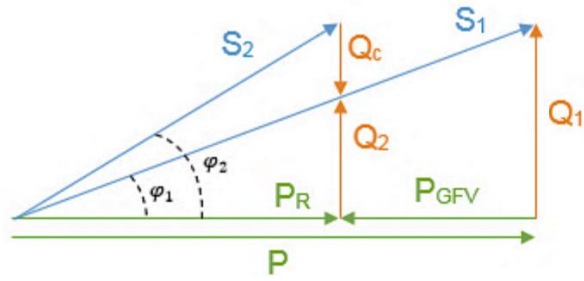


Figura L.3 Triangulo de potencia al incorporar la planta solar

Por lo tanto, cuando únicamente la red suministra el total de potencia instalada:

$$P_R = P$$

$$Q_R = Q_1$$

$$\tan \phi_1 = Q_1/P$$

Para que el factor de potencia, visto por la red cumpla con el valor mínimo al conectar un GFV a la instalación eléctrica, se necesitan cumplir las condiciones ya dispuestas, entonces.

$$\cos \phi_2 \geq 0.9 = \tan \phi_2 \leq 0.484$$

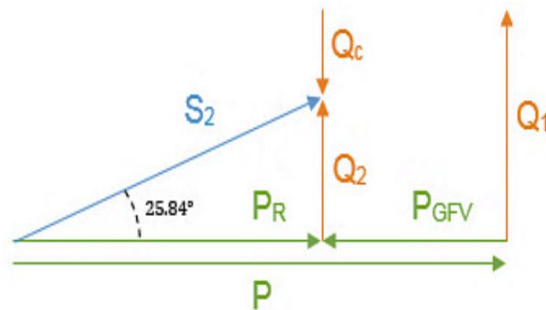


Figura L.4 Condiciones que deben de cumplirse para poder incrementar el FP

A partir del triángulo de potencia anterior se determina lo siguiente:

$$Q_R = Q_2$$

$$P_R = P - P_{GFV}$$

$$0.484 = \frac{Q_2}{P - P_{GFV}}$$

$$Q_C = Q_1 - Q_2$$

Despejando ecuaciones:

$$Q_C = \tan \phi * P - 0.484 * (P - P_{GFV})$$

Multiplicando y dividiendo el lado derecho de la ecuación por $\frac{P}{P}$ se tiene:

$$Q_C = P \left[\tan \phi - 0.484 * \left(1 - \frac{P_{GFV}}{P} \right) \right] \quad \text{Ecu. (39)}$$

Corrección de factor de potencia.

Ahora que se tiene definidas las ecuaciones que se utilizarán para corregir el bajo factor de potencia se procederá a realizar los cálculos, para esta problemática se plantean dos soluciones una es con el SFV instalado y la otra es sin el SFV.

1. Cálculo Sin SFV

Datos Generales	
Consumo	41,867 KWh/mes
FP original	0.766
Producción SFV	25,970 KWh/mes
FP corregido	0.9

Tabla L.1 Datos utilizados para la corrección del FP

Para obtener el triángulo original que se muestra en la figura 2, calculamos la potencia reactiva, aparente y el ángulo para el factor de potencia. Para encontrar el ángulo del FP, potencia reactiva y aparente,

$$\phi_1 = \cos^{-1} 0.766 = 40.00^\circ$$

$$\phi_2 = \cos^{-1} 0.9 = 25.84^\circ$$

Utilizando las ecuaciones (35) y (36) despejadas y sustituyendo los datos se tiene:

$$Q_1 = \tan \phi_1 * P = \tan(40) (41,867) = 35,130.58 \frac{kVArh}{mes}$$

$$Q_2 = \tan \phi_2 * P = \tan(25.84) (41,867) = 20,275.37 \frac{kVArh}{mes}$$

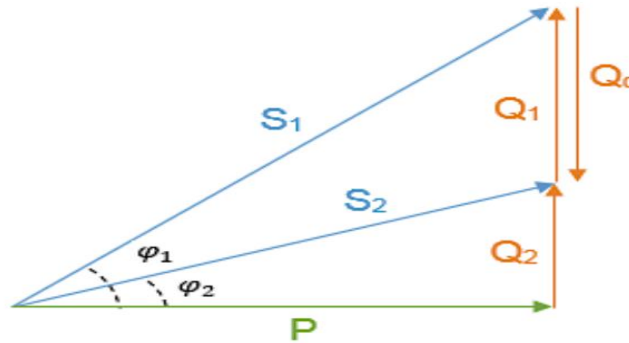
Sustituyendo los valores de potencia reactiva en la ecuación (37):

$$Q_C = Q_1 - Q_2 = 35,130.58 \frac{kVArh}{mes} - 20,275.37 \frac{kVArh}{mes} = 14,855.21 \frac{kVArh}{mes}$$

Una vez se conoce la potencia reactiva, se procede a determinar la potencia aparente de cada triángulo aplicando Pitágoras se tiene lo siguiente:

$$S_1 = \sqrt{P^2 + Q_1^2} = \sqrt{41,867^2 + 35,130.58^2} = 54,653.48 \frac{kVAh}{mes}$$

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q_2^2} = \sqrt{41,867^2 + 20,275.37^2} = 46,518.13 \frac{kVAh}{mes}$$



Donde:

$$S_1 = 54,653.48 \frac{kVAh}{mes}$$

$$S_2 = 46,518.13 \frac{kVAh}{mes}$$

$$P = 41,867 \text{ KWh/mes}$$

$$Q_1 = 35,130.58 \frac{kVArh}{mes}$$

$$Q_2 = 20,275.37 \frac{kVArh}{mes}$$

$$Q_c = 14,855.21 \frac{kVArh}{mes}$$

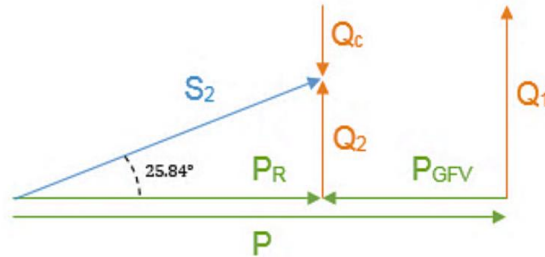
$$\phi_1 = 40.00^\circ$$

$$\phi_2 = 25384$$

“Sin el SFV el banco de capacitores actual tienes que ser de 15 kVAr/mes Fijos.”

2. Cálculo con el SFV

Desde el punto de vista de la red, en punto de unión de un generador fotovoltaico y una instalación eléctrica de conexión de la red, debe tener un factor de potencia mínimo de 0.9, entonces para que el factor de potencia, visto por la red cumpla con el valor mínimo al conectar un GFV a la instalación eléctrica, se necesitan cumplir las condiciones ya dispuestas, entonces.



El cálculo de corrección de factor de potencia se utiliza la ecuación (39):

$$Q_C = P \left[\tan \phi - 0.484 * \left(1 - \frac{P_{GFV}}{P} \right) \right]$$

$$P_R = P - P_{GFV}$$

Donde:

Q_C = es la potencia reactiva necesaria en KVAR/mes para obtener el factor de potencia deseado.

ϕ = es el ángulo que hace referencia al mínimo factor de potencia permitido, es decir, 0.9.

P

= es la suma del consumo original y la producción del sistema fotovoltaico conectado a la red en $\frac{\text{KWh}}{\text{mes}}$.

P_{GFV} = Es la producción del SFVCR en KWh/mes.

Primero se determina el valor de P de la siguiente manera:

$$P = P_R + P_{GFV} = 41,867 \frac{\text{KWh}}{\text{mes}} + 25,970 \frac{\text{KWh}}{\text{mes}} = 67,837 \frac{\text{KWh}}{\text{mes}}$$

Una vez se conoce el valor de P , se sustituyen los datos en la ecuación (39) y se tiene:

$$Q_C = P \left[\tan \phi - 0.484 * \left(1 - \frac{P_{GFV}}{P} \right) \right] = 67,837 \left[\tan 25.84 - 0.484 * \left(1 - \frac{25,970}{67,837} \right) \right]$$

$$Q_C = 12,588.51$$

“Por lo tanto con la GFV el banco de capacitores tienes que ser de 13 kVAR”

Anexo N: Cálculo de supresores de Transientes

El estándar IEC 61643-11.

Los dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) se clasifican en tipos según su capacidad de descarga:

Tipo 1: Ensayados con un impulso en onda 10/350 μ s (ensayo clase I), que simula la corriente que se produce en caso de un impacto directo de rayo. Capacidad de derivar a tierra corrientes muy elevadas, ofreciendo un nivel de protección Up alto. Deben ser acompañados con protectores Tipo 2. Concebidos para utilización en cuadros generales de instalaciones donde el riesgo de impacto de rayo es elevado, por ejemplo, en edificios con sistema de protección externa.

Tipo 2: Ensayados con un impulso en onda 8/20 μ s (ensayo clase II), que simula la corriente que se produce en caso de una conmutación o de un impacto de rayo sobre la línea de distribución o en sus proximidades. Capacidad de derivar a tierra corrientes elevadas, ofreciendo un nivel de protección Up medio. Concebidos para utilización en subcuadros aguas abajo de protectores tipo 1 o en cuadros generales de instalaciones donde el riesgo de impacto de rayo es reducido.

Tipo 3: Ensayados con un impulso en onda combinada 1,2/50 μ s - 8/20 μ s (ensayo clase III), que simula la corriente y la tensión que pueden llegar a los equipos a proteger. Capacidad de derivar a tierra corrientes medias, ofreciendo un nivel de protección Up bajo. Instaladas siempre aguas abajo de una protección tipo 2, y concebidos para la protección de equipos sensibles o separados de éstos una distancia superior a 20 m.

Tipo 1+2 y Tipo 2+3: La tecnología permite ofrecer soluciones de protectores que combinan distintos tipos de protección.

Ubicación de los dispositivos de protección contra sobretensiones

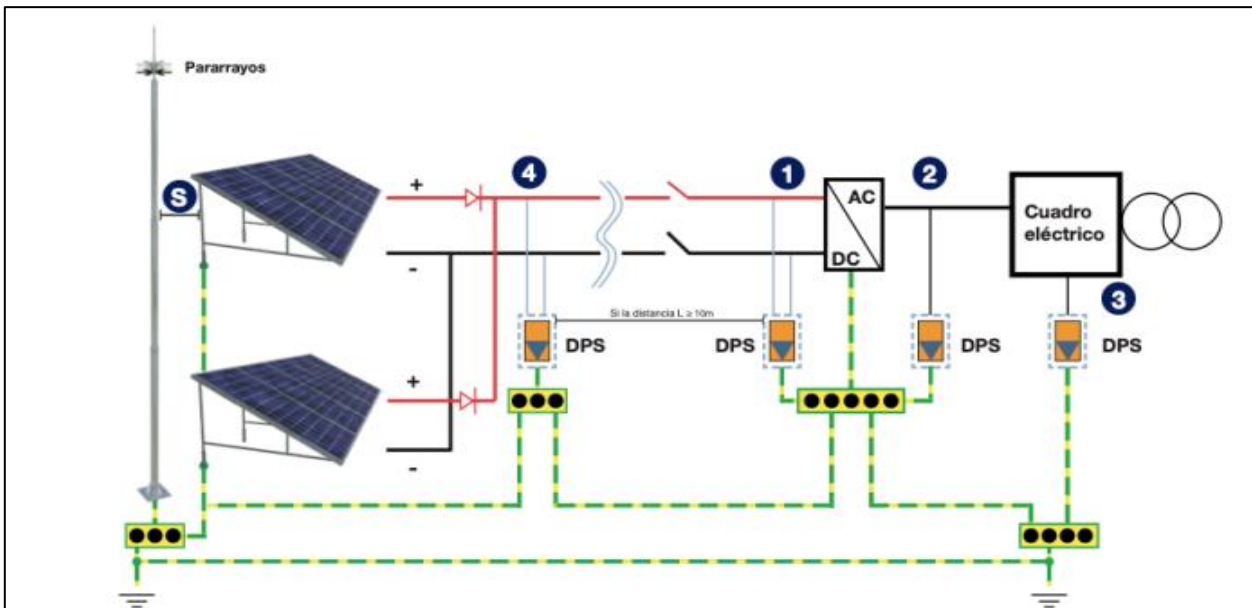


Figura N.1 Localización de los DPS en un sistema fotovoltaico

Situación	Tipos de protectores contra sobretensiones (DPS) IEC 61643-32:2017		
	Ubicación (3)	Ubicación (2)	Ubicación (1) y (4)
Sin protección contra rayos (SPCR) externo.	DPS clase I (IEC61643-11) o DPS clase II (IEC61643-11)	DPS clase II (IEC61643-11)	DPS clase II (IEC61643-31)
Con SPCR externo con distancia de separación (S).	DPS clase I (IEC61643-11)	DPS clase II (IEC61643-11)	DPS clase II (IEC61643-31)
Con SPCR externo sin distancia de separación (S)	DPS clase I (IEC61643-11)	DPS clase II (IEC61643-11)	DPS clase II (IEC61643-31)

Tabla N.1 Tipos de DPS según la situación de la instalación, conforme a la norma IEC 616643-11 e IEC 61643-31

El estándar IEC 61643-11, nos brinda una clasificación según la clase (el tipo de ensayo), para sistemas fotovoltaico el tipo 2, es el DPS más utilizado.

▪ **Norma ANSI/IEEE 62.41-42.**

La Norma IEEE C62.41.2 define las categorías de DPS según su ubicación: A, B, C. pero además define las capacidades de los DPS de dos maneras:

1. Por modo: es una protección DPS de Línea a Neutro (L-N) O Línea a Tierra (L-G).
2. Por fase: es la suma de las capacidades de la clasificación de amperaje pico de los componentes de supresión individuales utilizados dentro una protección particular por modo. Ambos modos de línea neutro (L-N) y línea-tierra (L-G) se suman para representar un amperaje máximo por fase. (Es decir, por ejemplo, L-N 100 kA, L-G 100 kA proporciona 200 kA/fase).

Surge current capacity based on ANSI / IEEE C62.41 location category			
Category	Application	Per Phase (kA)	Per Mode (kA)
C	Service Entrance Locations (Switchboards, Switchgear, MCC, Main Entrance)	200	100
		250	125
		300	150
B	High Exposure Roof Top Locations (Distribution Panelboards)	120	60
		160	80
		200	100
A	Branch Locations (Panelboards, MCCs)	50	25
		80	40
		100	50
		120	60

Tabla N.2 Categorías de selección de DPS según ANSI/IEEE 62.41

- El nivel C es el que se ve más expuesto a transitorios externos, esta es el área de acometidas, alimentadores aéreos y tableros generales en baja tensión. Estos DPS deben de tener una corriente de supresión que este entre 125kA a 250kA.
- El nivel B es considerada como de exposición media, aquí se encuentran el área de los subtableros, alimentadores, UPS's entre otros. La corriente de supresión para este nivel se encuentra entre 80kA a 160KA.
- El nivel A es considerado el de menor exposición, aquí se encuentran tableros de distribución terminales que alimentan a cargas finales, también se encuentran circuitos derivados que alimentan cargas criticas altamente electrónicas. Las corrientes de supresión tienen un rango entre 40kA y 120kA

RECOMMENDED SURGE RATINGS (8/20 μ s)					
ANSI/IEEE C62.41	I		CAT C	CAT B	CAT A
IEC 61643 Test Class	A		I, II	II	III
VDE Classification	A		B	C	D
	POINT-OF-ENTRY HIGHLY EXPOSED OR CRITICALLY IMPORTANT SITES	POINT-OF-ENTRY EXPOSED OR RURAL SITES	POINT-OF-ENTRY INNER CITY SITES	SUB CIRCUITS OR NEAR TO POINT-OF-ENTRY	DISTRIBUTED CIRCUITS, POWER OUTLETS, CIRCUITS REMOTE FROM POINT-OF-ENTRY
EXPOSURE					
HIGH Ng >2	100kA	70kA	40kA	20kA	10kA
MED. Ng 0.5-2	65kA	40kA	20kA	20kA	5kA
LOW Ng <0.5	65kA	40kA	15kA	5kA	3kA

Figura N.2 Comparativa entre la norma IEC 6143 y ANSI/IEEE C62.41 según la localización y selección de DPS.

- **Estándar UL1449 3ra y 4ta edición.**

La categorización según UL 1449 Tercera Edición es de Tipos 1 a 3 y se basa en la ubicación donde puede instalarse el equipo DPS de acuerdo con sus protecciones intrínsecas, corriente de cortocircuito (SCCR), y tipos de pruebas pasadas con éxito. Tipo 4 y 5.

Tipo 1:

- SPD conectados permanentemente destinados a la instalación entre el secundario del transformador de servicio y el lado de la línea del equipo de servicio.
- Instalado sin el uso de un dispositivo de protección de sobrecorriente externo.

Tipo 2:

- SPD conectados permanentemente destinados a la instalación en el lado de carga del dispositivo de sobrecorriente del equipo de servicio. incluyendo los SPDs que se localizan en el tablero derivado.

Tipo 3:

- SPD de punto de utilización.
- Instalado a una longitud mínima del conductor de 10 metros (30 pies) desde el panel de servicio eléctrico

Tipo 4:

- Se integra por uno o más componentes del Tipo 5, en conjunto con un desconectador (integral o externo), o un medio para satisfacer la prueba de limitación de la corriente.

Tipo 5:

- Supresores de sobretensiones de componentes discretos, tales como componentes de sobretensión (MOV o SASD).
- Se pueden montar en una PCB conectada por cables.
- Se puede utilizar dentro de un recinto con medios de montaje y terminaciones de cableado.
- No probado para corrientes de falla bajas, intermedias o alta.
- Debe montarse dentro de otro Enclouser.

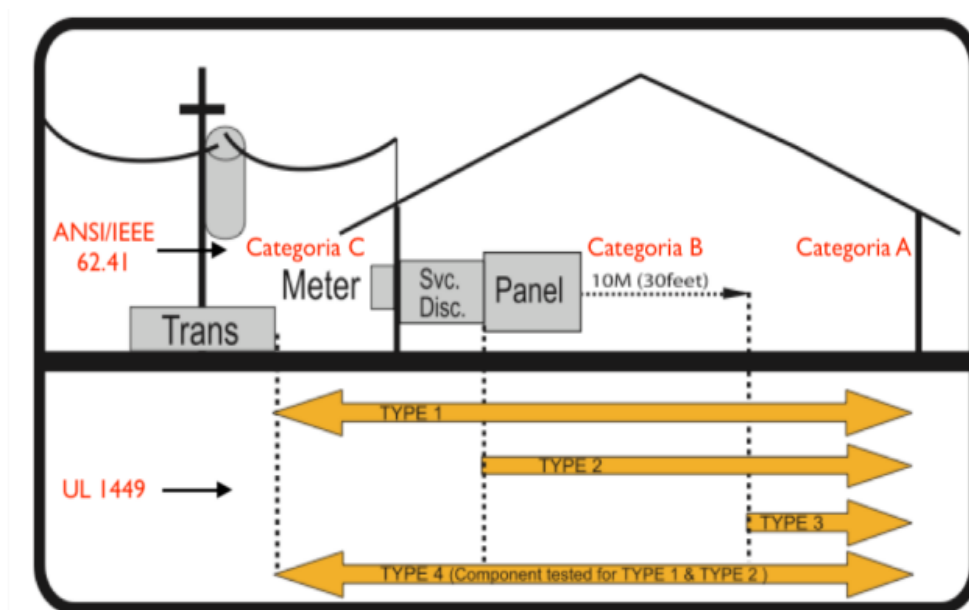


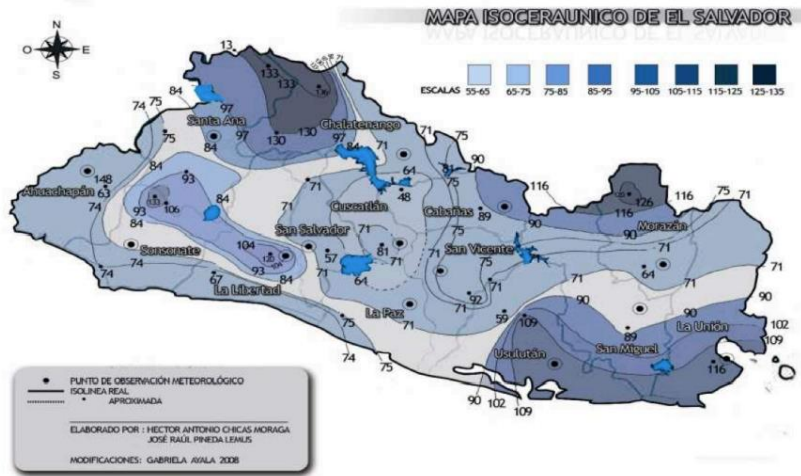
Figura N.3 Comparativa entre la norma ANSI/IEEE 62.41 y UL 1449

Cálculos Realizados.

Selección de un DPS, mediante método de Schneider Electric, basado en la norma ANSI/IEEE 62.41.

Una manera sencilla de seleccionar un DPS, es basado en el método de Schneider Electric, la cual está basado en diferentes puntos de riesgo, la suma de ellos en el proceso definirá la protección a instalarse.

1- Ubicación geográfica de la instalación, en este caso para El Salvador, se calcula el nivel de riesgo que se considera contra de descargas atmosféricas, se determina a partir del mapa isoceráunico del siguiente mapa entrega un promedio de los días tormentas, por kilómetro cuadrado. **R// Según el mapa se utilizará un valor medio**



Nivel isoceráunico	Puntos
Alto	18
Medio	10
Bajo	2

2- Días de tormenta al año. **R// se utilizará un valor alto por confiabilidad.**

Días tormenta al año	
Alto	30 o más
Medio	15 a 30
Bajo	0 a 15

3- Ubicación respecto a otras actividades. **R// se seleccionó un sector suburbano con la intención de evitar sombras que pudieran producir otras edificaciones.**

Ambiente	Puntos
Rural	11
Sub-urbano	6
Urbano	1

4- Ubicación respecto a otras construcciones. **R//Para este numeral se tomaron consideraciones similares al numeral anterior y por eso se seleccionó un nivel mediano.**

Construcciones	Puntos
El mas alto	11
Mediano	6
El mas pequeño	1

5- Tipo de acometida. **R// para el edificio de deportes se utilizará un valor de 1 y para los demás un valor de 6.**

Acometida	Puntos
Último cliente	11
Clientes múltiples	6
Independiente	1

6- Historio de Disturbios. **R//Para mantener confiabilidad en las protecciones, se seleccionó el peor caso optando por el apartado frecuentes.**

Disturbios	Puntos
Frecuentes	11
Ocasionales	6
Escasos	1

7- Tabla de selección.

ANSI/IEEE C62.41	Índice de exposición calculado				
	De 12 a 24	De 25 a 38	De 39 a 55	De 56 a 75	De 76 a 100
Categoría C	120 kA 120 kA	160 kA 120 kA	240 kA 160 kA	320 kA 240 kA	480 kA 320 kA
Categoría B	50 kA 36 kA	80 kA 50 kA	120 kA 80 kA	160 kA 120 kA	240 kA 160 kA
Categoría A		36 kA	50 kA 36 kA	80 kA 50 kA	120 kA 80 kA

Tabla N.3 Índice de exposición calculado

Con todos los puntos evaluados y con el conteo realizado, se hace un total de 74 puntos. Por lo que, en base a la tabla N.3, se seleccionarán los DPS en el rango de 56 a 75 puntos y su categoría de acuerdo con su ubicación en función de la tabla N.2, basada en la norma ANSI/IEEE C62.41.

La tabla N.2 especifica la categoría de DPS dependiendo la aplicación de este. En la selección de este equipo de protección contra sobretensiones se hizo uso también de un criterio de ubicación que se encuentra esquematizado en la figura N.1 y especificado en la tabla N.1.

De acuerdo con los criterios mencionados antes, se seleccionarán los equipos de protección como se muestra en la siguiente tabla.

Elemento	Tipos de protectores contra sobretensiones		
	Clase	Categoría	Amperaje
1	II	B	160 kA
3	I	C	320 kA
4	II	A	80 kA

Tabla N.4 Tipos de DPS según la situación de instalación, uso y amperaje

Anexo O: Cotizaciones de equipos

- Paneles Solares

The screenshot shows the ENF website interface. At the top, there is a navigation bar with the ENF logo and language selection options. Below this, a banner for 'Elnova Solarline' is displayed, highlighting 'TOP 20 MANUFACTURER IN CHINA' and 'WIDE PRODUCT RANGE'. The main content area features a product listing for 'GCL-M6/72H 380-415W' by GCL System Integration Technology Co., Ltd. The product details include: Tipo: Monocristalino; Gama de Potencia: 380 - 415 Wp; Región: China. A 'Contactar con el Fabricante' button is visible. To the right, an 'Producto Alternativo' section shows 'SKT480-505M10' by Sunket New Energy, priced from €0,255 / Wp. A table below lists specifications: Mecánicos, Datos STC, Calidad, Garantía de Producto: 12 Años, and Garantía de energía: 12 años de 90.88% potencia de salida, 25 años de 80.68% potencia de salida.

The screenshot shows the Valdes website interface. At the top, there is a search bar with the text '¿Qué estás buscando?'. Below this, a navigation breadcrumb trail reads: Inicio / Tienda / Energía Solar / Paneles Solares / Panel Solar TRINA SOLAR Vertex 495W - Monocristalino. A 'CATÁLOGO DE PRODUCTOS' sidebar is visible on the left, listing various categories like Accesorios, Christie LCDs y Video Walls, Computadoras, Consumibles, DTG, Energía Solar, Etiquetas, Impresoras Empresariales, and Impresoras de Inyección. The main content area features a product listing for 'Panel Solar TRINA SOLAR Vertex 495W - Monocristalino' priced at \$337.87. The product description includes: 'Llámanos al 2209-2200 para que uno de nuestros vendedores te pueda asesorar y cotizar el equipo Ideal para tus necesidades.' and a link to 'Especificaciones Técnicas'. A 'Añadir al carrito' button is present, along with a quantity selector set to '1'. Below the product image, there is a 'Solicitar Cotización' button and social media sharing options (Like 0, Share, Twitter).

- **Inversores**


← → ↻ solaris-shop.com/sma-sunny-boy-sb7-7-1sp-us-41-7-7kw-inverter/ Gmail YouTube Maps Traducir


Please Note: We are currently experiencing long turnaround times due to supply chain disruptions. New orders are currently shipping between 2-3 weeks from date of purchase.

PRODUCTS

- SOLAR PANEL KITS ▼
- SOLAR PANELS ▼
- INVERTERS ▼
- INVERTER MONITORING ▼
- INVERTER ACCESSORIES ▼
- BALANCE OF SYSTEMS ▼
- RACKING AND MOUNTING ▼
- BATTERIES ▼
- BATTERY ACCESSORIES ▼
- CHARGE CONTROLLERS ▼
- TOOLS AND SUPPLIES ▼
- VIEW ALL PRODUCTS

SMA SUNNY BOY SB7.7-1SP-US-41 7.7KW INVERTER





SMA AMERICA

MSRP: ~~\$3,795.00~~

\$1,710.95

(YOU SAVE \$2,084.05)

SKU: SB7.7-1SP-US-41

Condition: New

Weight: 57.00 LBS

← → ↻ solartex.co/tienda/producto/inversor-grid-tie-20kw-sun-2000-20kti-m3-huawei/ Gmail YouTube Maps Traducir

TIENDA
KIT SOLAR
MI CUENTA
VARIOS
SALIR

Inversor Grid Tie 20KW SUN 2000-20KTL-M3 Huawei

Inicio / Inversores Grid Tie / Inversor Grid Tie 20KW SUN 2000-20KTL-M3 Huawei



★★★★★ (1 valoración de cliente)

\$ 14.900.000

SKU: SUN2000-20KTL-M3 Categorías: Grid Tie Trifasico, Inversores Grid Tie



HUAWEI

Comparte este Producto :

thepowerstore.com/sma-sma-sunny-boy-3-0-us-standard-with-integrated-dc-disco-3-mppt-afci-208-240vac-sunspec-rapid-shutdown-compliant.html

Gmail YouTube Maps Traducir

WELCOME TO THE POWERSTORE! SOLAR BLOG LEAVE REVIEW UPCOMING EVENTS BECOME A DEALER ACCOUNT LOGIN

THE POWERSTORE
Solar and Storage Specialists


"We don't just sell products, we're your long-term solar partner."
Jim White, Founder & CEO

Have Questions?
Call: 866-752-4439

Know what you're looking for?

SOLAR SYSTEMS BATTERY SYSTEMS MARINE & AUTO MANUFACTURERS PLAN & DESIGN FINANCING WHY PARTNER ITEMS IN CART 0 / \$0.00

SMA Sunny Boy 3.0-US Standard with integrated DC disco, 3-MPPT, AFCE 208/240VAC - SunSpec Rapid Shutdown compliant (SKU Part Number SB3.0-TSP-US-41)



SMA

SKU: SB3.0-TSP-US-41

\$1,087.11

Leave a Message

- **Cableado**



Cable Fotovoltaico 10 AWG – 12AWG, Rojo y Negro (Rollos 100m)

\$2,500.00 – \$3,250.00 + IVA

Precio en pago de contado: Cal. 10 \$2,500.00 + IVA, Cal. 12 \$1,900.00 + IVA – Solicita a tu asesor el código de descuento

Cable Fotovoltaico, caja con 100 metros

Color: Rojo y Negro

Descargar Ficha Técnica: [Ficha técnica cable 10 AWG](#), [Ficha técnica cable 12 AWG](#)

Color
Rojo


Calibre
10

LIMPIAR

~~\$3,500.00~~ **\$3,250.00 + IVA**

freundferreteria.com/Productos/Detalle/854d2b76-b21c-4aad-a14e-bfd752f2671c?producto=cable%20thhn%2012%20negro%20

Gmail YouTube Maps Traducir



CABLE THHN 12 NEGRO
 CODIGO 20018637 / MODELO GDFLABA012AH01

Agregar a favoritos

\$54.00

UNIDAD: 100M
 PHELPS DODGE

Disponibles
 Despacho a domicilio

Disponibles
 Retiro en tienda

INFORMACIÓN DEL PRODUCTO

- TEMPERATURA MÁXIMA DE OPERACION DE 90°C EN AMBIENTES SECOS O HUMEDOS 75°C EN AMBIENTES MOJADOS
- CUMPLE NORMA UL83 UL1581 ASTM B3 B8 B787
- DISEÑADO PARA OPERAR A UN VOLTAJE MÁXIMO DE 600 V
- LA CUBIERTA DE NYLON BRINDA PROTECCION MECÁNICA Y RESISTENCIA A LOS DERIVADOS DEL PETROLEO AGENTES QUIMICOS Y ACEITES

¿NECESAMOS AYUDA?


articulo.mercadolibre.com.mx/MLM-1411805570-cable-fotovoltaico-calibre-8-rojo-o-negro-100mts-soalar_JM#position=12&search_layout=grid&type=item&tra...

Gmail YouTube Maps Traducir

También puede interesarte: cable uso rudo 3x12 - cable uso rudo 2x12

Volver al listado | Construcción > Componentes Eléctricos > Cables y Accesorios > Cables Eléctricos

Compartir | Vender uno igual



Nuevo

Cable Fotovoltaico Calibre 8 Rojo O Negro 100mts Soalar

\$ 4,699
 en 12x \$ 391^{ms} sin interés
 IVA incluido

Ver los medios de pago

Envío gratis a todo el país
 Conoce los tiempos y las formas de envío.
 Calcular cuándo llega

Devolución gratis
 Tienes 30 días desde que lo recibes.
 Conocer más

COLOR: NEGRO

vidri.com.sv/producto/2664/Cable-eléctrico-thhn-8-negro.html


Gmail YouTube Maps Traducir

VIDRI Departamentos Buscar término

Retirar en Constitución Mi cuenta Carrito

Envíos a domicilio Retira en tienda en solo 2 Hrs. Rastrear mi pedido 10% Primera compra en línea*

Inicio / Iluminación, eléctrico y ventilación / Eléctrico / Extensiones, alambres, cables y tubería eléctrica / Cable eléctrico thw-thhn



Cable eléctrico thhn 8 negro PHELPS DODGE

SKU#2664

\$ 1.48 / MTS

Opciones de entrega para: Constitución

Retiro en tienda 2HRS	<input checked="" type="checkbox"/>
Envío a domicilio (Express) Siguiendo día hábil LUN - VIE	<input checked="" type="checkbox"/>
Envío a domicilio (Estandar) 3 - 5 días hábiles	<input checked="" type="checkbox"/>


vidri.com.sv/producto/2666/Cable-electrico-thhn-4-negro.html

Gmail YouTube Maps Traducir

Vidri Departamentos Retirar en Constitución Mi cuenta Carrito

Envíos a domicilio Retira en tienda en solo 2 Hrs. Rastrear mi pedido 10% Primera compra en línea*

Inicio / Iluminación, eléctrico y ventilación / Eléctrico / Extensiones, alambres, cables y tubería eléctrica / Cable eléctrico thw-thhn



**Cable electrico thhn 4 negro
PHELPS DODGE**

SKU#2666

\$ 3.80 / MTS

Opciones de entrega para: Constitución

- Retiro en tienda 2HRS
- Envío a domicilio (Express) Siguiendo día hábil LUN - VIE
- Envío a domicilio (Estandar) 3 - 5 días hábiles

freundferreteria.com/Productos/Detalle/54f6a732-ca3a-4e2d-8bd1-ba8922fcbd95?producto=cincho%20sujetador%20cable%2011%20pulgada%20plastico%20ne...

Gmail YouTube Maps Traducir



**CINCHO SUJETADOR CABLE
11 PULGADA PLASTICO
NEGRO**

CODIGO 3630337 / MODELO 46-310UVBM

UNIDAD: C/U
GARDNER BENDER

Disponible
Despacho a domicilio
Disponible
Retiro en tienda

\$0.13

1

INFORMACIÓN DEL PRODUCTO

- FABRICADO CON UNA SOLA PIEZA
- DISEÑADO PARA ENTORNOS DIFÍCILES QUE REQUIEREN ALTOS NIVELES DE RESISTENCIA A LA TRACCIÓN
- APRIETE FIRMEMENTE SIN ESTIRAR O DESLIZAR
- CONSTRUCCIÓN MOLDEADA POR INYECCION PARA ELIMINAR FALLAS DEBIDO A PIEZAS SUELTA

¿NECESITAS AYUDA?


vidri.com.sv/producto/106324/Tubo-emt-aluminio-3-4-pulg.html

Departamentos

Retirar en Constitución | Mi cuenta | Carrito

Envíos a domicilio | Retira en tienda en solo 2 Hrs. | Rastrear mi pedido | 10% Primera compra en línea*

Inicio / Iluminación, eléctrico y ventilación / Eléctrico / Extensiones, alambres, cables y tubería eléctrica / Tubería conduit / Tubería conduit emt



Tubo emt aluminio 3/4 pulg ALUMICENTRO

SKU#106324

\$ 7.50 / PZA

Opciones de entrega para: Constitución


- Retiro en tienda 2HRS
- Envío a domicilio (Express) Siguiendo día hábil LUN - VIE
- Envío a domicilio (Estandar) 3 - 5 días hábiles

● **Protecciones**

articulo.mercadolibre.com.mx/MLM-1338040510-fusible-dc-1000v-20a-para-instalacion-de-paneles-solares-JM#position=14&search_layout=grid&type=item&tr...

YouTube | Maps | Traducir

Volver al listado | Construcción > Componentes Eléctricos > Fusibles Compartir | Vender uno igual



Fusible 20A

Nuevo | 1 vendido

Fusible Dc 1000v 20a. Para Instalación De Paneles Solares

\$ 155

12x sin tarjeta
Activa Mercado Crédito ahora y paga en mensualidades fijas
[Activa ahora](#)

o en 12x \$ 15,74 con tarjetas de crédito IVA incluido
[Ver los medios de pago](#)

Envío a todo el país
Conoce los tiempos y las formas de envío.
[Calcular cuándo llega](#)

Devolución gratis
Tienes 30 días desde que lo recibes.
[Conocer más](#)

one-elec.com/es/lv438593-interruptor-automatiko-compact-nsx100f-tmd-20-a-2-polos-2d-lv438593-schneider.html

Entrega rápida Satisfecho o reembolsado por 14 días Pago seguro world@one-elec.com +33 2 30 96 07 23

One-Elec Buscar en toda la tienda... **Buscar** ES

Inicio | Interruptor automático Compact NSX100F - TMD - 20 A - 2 polos 2d - LV438593



LV438593 - SCHNEIDER

Interruptor automático Compact NSX100F - TMD - 20 A - 2 polos 2d - LV438593

1 **Añadir al carrito**

198,98 € Impuestos incl. **165,82 € Impuestos NO Incl**

Proceso de aprovisionamiento. 4/8 semanas

Need help?

freundferreteria.com/Productos/Detalle/d2c938ed-00a3-41ac-8584-5db9f43ec24c?idCategoria=fa77023f-4594-4d9d-9576-e322a7d80aff&producto=switch%20te...

SWITCH TERMICO BL 20
AMP 2 POLOS
CODIGO 42630130 / MODELO B220

Agregar a favoritos

\$14.50

UNIDAD: CU
SIEMENS

Este producto no está disponible en la tienda seleccionada
[Ver disponibilidad en tiendas](#)

INFORMACIÓN DEL PRODUCTO

- FUNCIÓNES DE DISPARO INSTANTANEO Y DE LARGA DURACION
- MONTAJE EN TABLERO DE ATORNILLAR 120-240 V 10 KA

ADVERTENCIA DE SEGURIDAD

PARA LA UTILIZACION DE ESTE PRODUCTO SIGA LAS RECOMENDACIONES DE SEGURIDAD DEL FABRICANTE INCLUIDAS EN LA ETIQUETA O MANUAL DE USO

NECESITAS AYUDA?

asomafebo.com/producto/shlx-pv1-1-1000vdc-caja-de-combinación-1-entrada-1-salida-1000v-con-descargador-de-sobretensiones-de-cc-tipo-ii-seccionador-y-f...

asoma febo Inicio Productos Contacto Tienda

Inicio / Accesorios / Elementos de Protección / SHLX-PV1/1 1000VDC Caja de combinación 1 entrada 1 salida 1000V con descargador de sobretensiones de CC Tipo II. Seccionador y fusibles



SHLX-PV1/1 1000VDC Caja de combinación 1 entrada 1 salida 1000V con descargador de sobretensiones de CC Tipo II, Seccionador y fusibles

\$298.90

Disponible para reserva

1 **Añadir al carrito**

Categorías del producto

Elementos de Protec... ▾

- GROWATT inversores/reguladores/acc.
- JINKO paneles solares
- AMERISOLAR paneles solares
- LEOCH baterías plomo-ácido VRLA
- SMA inversores/accesorios
- SUNTREE elementos de protección
- PYLONTECH baterías de ion-litio

← → ↻ No seguro | 2bgreen.com.mx/Webpages/Productos/Componentes/Proteccion/SUP2H-PV-800VCD.html

Gmail YouTube Maps Traducir

INICIO EMPRESA PRODUCTOS SERVICIOS CAPACITACIÓN SOPORTE CONTACTO

Productos - Protección - Supresor de Picos DC 800VDC [Volver a Lista Anterior](#)



SUPRESOR DE PICOS DC FOTOVOLTAÍCO 800 Vdc

Modelo: SUP2-PV-800VCD
Marca: Suntree

- Este es un supresor de voltaje que da protección contra sobre tensiones para uso en sistemas fotovoltaicos en el circuito de corriente continua.
- Voltaje Nominal : 800 Vcd (2 Modulos)
- Corriente Nominal: 20 kA
- Corriente Máxima: 40 kA
- 2 polos
- Voltaje Pico: 3.0 kV
- Montaje sobre Riel DIN


Precio por unidad:
\$1,020.00

← → ↻ cidepsa.com.mx/producto/supr-320-3fa-total-ground-supresor-de-pico-clase-c-con-voltaje-de-operacion-127-220-vca-3-fases-320-ka/

Gmail YouTube Maps Traducir

TECNO SEGURIDAD CIDEP CONTROL DE ACCESO VIDEOVIGILANCIA AUTOMATIZACIÓN E INTRUSIÓN ENERGÍA NOSOTROS

LINEAS EXCLUSIVAS: BARRERAS VEHICULARES TORNIQUETES DE ACCESO TERMO VISIÓN 55 7096-4656 55 5554-4975



SUPR-320-3FA – TOTAL GROUND – Supresor de Pico Clase C con Voltaje de Operación 127/220 Vca, 3 Fases, 320 KA.

\$1,572,00

Supresor de Pico Clase C con Voltaje de Operación 127/220 Vca, 3 Fases, 320 KA.

← → ↻ asomafebo.com/producto/shlx-pv4-1-500vdc-caja-de-combinacion-4-entradas-1-salida-550v-con-descargador-de-sobretensiones-de-cc-tipo-ii-seccionador-y-fusibles

Gmail YouTube Maps Traducir

asoma rebo Inicio Productos Contacto Tienda

Inicio / Accesorios / Elementos de Protección / SHLX-PV4/1 500VDC Caja de combinación 4 entradas 1 salida 550V con descargador de sobretensiones de CC Tipo II, Seccionador y fusibles



SHLX-PV4/1 500VDC Caja de combinación 4 entradas 1 salida 550V con descargador de sobretensiones de CC Tipo II, Seccionador y fusibles

\$338.40

1 [Añadir al carrito](#)

Categorías del producto

Elementos de Protec...*

- GROWATT inversores/reguladores/acc.
- JINKO paneles solares
- AMERISOLAR paneles solares
- LEOCH baterías plomo-ácido VRLA
- SMA inversores/accesorios
- SUNTREE elementos de protección

Anexo P: Procedimiento general para la conexión de un UPR

