

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

*Trabajo de titulación previo
a la obtención del título de
Ingeniero Eléctrico*

**PROYECTO TÉCNICO CON ENFOQUE INVESTIGATIVO:
“ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED, ESTUDIO
DE CASO GRANDES SUPERFICIES COMERCIALES”**

AUTORES:

IVÁN MARTÍN BERMEO TENESACA
LUCAS EDUARDO MATUTE VÁZQUEZ

TUTOR:

ING. EDGAR ANTONIO BARRAGÁN ESCANDÓN, Ph D.

CUENCA - ECUADOR

2020

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, Iván Martín Bermeo Tenesaca con documento de identificación N° 0301961777 y Lucas Eduardo Matute Vázquez con documento de identificación N° 0107479321, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del trabajo de titulación: **“ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED, ESTUDIO DE CASO GRANDES SUPERFICIES COMERCIALES”**, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: *Ingeniero Eléctrico* en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores nos reservamos los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hacemos entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, diciembre del 2020



Iván Martín Bermeo Tenesaca
C.I. 0301961777



Lucas Eduardo Matute Vázquez
C.I. 0107479321

CERTIFICACIÓN

Yo, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: **“ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED, ESTUDIO DE CASO GRANDES SUPERFICIES COMERCIALES”**, realizado por Iván Martín Bermeo Tenesaca y Lucas Eduardo Matute Vázquez, obteniendo el *Proyecto Técnico con enfoque investigativo*, que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, diciembre del 2020

A handwritten signature in blue ink, consisting of several overlapping, fluid strokes that form a stylized, elongated shape.

Ing. Antonio Barragán Escandón, Ph D.

C.I. 0102516457

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Nosotros, Iván Martín Bermeo Tenesaca con documento de identificación N° 0301961777 y Lucas Eduardo Matute Vázquez con documento de identificación N° 0107479321, autores del trabajo de titulación: **“ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED, ESTUDIO DE CASO GRANDES SUPERFICIES COMERCIALES”** certificamos que el total contenido del *Proyecto Técnico con enfoque investigativo*, es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, diciembre del 2020



Iván Martín Bermeo Tenesaca
C.I. 0301961777



Lucas Eduardo Matute Vázquez
C.I. 0107479321

AGRADECIMIENTOS

A quienes formaron parte de este proyecto, tutor, profesores auxiliares y todos quienes creen en la sostenibilidad de un mundo mejor. Que esta investigación sea un grano de arena a las futuras generaciones para lograr la visibilidad y viabilidad de las energías renovables en el país.

Iván Martín Bermeo Tenesaca

A todos los que me apoyaron.

Lucas Eduardo Matute Vázquez

DEDICATORIAS

A mis padres por apoyarme en los momentos más complicados creyendo en mi cuando ni yo podía, gracias por todo, este título es tanto mío como suyo. También a mi abuela, siempre estuvo ahí, y espero logre ver su legado con el inicio de la segunda generación de profesionales en la familia. Y por último a mis acompañantes de noche eternos, Fito y Manicho.

Iván Martín Bermeo Tenesaca

A mi madre Cecilia y a mis hermanas (Carla y Mariela).

Lucas Eduardo Matute Vázquez

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	I
DEDICATORIAS	II
ÍNDICE GENERAL	III
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
RESUMEN	X
INTRODUCCIÓN.....	XI
PROBLEMA DE ESTUDIO	XII
DELIMITACIÓN.....	XIII
UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	XIV
JUSTIFICACIÓN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVI
OBJETIVO GENERAL.....	XVI
OBJETIVO ESPECIFICO.....	XVI
CAPÍTULO 1: ESTADO DEL ARTE Y FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	1
1.1 Ventajas de aplicación de la energía solar fotovoltaica	1
1.2 Sistemas fotovoltaicos a gran escala.....	2
1.3 Energía solar fotovoltaica integrada en edificios.....	2
1.4 Integración arquitectónica.....	2
1.4.1 Instalaciones no integradas.....	3
1.4.2 Instalaciones parcialmente integradas	3
1.4.3 Instalaciones integradas	3
1.5 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red.....	3
1.6 Intensidades y tensiones de un arreglo fotovoltaico	4
1.7 Variaciones de la energía generada.....	4
1.7.1 Sombreados	5
1.7.2 Irradiancia.....	5
1.7.3 Temperatura de los módulos	5
1.8 Configuración de los inversores en las plantas solares.....	5
1.8.1 Arreglo fotovoltaico con un solo inversor.....	5
1.8.2 Arreglo fotovoltaico con un inversor por cadena	6
1.8.3 Arreglo fotovoltaico con varios inversores	7
1.9 Tipos de cables.....	7

1.9.1	Cables solares	7
1.9.2	Cables no solares	8
1.10	Conexión a tierra.....	8
1.11	Rendimiento del sistema	8
1.12	Selección del inversor a ser utilizado	8
1.13	Trabajos previos.....	9
1.14	Normativas aplicables al diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a la red 12	
1.14.1	Normativas Europeas.....	12
1.14.2	Normativas Norteamericanas	15
1.14.3	Normativas Locales	17
CAPÍTULO 2: DESARROLLO		19
2.1	Topología eléctrica del centro comercial “La Playa”	19
2.2	Cuarto de Transformación	20
2.3	Distribución eléctrica.....	21
2.4	Determinación de la demanda.....	23
2.4.1	Fluke 1735.....	23
2.4.2	Demanda energética	25
2.5	Evaluación del potencial energético del sector y edificación.....	31
2.5.1	Atlas solar del Ecuador.....	31
2.5.2	Base de datos de la NASA.....	32
2.5.3	Software Solarius PV	32
2.6	Área disponible – techumbre	34
2.7	Levantamiento 3D de la Instalación	37
2.8	Diseño de una planta solar trifásica de 60kW.....	40
2.8.1	Cálculo del número de paneles fotovoltaicos	40
2.8.2	Cálculo de horas solar pico H.S.P.	41
2.8.3	Orientación paneles fotovoltaicos	42
2.8.4	Configuración de la planta solar.....	43
2.8.5	Configuración subsistemas fotovoltaicos	46
2.8.6	Estructuras de Soporte de los paneles.....	50
2.8.7	Cálculo para los conductores	51
2.8.8	Cálculo para las protecciones	57
2.9	Simulación en software.....	65
2.9.1	Ajuste y selección de localidad	65

2.9.2	Integración arquitectónica en Solarius PV	66
2.9.3	Acople de subcampos fotovoltaicos	67
2.9.4	Configuración de los inversores	69
2.9.5	Simulación de los conductores en CC y CA dimensionados.....	70
2.9.6	Tramos de cadenas a cuadros de campo	71
2.9.7	Configuración de las protecciones en CC y CA	75
2.9.8	Integración arquitectónica simulada con la planta solar en cubierta	77
2.9.9	Demanda vs Producción	79
2.10	Memoria técnica regulación ARCONEL: 003-18	82
a)	Diagrama unifilar	82
b)	Especificaciones generales del equipamiento	83
c)	Esquema de conexión a la red de distribución de medio o bajo voltaje	83
d)	Modo de conexión	83
e)	Estudio del sistema de protecciones y equipo de seccionamiento	83
f)	Número y potencia de los paneles fotovoltaicos	83
g)	Potencia total instalada del sistema fotovoltaico	83
h)	Estimación de la producción energética mensual y anual del proyecto	83
i)	Características de los inversores	84
j)	Las características del punto de entrega y medición.....	84
k)	Punto propuesto para la conexión	84
l)	Condiciones de puesta a tierra	84
m)	Factor de planta	84
2.11	GHG y TOE salvado.....	85
a)	Datos generales	85
b)	Emisiones de gases de efecto invernadero evitadas.....	85
c)	TOE salvado	86
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS FINANCIERO.....		87
3.1	Costo Materiales e instalación de la planta fotovoltaica.....	87
3.2	Facturación mensual de la instalación	89
3.3	Metodología para la evaluación financiera	96
CAPÍTULO 4: DISCUSIÓN DE RESULTADOS		102
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		107
5.1	Conclusiones	107
5.2	Recomendaciones	108
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		110

ANEXOS.....	117
ANEXO 1 – Plano ejecutivo.....	117
ANEXO 2 – Estructura	118
ANEXO 3 – Distancias del recorrido de cables	119
ANEXO 4 – Cuadro concentrador en CC.....	120
ANEXO 5 – Cuadro.....	121
ANEXO 6 – Diagrama CPI	122
ANEXO 7 – Diagrama unifilar general	123
ANEXO 8 – Diagrama unifilar arreglo 13x4.....	124
ANEXO 9 – Especificaciones de los equipos.....	125
ANEXO 10 – Cableado	126
ANEXO 11 – Ductos	127
ANEXO 12 – Diagrama unifilar de conexión a la red.....	128
ANEXO 13 – Modo de conexión	129
ANEXO 14 – Datasheet: Paneles fotovoltaicos	130
ANEXO 15 – Datasheet: Inversor	131
ANEXO 16 – Inversores.....	132
ANEXO 17 – Diagrama del sistema de medida	132

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 Composición genérica de un sistema fotovoltaico conectado a la red.	4
Figura 1-2 Arreglo fotovoltaico con un solo inversor.	6
Figura 1-3 Arreglo fotovoltaico con un inversor por cadena.	6
Figura 1-4 Arreglo fotovoltaico con varios inversores.	7
Figura 1-5 Normativas estudiadas para el diseño de la planta solar.....	12
Figura 1-6 Normativas ITC-BT08-18-40.....	13
Figura 1-7 Normativas UNE-EN.....	14
Figura 1-8 Normativas Norteamericanas.	17
Figura 1-9 Normativas y Leyes Locales.....	18
Figura 2-1 Distribución, poste y transformador.	20
Figura 2-2 Ubicación del cuarto de transformación “La Playa Store”.	20
Figura 2-3 Componentes dentro del cuarto de transformación.	21
Figura 2-4 Diagrama unifilar.....	22
Figura 2-5 Registrador trifásico de calidad eléctrica Fluke 1735.....	24
Figura 2-6 Lugar de conexión de cada sonda.	24
Figura 2-7 Datos medidos de tensión y corriente del sistema trifásico (interfaz de la energía medida).....	25
Figura 2-8 Potencia Activa (W).	26
Figura 2-9 Promedio Potencia Activa (W). Muestras tomadas durante 7 días.	27
Figura 2-10 Potencia Reactiva (Var).....	28
Figura 2-11 Promedio Potencia Reactiva (Var). Muestras tomadas durante 7 días.	28
Figura 2-12 Potencia Aparente (VA).	29
Figura 2-13 Promedio Potencia Aparente (VA). Muestras tomadas durante 7 días.....	30
Figura 2-14 Factor de potencia del sistema (Promedio horario durante una semana).	30
Figura 2-15 Radiación global provincia del Cañar según atlas solar para generación eléctrica .	31
Figura 2-16 Radiación global de la provincia del Cañar según la NASA.	32
Figura 2-17 Radiación global provincia del Cañar según Solarius PV.	33
Figura 2-18 Comparación de la radiación global en la provincia del Cañar entre Atlas Solar, NASA y Solarius Pv.....	34
Figura 2-19 Techumbre del centro comercial.	35
Figura 2-20 Forma de la techumbre del centro comercial.....	35
Figura 2-21 Lámina de policarbonato de la 1ra Planta Alta.....	36
Figura 2-22 Vista interior de una lámina de policarbonato de la 2da Planta Alta.....	36
Figura 2-23 Vista lateral izquierda centro comercial.	37
Figura 2-24 Vista panorámica (techumbre).....	37
Figura 2-25 Vista frontal y posterior de la instalación.	38
Figura 2-26 Vista lateral izquierda y derecha de la instalación.....	38
Figura 2-27 Vista frontal de la instalación.	38
Figura 2-28 Vista Lateral izquierda de la instalación.....	39
Figura 2-29 Vista posterior de la instalación.....	39
Figura 2-30 Vista superior de la instalación.....	40
Figura 2-31 Dimensiones del panel fotovoltaico Jinko Solar - JKM400M-72H-V de 400W.....	41
Figura 2-32 Inversor Fronius SYMO 20.0-3-M.	43
Figura 2-33 Instalación de inversores.	44
Figura 2-34 Arreglo en función de cada salida del inversor.	45

Figura 2-35 Arreglos de los paneles solares.....	50
Figura 2-36 Vista Frontal y Lateral de la estructura.	50
Figura 2-37 Conexión del varistor en el circuito del cuadro de campo.....	61
Figura 2-38 Irradiación solar en Azogues- Ecuador.	65
Figura 2-39 Sombreado según la ubicación.	66
Figura 2-40 Edificación exportada a Solarius PV.....	67
Figura 2-41 Selección de la estructura fija y coplanar a la techumbre.....	67
Figura 2-42 Selección de la estructura fija y coplanar a la techumbre.....	68
Figura 2-43 Selección del primer arreglo de módulos (resaltado en azul claro).....	69
Figura 2-44 Selección del inversor para el primer arreglo.....	69
Figura 2-45 Configuración de ramales en serie y paralelo según cada MPPT del inversor.....	69
Figura 2-46 A la izquierda la configuración del MPTT1 del inversor 1 y a la derecha la configuración del MPPT2.	70
Figura 2-47 Dimensionamiento del conductor para los cuadros de campo fotovoltaicos.....	71
Figura 2-48 Dimensionamiento del conductor para el cuadro de campo 1.	71
Figura 2-49 Dimensionamiento del conductor para el cuadro de campo 2.....	72
Figura 2-50 Dimensionamiento del conductor para el cuadro de campo 3.....	72
Figura 2-51 Dimensionamiento del conductor para el cuadro de campo 4.....	73
Figura 2-52 Dimensionamiento del conductor para el cuadro de campo 5.....	73
Figura 2-53 Dimensionamiento del conductor para el cuadro de campo 6.....	74
Figura 2-54 Dimensionamiento del conductor para los tres inversores.	74
Figura 2-55 Caída de tensión del cuadro fotovoltaico.	75
Figura 2-56 Protecciones de salida y entrada del cuadro general.	76
Figura 2-57 Protecciones de salida y entrada del cuadro fotovoltaico.....	76
Figura 2-58 Protecciones de salida y entrada del cuadro de campo.....	77
Figura 2-59 Vista lateral con los paneles instalados (Av. Aurelio Jaramillo).....	77
Figura 2-60 Vista aérea con los paneles instalados.....	78
Figura 2-61 Vista frontal con los paneles instalados (Av. Andrés F. Córdova).....	78
Figura 2-62 Vista posterior con los paneles instalados (Av.16 de abril).....	79
Figura 2-63 Producción mensual de la planta fotovoltaica.	79
Figura 2-64 Energía factura mensual en el año 2019.....	80
Figura 2-65 Valores netos de energía mensual con planta solar en funcionamiento.	80
Figura 2-66 Reducción anual de demanda en la instalación por efecto de la planta solar.	81
Figura 2-67 Reducción mes junio de demanda en la instalación por efecto de la planta solar. ..	82
Figura 2-68 Reducción mes noviembre de demanda en la instalación por efecto de la planta solar.....	82
Figura 2-69 Potencia instalada.	83
Figura 2-70 Generación anual.....	84
Figura 2-71 Datos generales del sistema de generación fotovoltaica.....	85
Figura 2-72 Gases de efecto invernadero evitadas.....	85
Figura 2-73 Vista posterior con los paneles solares (Av.16 de abril).	86
Figura 3-1 Costo anual del servicio de energía eléctrica facturado.....	91
Figura 3-2 Grafica del Flujo de caja acumulado.	97
Figura 3-3 Parámetros de rentabilidad.	98
Figura 3-4 Valores del Valor Actual Neto (VAN).....	99
Figura 3-5 Valores de la Tasa Interna de Retorno (TIR).	101
Figura 3-6 Resumen del análisis financiero.	101

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1 Características: Lado CC inversores	8
Tabla 1-2 Características: Lado CA inversores.....	9
Tabla 1-3 Trabajos previos.....	10
Tabla 2-1 Potencia consumida en Iluminación.....	23
Tabla 2-2 Numero de tomacorrientes.....	23
Tabla 2-3 Valores permitidos para variaciones de tensión.....	25
Tabla 2-4 Valores tomados del mes con más consumo del año (diciembre).....	26
Tabla 2-5 Valores tomados del mes con más consumo del año (diciembre).....	27
Tabla 2-6 Valores tomados del mes con más consumo del año (diciembre).....	29
Tabla 2-7 Promedio total del factor de potencia.....	31
Tabla 2-8 Área construcción centro comercial.....	35
Tabla 2-9 Distancia de tramos en conductores de CC.....	52
Tabla 2-10 Distancia de tramos en corriente alterna.....	53
Tabla 2-11 Calibre y caída de tensión.....	54
Tabla 2-12 Fórmulas para el dimensionamiento de conductores en CA.....	55
Tabla 2-13 Calibres de los tramos.....	56
Tabla 2-14 Valores del fusible.....	59
Tabla 2-15 Valores del interruptor termomagnético.....	59
Tabla 2-16 Valores del Varistor.....	60
Tabla 2-17 Coeficiente de sombreado según irradiación anual sobre plano horizontal.....	66
Tabla 2-18 Posicionamiento e irradiación.....	68
Tabla 2-19 Posicionamiento e irradiación.....	68
Tabla 2-20 Comparación entre datos calculados y simulados.....	70
Tabla 3-1 Costo de los componentes e instalación de la planta fotovoltaica.....	88
Tabla 3-2 Valores del pliego tarifario para la locación en estudio.....	89
Tabla 3-3 Desglose facturas Enero- diciembre 2019.....	90
Tabla 3-4 Valor mensual facturado en tarifa de 8:00 a 22:00 del año 2019.....	92
Tabla 3-5 Valor mensual facturado en tarifa de 22:00 a 8:00 del año 2019.....	92
Tabla 3-6 Costo de servicio potencia contratada kW de la instalación año 2019.....	93
Tabla 3-7 Costo anual de energía eléctrica con tarifa 8:00 a 22:00 con SFVR (Sistema fotovoltaico a la red).....	93
Tabla 3-8 Comparativa del consumo de la instalación sin SFVR contra la instalación con SFVR.....	95
Tabla 3-9 Ahorro porcentual mensual sin SFVR vs con SFVR.....	96
Tabla 3-10 Valores del Flujo de caja acumulado.....	97
Tabla 3-11 Valores del Valor Actual Neto (VAN).....	99
Tabla 3-12 Valores de la Tasa Interna de Retorno (TIR).....	100
Tabla 4-1 Comparativa de trabajos similares en el Ecuador.....	106

RESUMEN

El presente proyecto se planteó en base a la necesidad de aprovechar la energía solar, ya que el uso de las energías renovables en el Ecuador ha sido escaso. Además de analizar la factibilidad de aplicar estas nuevas tecnologías en grandes áreas comerciales, siendo el caso de estudio “La Playa Store”, ubicada en la ciudad de Azogues, esta edificación cuenta con una gran área de techumbre y una curva de demanda particular siendo semi plana en horarios diurnos. De esta manera se pretende que la edificación inyecte excedentes de energía a la red o que presente una reducción significativa en las facturas por consumo eléctrico de cada mes haciendo de autoabastecimiento.

Hay varios factores que pueden ser las causas de no aprovechar este tipo de tecnologías dentro del país, entre ellos se destaca falta de información, altos costos de inversión, mano de obra no calificada, falta de incentivos gubernamentales para generación energética a partir de fuentes no convencionales o subsidios al suministro de energía eléctrica por parte del Estado. La regulación *ARCONEL – 003/18* denominada “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica” marca una pauta estableciendo los requisitos para desarrollo, implementación y participación de sistemas de micro generación fotovoltaica hasta 100 *kW* de capacidad instalada. Estos sistemas deberán operar con sincronismo en la red, su producción energética debe ser en las propias instalaciones y aportar excedentes a la red de distribución si existiese el caso.

Según la *UNE – EN 50160* denominada “Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución” se realizó mediciones durante una semana para determinar la demanda energética del centro comercial y compararlas con las facturas emitidas en cada mes. Además, según la normativa *ARCONEL – 003/18* se podrá realizar la construcción de la planta solar debido a que el sistema tendrá 156 paneles teniendo una potencia pico instalada de 62,4 *kW*. De esta manera, el sistema solar se encuentra dentro de los parámetros establecidos por la normativa nacional vigente.

Así mismo, se desarrollaron modelos arquitectónicos en 3D debido a que los planos existentes difieren en gran medida con la edificación real, por lo cual fue necesario el replanteo de la edificación para tener un modelo exacto para que la planta solar pueda acoplarse a los requerimientos de la cubierta. Otro punto del modelado de la edificación es observar que la contaminación visual por parte del sistema solar es prácticamente nula, debido a que la instalación presenta una amplia área de construcción y elevada altura.

Finalmente, se desarrolló un análisis económico, para determinar si la planta solar fotovoltaico es viable, conocer el tiempo de retorno de la inversión y desde qué año se presentan ganancias monetarias, debido a que la instalación presente una gran demanda energética.

INTRODUCCIÓN

Actualmente en el Ecuador está en vigencia la regulación 003/18 denominada “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”. En sus apartados condiciona las formas de implementación de consumidores que cuenten con sistemas de generación fotovoltaica hasta 100 kW, siendo su ubicación en tejados o grandes superficies, para los usuarios de las tarifas en bajo o medio voltaje. Mediante una reforma a dicha regulación la capacidad de instalación de potencia nominal incrementó hasta 300 kW, para consumidores residenciales y 500 kW para consumidores comerciales e industriales.

Se eligió como estudio de caso a la implementación en un centro comercial, pues la mayor demanda de electricidad se produce en el día, lo que puede coincidir con la disponibilidad de radiación solar. Asimismo, se espera identificar cuáles son los requisitos para implementar este sistema, no solo bajo los lineamientos de la regulación vigente, sino también en el marco de otras normativas.

En el desarrollo del proyecto se procedió a recopilar información para crear un estado del arte, en base a trabajos previos realizados utilizando integración arquitectónica y sistemas BIPV (Building Integrated Photovoltaics o sistemas de integración fotovoltaica en edificios), además de normativas locales e internacionales para ser utilizadas en el diseño del sistema. La curva de carga del consumidor se obtuvo colocando un medidor de energía durante una semana. Posterior a esto se evaluó el potencial energético de la edificación en base al Atlas Solar para generación eléctrica del Ecuador, datos satelitales de la NASA y el software Meteonorm. En base a estos indicadores, se realiza una comparación de los niveles de radiación en la ciudad de Azogues, correspondiente a la provincia del Cañar donde se encuentra el sitio de estudio.

Una vez obtenidos datos de radiación y la demanda que requiere la edificación, se procede a realizar el diseño del sistema conectado a red, basándose en las normativas planteadas y en la regulación nacional 003/18, contando con la ayuda del software Solarius PV.

PROBLEMA DE ESTUDIO

El uso de energías no convencionales en los últimos años ha ido en aumento debido a diversos factores como la reducción en los costos de los componentes usados en una planta solar fotovoltaica y al desarrollo de nuevas tecnologías más eficientes. Se busca, entre otros efectos, reducir los gases de efecto invernadero y el uso de combustibles fósiles para la generación de energía (Benger et al., 2014). La energía solar ya sea fotovoltaica o térmica, es considerada el punto de partida para la transición de la generación eléctrica desde tecnologías convencionales hacia no convencionales. La energía solar fotovoltaica en el año 2016 representó un 43,8% del total de potencia instalada proveniente de tecnologías no convencionales (Rediske et al., 2019).

La energía solar fotovoltaica en el Ecuador representa un 0,33% de la potencia nominal total. Ecuador posee potencial para aplicaciones de energía solar fotovoltaica, teniendo valores entre $5\,748\text{ Wh/m}^2\text{ día}$, como máximo; $3\,634\text{ Wh/m}^2\text{ día}$ de valor mínimo y $4\,574\text{ Wh/m}^2\text{ día}$ de valor promedio de radiación (García et al., 2019).

La ciudad de Azogues, ubicada en la provincia del Cañar, se encuentra a una altura de $2\,518\text{ msnm}$, posee un nivel de radiación promedio de $4\,500\text{ Wh/m}^2\text{ día}$. Es decir, tiene características idóneas para emplear sistemas fotovoltaicos (Llerena-Pizarro et al., 2019). La regulación *ARCONEL – 003/18* surge como una guía para emplear paneles fotovoltaicos en edificaciones conectados a la red y crear un entorno de generación distribuida. En el Ecuador se tiene poca experiencia en la implementación de estos sistemas a la red (Barragán-Escandón et al., 2018). Por ello, este proyecto busca determinar la factibilidad de incorporar generación fotovoltaica en un centro comercial. Este tipo de edificaciones tiene al menos dos características que merecen ser estudiadas: i) la superficie disponible en la cubierta, ii) las características de la curva de demanda energética.

La energía solar fotovoltaica surge como una alternativa a futuro para establecer un sistema energético global sostenible. Se ha observado una evolución en cuanto a su escala de aplicación, reducción de costos y rendimientos (Sinke, 2019). Bajo condiciones económicas y políticas favorables en el futuro se espera que la generación fotovoltaica urbana propicie el autoabastecimiento. Hay expectativas de un entorno de generación distribuida, que brinde mejoras en la eficiencia energética, dinamice la economía e incremente su potencial debido a la integración arquitectónica en las áreas urbanas (Rediske et al., 2019).

DELIMITACIÓN

Este proyecto está ubicado en el centro-sur del Ecuador, en una de las zonas comerciales de la ciudad de Azogues. Se realiza un estudio de factibilidad técnica y económica de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Se procede al análisis de las condiciones necesarias para implementar este tipo de tecnología bajo normativas nacionales e internacionales. La información del lugar de estudio se observa en la Figura I.



Figura I *Delimitación del proyecto.*

Fuente: *Autores.*

UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La edificación se encuentra en la provincia del Cañar, cantón Azogues, dentro de la ciudad de Azogues (Figura I), capital de la Provincia del Cañar, ubicada en la región sierra. El cantón Azogues limita al norte con las provincias Chimborazo y Morona Santiago, con la provincia del Azuay al sur y al este, con los cantones; Cañar, Déleg y Biblián al oeste como se muestra en la Figura II. Además, sus coordenadas GD (Grados decimales) son: 2,7397° S 78,8486°O (Google Maps, 2020b; INEC, 2010).

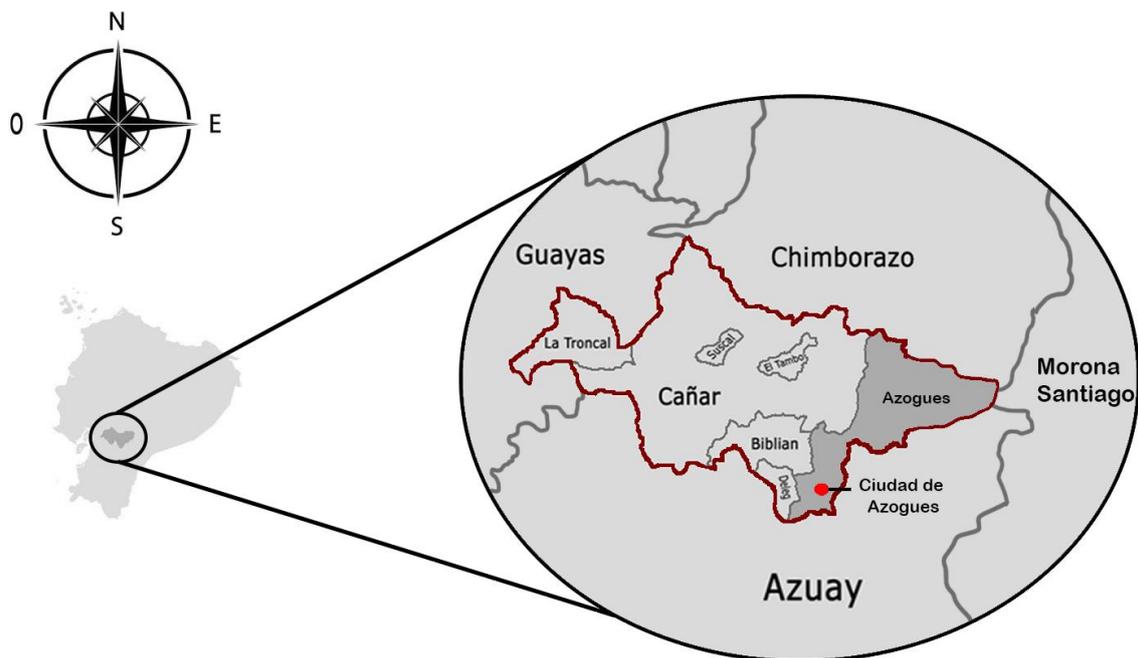


Figura II *Ubicación geográfica del proyecto.*

Fuente: *Autores.*

JUSTIFICACIÓN

La energía solar fotovoltaica surge como una alternativa a futuro para establecer un sistema energético global sostenible. Su uso se ha incrementado y generalizado debido a la reducción de costos y aumento de rendimientos (Sinke, 2019).

Los sistemas fotovoltaicos integrados en edificios (BIPV), tienen el potencial de aliviar el riesgo de corte o escasez de energía eléctrica en las viviendas o comercios. Estos sistemas no requieren una extensión extra de terreno y tienen un mantenimiento relativamente bajo (Eranksi & Mani, 2019).

Un sistema fotovoltaico conectado a la red permite generar energía eléctrica para cubrir las necesidades de la instalación y al producir excedentes estos serán inyectados a la red de distribución desde un punto específico del lugar (Freitas & Dill, 2019). El rendimiento de los sistemas conectados a la red depende de varios factores como son: climatología local, eficiencia del inversor, tipo de panel fotovoltaico, pérdidas de los conductores etc. (Singh et al., 2015).

Este proyecto de titulación estudia diferentes factores que deban considerarse al momento de implementar paneles fotovoltaicos en cubiertas de grandes áreas conectados a la red de distribución. La propuesta se desarrolla aprovechando el área de cubierta del centro comercial “La Playa Store” ubicada en la ciudad de Azogues.

La edificación tiene un área de $4\,043,87\text{ m}^2$ y tiene un alto consumo energético, por ello se considera que es apropiado utilizar alternativas de generación eléctrica no convencionales. A partir del área disponible se buscará cubrir la mayor parte de la techumbre y generar la mayor cantidad de energía.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Evaluar la factibilidad técnica y económica de un sistema de generación fotovoltaico para una superficie comercial ubicada en la ciudad de Azogues.

OBJETIVO ESPECIFICO

- Investigar sobre las normativas relacionadas a generación distribuida y su aplicación en sistemas fotovoltaicos.
- Establecer la demanda del sistema en base al consumo eléctrico semanal de la instalación comercial.
- Evaluar el potencial energético de la edificación.
- Diseñar el sistema fotovoltaico del establecimiento tomando en cuenta los requerimientos de arquitectura e integración a la red.
- Evaluar la factibilidad técnica y económica del sistema propuesto

CAPÍTULO 1: ESTADO DEL ARTE Y FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

Actualmente son visibles los efectos del cambio climático y sus consecuencias, junto con el agotamiento paulatino de los combustibles fósiles (Zhang et al., 2019). Las fuentes de energía fósil constituyen alrededor de un 85% del consumo mundial de energía. Esto en conjunto con el incremento de la población mundial, proyectada a 9000 millones en 2050, conlleva un incremento del consumo energético de 15 *TW* en 2011 a 30 *TW* para ese año. Por estos motivos se busca encontrar fuentes de energía efectivas y sostenibles que permitan superar este problema (G. Lobaccaro et al., 2019). Como resultado de la expansión territorial de los cascos urbanos y el aumento de la demanda energética, gobiernos e instituciones internacionales han fijado objetivos para lograr que las ciudades sean menos contaminantes, promoviendo la eficiencia energética y la aplicación de energías limpias a nivel urbano. La generación de energía fotovoltaica constituye una importante opción dentro de las fuentes energéticas renovables además de ser adaptable a las zonas urbanas (Benger et al., 2014).

En el Ecuador, la matriz de energía primaria históricamente ha sido dominada por la producción petrolera. Bajo este antecedente, las energías renovables como la fotovoltaica y eólica no han presentado un amplio porcentaje de participación de generación eléctrica en la matriz primaria (Ministerio Coordinador Sectores Estragéticos, 2016). Sin embargo, la producción de energía por medio de centrales hidroeléctricas se incrementó en un 72% entre los años 2000 a 2015. Es de notar que la gran central hidroeléctrica aún es considerada como renovable teniendo un alto impacto ambiental en la zona de ejecución. La implementación de energías como fotovoltaica y eólica inició en el año 2007 en Galápagos, con una potencia nominal de 0,02 *MW*. En la actualidad el total de potencia nominal procedente de energía solar en el país es de 26,47 *MW* distribuido en 29 plantas solares. Cabe resaltar que el Ecuador tiene un alto potencial para aplicaciones de energía renovable, una de esas características es el índice de radiación al cual se encuentra expuesto (García et al., 2019; Ministerio Coordinador Sectores Estragéticos, 2016).

1.1 Ventajas de aplicación de la energía solar fotovoltaica

Entre los años 2006 a 2016, en Europa la tasa media de crecimiento anual fue de un 40% para la energía fotovoltaica (FV) y del 12% para la energía solar térmica (TS). En el año 2017 la capacidad fotovoltaica en todo el mundo alcanzó los 98 *GW* instalados (se incluye sistemas conectados y no conectados a red), dando unos 402 *GW* de potencia acumulada, superando la instalación de otros tipos de energía convencional (Gabriele Lobaccaro et al., 2017). Algunas de las causas del éxito de los sistemas fotovoltaicos son: i) tecnologías más asequibles gracias al aumento de la eficiencia y la competitividad de fabricantes, además de reducción del costo de los sistemas, ii) concientización sobre el potencial de los sistemas solares para reducir las emisiones de CO₂, iii) democratización de acceso a la energía, iv) condiciones políticas favorables impulsadas por los incentivos y regulaciones de los gobiernos (G. Lobaccaro et al., 2019; Sinke, 2019).

La implantación de sistemas fotovoltaicos se convierte en pieza fundamental para hacer que los edificios, barrios y ciudades avancen hacia un proceso de transición energética para obtener bajas emisiones de carbono ocasionados por la generación eléctrica convencional (Rediske et al., 2019; Zhang et al., 2019).

1.2 Sistemas fotovoltaicos a gran escala

Las plantas solares a gran escala se encuentran compuestas por cientos o miles de paneles fotovoltaicos con rangos de potencia entre 150 a 350 *W* (Kerekes et al., 2013). En el proceso de diseño de una planta solar fotovoltaica el personal a cargo debe seleccionar varios parámetros, entre los cuáles se encuentran: i) número de módulos fotovoltaicos, ii) inversores, iii) distribución de componentes en el arreglo o cubierta de instalación iv) protecciones, conductores (Muneer et al., 2011; Syafii et al., 2019). Además de todos estos se debe tener presente, que algunos parámetros son contradictorios, como el instalar una cantidad considerable de paneles da lugar a mayor generación de energía, pero a cambio de un costo de instalación elevado, mantenimiento e incremento considerable de todos los componentes que conforman el proyecto (Zini et al., 2011), por ello el diseñador debe tener a cargo el mejor criterio para llevar adelante los proyectos de plantas solares.

1.3 Energía solar fotovoltaica integrada en edificios

A principio de los años 80, las posibilidades técnicas y estéticas de las entonces emergentes tecnologías fotovoltaicas fueron reconocidas por los arquitectos y la industria de la construcción, siendo allí donde se introdujeron las primeras implementaciones de sistemas de integración fotovoltaica en edificios (BIPV del inglés Building Integrated Photovoltaics). Su objetivo fue mejorar la calidad arquitectónica, técnica y la viabilidad económica de los sistemas fotovoltaicos en el entorno construido (Heinstein et al., 2013; Moser et al., 2018).

Para que estos sistemas sean rentables se consideran factores como: temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos, ángulo de instalación, tipos de mantenimientos, entre otros (Azadian & Radzi, 2013). La disminución del rendimiento de los sistemas BIPV se debe a diversos factores como falta de mantenimiento de los paneles o sombreado generado por edificaciones cercanas. Esto podría mejorarse controlando los parámetros de planificación urbana como: las distancias de los edificios, la altura de estos, la geometría de las edificaciones, etc. (Akbari Vakilabadi et al., 2019; Colmenar-Santos et al., 2020).

1.4 Integración arquitectónica

Se pueden diferenciar tres formas de integración arquitectónica existentes para instalaciones fotovoltaicas, siendo estas: i) instalaciones no integradas, ii) instalaciones parcialmente integradas, iii) instalaciones integradas (Azadian & Radzi, 2013; Espinoza et al., 2019).

1.4.1 Instalaciones no integradas

Estas instalaciones son simples módulos implementados en exteriores a nivel de piso, alrededor de una edificación, o simplemente sobre el tejado sin criterios de distribución de espacio, teniendo como objetivo obtener la máxima generación eléctrica respecto a los niveles de irradiación de la localidad. Su forma de instalación no establece relación alguna con alguna parte del edificio (Eranksi & Mani, 2019).

1.4.2 Instalaciones parcialmente integradas

En este tipo de instalaciones los módulos fotovoltaicos son colocados según las necesidades que presente la edificación, siendo las más comunes: instalación sobre tejados, cubiertas, cubiertas coplanares a la superficie de soporte sin sustitución de materiales constructivos que constituyen la cubierta original (Saretta et al., 2019).

1.4.3 Instalaciones integradas

Para este tipo de instalaciones, se necesita trabajar en la cubierta o la envolvente de la edificación pudiendo llegar a tener modificaciones y sean sustituidos parcial o totalmente elementos constructivos por módulos fotovoltaicos con la misma inclinación y funcionalidad que la superficie revestida (Kaan & Reijenga, 2004; Saretta et al., 2019; Zalamea-León & Quesada, 2017).

1.5 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red a nivel mundial representan alrededor del 99% de la capacidad instalada en comparación con los sistemas aislados que almacenan energía por medio de baterías (Vulkan et al., 2018). Los sistemas conectados a la red suelen ser rentables y requieren de menos mantenimiento comparado con los sistemas aislados (Akbari Vakilabadi et al., 2019). Además, la energía generada se inyecta directamente a la red para transmisión, distribución y consumo directo (Aste & Del Pero, 2010).

Estos sistemas han aumentado su potencia drásticamente en los últimos años debido al aumento de interés en fuentes de energía renovables y el crecimiento de la demanda energética mundial (Motan et al., 2018). Es conocido que la producción de energía de estos sistemas es proporcional al nivel de radiación solar al que es expuesto el sistema fotovoltaico en cubierta o lugar de emplazamiento en el cual se encuentra instalado (Al-Sabounchi et al., 2013).

La composición genérica de un sistema fotovoltaico conectado a la red se muestra en la Figura 1-1.

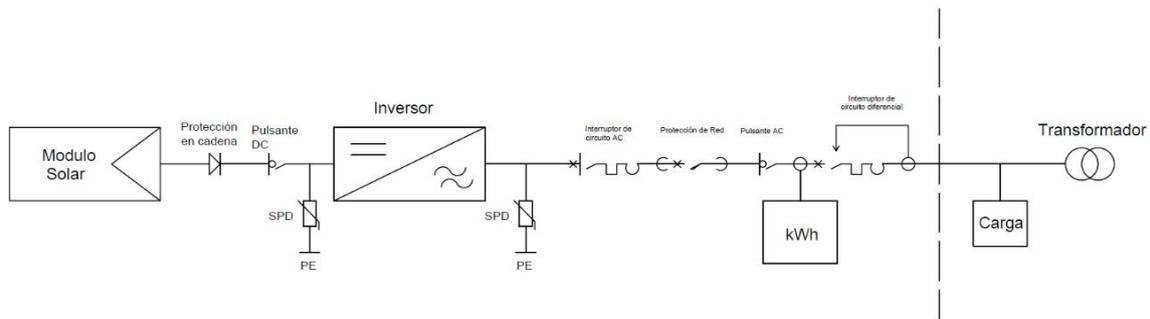


Figura 1-1 *Composición genérica de un sistema fotovoltaico conectado a la red.*

Fuente: *Autores.*

El arreglo fotovoltaico compuesto de módulos en serie y paralelo para generar la potencia adecuada se conecta al inversor por medio de una protección para evitar el flujo de corriente inversa por una columna por consecuencia de un sombreado parcial (Syafii et al., 2019), siendo esta protección un fusible o disyuntor. Los diodos de bloqueo ya no son frecuentemente utilizados por introducir una pérdida de potencia por su caída de tensión (Espinoza et al., 2019; Zini et al., 2011).

Después de las protecciones mencionadas, los interruptores de CC dan al usuario la posibilidad de desconectar el sistema fotovoltaico incluso bajo la irradiación solar, por motivos de mantenimiento o seguridad (Kornelakis & Koutroulis, 2009; Zini et al., 2011). Posterior a ello, se añade el inversor para realizar la conversión de CC a CA (Silva et al., 2018; Zini et al., 2011).

Los dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD) protegen cada inversor de las sobretensiones de entrada y salida resultantes (Chen et al., 2013; Zini et al., 2011). Después del inversor, en el lado de CA, una serie de disyuntores protegen las líneas de CA hasta llegar al punto de distribución a la red (Espinoza et al., 2019; Sharma et al., 2018).

1.6 Intensidades y tensiones de un arreglo fotovoltaico

Dependiendo de cada fabricante, los módulos fotovoltaicos producen una corriente entre 4 a 10 A y un nivel de tensión de 30 a 40 V pudiendo incrementar o disminuir estos rangos (Ravyts et al., 2019). Cuando se trata de configurar un arreglo fotovoltaico, los paneles solares se conectan en serie para formar cadenas, posterior a esto se conectan en paralelo formando un arreglo (Bakhshi-Jafarabadi et al., 2019). Se debe tener en cuenta que el número máximo de paneles dependerá de las características MPTT del inversor (Chen et al., 2013). En base a esto los rangos de tensión de un inversor por lo general de una potencia menor a 10 kW es de 250 a 750 V y por encima de 10 kW, el rango de tensión puede ser de 500 a 900 V (ABB, 2011).

1.7 Variaciones de la energía generada

Dentro de una planta fotovoltaica existen factores que disminuyen la producción de energía eléctrica, siendo los principales: i) sombreados, ii) irradiancia ii) temperatura de los módulos (Silva et al., 2018).

1.7.1 Sombreados

Al instalar un campo fotovoltaico, estos ocupan un área determinada, que dependiendo de la ubicación y si existieran obstáculos (edificios, árboles, montañas, etc.), habría una posibilidad de que existiesen sombras que afectaran la producción, ya que proyectaran directamente sobre el arreglo fotovoltaico (Sharma et al., 2018). (Freitas & Dill, 2019) explica que un panel fotovoltaico, puede pasar de un estado de generación a un estado de autoconsumo por la ausencia de energía solar. Estos cambios provocan que el panel se sobrecaliente, haciendo que disminuya su eficiencia y en algunos casos quemarse. Para evitar estos efectos es necesario la instalación de diodos de bypass que se conecten a las partes que estén bajo sombra, actualmente estos diodos vienen incorporados dentro de los paneles garantizando el funcionamiento del módulo, pero disminuyendo su rendimiento (Ravyts et al. 2019).

1.7.2 Irradiancia

Cuando la irradiancia disminuye, la corriente del módulo disminuye proporcionalmente, mientras que la variación de tensión es mínima. La disminución de energía puede ser generada bajo condiciones climatológicas adversas como nubosidad, por lo tanto la corriente generada en el módulo se reduce por una menor irradiación recibida en el módulo fotovoltaico (Bakhshi-Jafarabadi et al., 2019).

1.7.3 Temperatura de los módulos

En el caso de la influencia de la temperatura en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos, la corriente tiende a mantenerse estable mientras la tensión disminuye, produciendo un bajo rendimiento de los paneles solares (ABB, 2011). Para evitar reducir el rendimiento es recomendable controlar los niveles de temperatura a los cuales funciona el sistema fotovoltaico, manteniendo los paneles con la correcta ventilación acorde al nivel de integración arquitectónica al cual estén sometidos (Gabriele Lobaccaro et al., 2017).

1.8 Configuración de los inversores en las plantas solares

La interconexión de las cadenas de módulos fotovoltaicos, que en sus configuraciones serie y paralelo constituyen el arreglo fotovoltaico y se realizan mediante las siguientes configuraciones en los inversores (Bakhshi-Jafarabadi et al., 2019; Mohammad Noor et al., 2013).

1.8.1 Arreglo fotovoltaico con un solo inversor

Utilizan un solo inversor por cada arreglo fotovoltaico, generalmente aplicados en pequeñas centrales de generación, ya que al usar solo un inversor los costos se reducen, pero con el riesgo de que al presentarse alguna falla la planta completa saldría de operación (Chen et al., 2013). Una de las principales desventajas de este tipo de configuración, es la dificultad de poder ampliar la potencia instalada de la planta si todas las cadenas del arreglo fotovoltaico se conectan a un solo inversor (Sreedevi et al., 2017). Es recomendable en los arreglos fotovoltaicos de hasta 6 kW con conexión monofásica a la red de baja tensión se instala un solo inversor como se muestra en la Figura 1-2 (ABB, 2011).

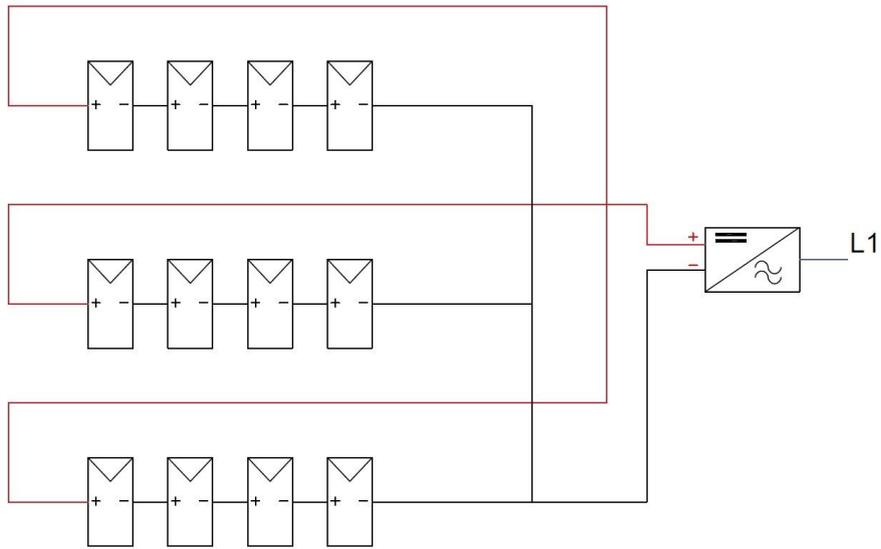


Figura 1-2 Arreglo fotovoltaico con un solo inversor.

Fuente: Autores.

1.8.2 Arreglo fotovoltaico con un inversor por cadena

Cada cadena puede conectarse a un inversor, de esta manera funcionar conforme al punto de máxima potencia de estos dispositivos (Hussin et al., 2012, 2017). Al tener un inversor en cada cadena se disminuye los problemas de acoplamiento entre inversores y módulos fotovoltaicos (Figura 1-3). Una gran desventaja de esta aplicación, es el alto costo de implementación ya que necesita un inversor para cada cadena, haciendo que el precio de la planta solar aumente considerablemente ya que dependería del número de cadenas existentes por arreglo (Chen et al., 2013; Mohammad Noor et al., 2013).

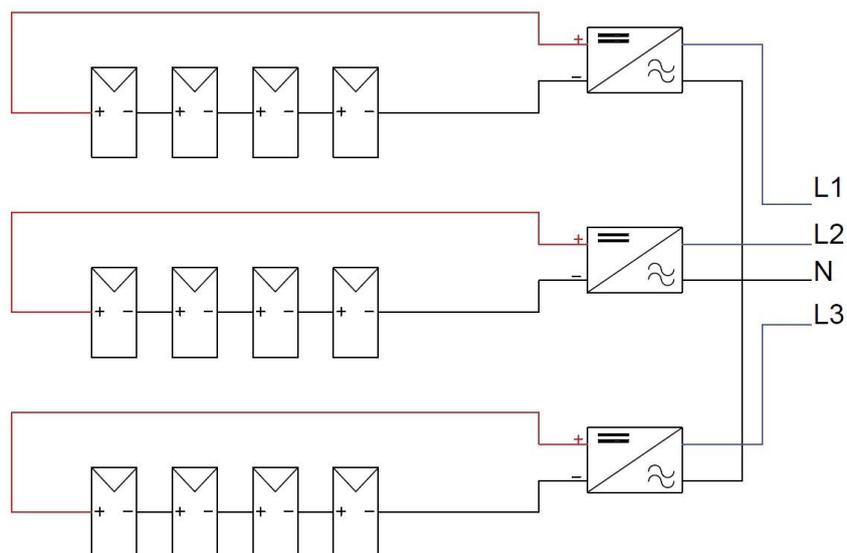


Figura 1-3 Arreglo fotovoltaico con un inversor por cadena.

Fuente: Autores.

1.8.3 Arreglo fotovoltaico con varios inversores

En grandes arreglos fotovoltaicos se procede a dividir la planta generadora en dos o más secciones, cada una de estas posee su propio inversor al cual son conectadas las diferentes cadenas en paralelo, como se muestra en la Figura 1-4 (Bakhshi-Jafarabadi et al., 2019). En el caso de falla en un inversor, el arreglo no verá reducida su producción energética al completo, sino que existirá una reducción de la sección afectada (ABB, 2011; Mohammad Noor et al., 2013). Es aconsejable que cada cadena sea desconectada por separado al realizar mantenimiento, de esta manera la planta solar seguiría operando con capacidad reducida pero no estaría ante una nula producción de energía (Syafii et al., 2019).

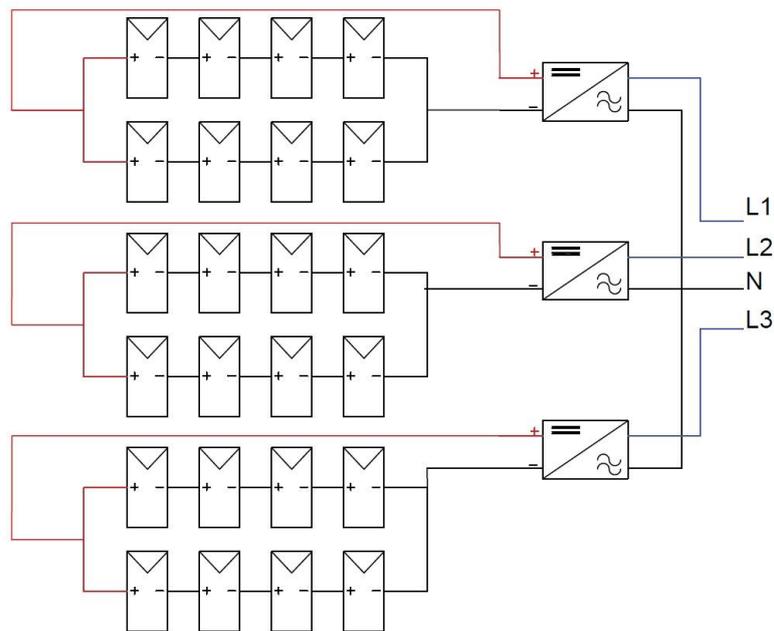


Figura 1-4 Arreglo fotovoltaico con varios inversores.

Fuente: Autores.

1.9 Tipos de cables

En general los conductores de CC de una planta solar deben cumplir con la normativa IEC 60364 – 712, la cual indica que deben tener aislamiento doble o reforzado para disminuir los cortocircuitos y fallas a tierra (ABB, 2011; International Electrotechnical Commission (IEC) Photovoltaic (PV) Systems, 2004). Los cables de CC están clasificados en dos tipos: i) cables solares y ii) cables no solares.

1.9.1 Cables solares

Generalmente son cables con envoltura de goma, aislamiento, con una tensión nominal de 0,6/1 kV, resistencia a exposición ultravioleta (UV) y una temperatura de operación no menor a 90° C (Fellow et al., 2013).

1.9.2 Cables no solares

Si son aplicados dentro de edificaciones, su instalación tendrá que ser sometida a las normativas aplicadas en centrales eléctricas (ABB, 2011). Para su instalación en exteriores deben ser protegidos de la radiación solar, trabajando en un rango de temperatura entre $30^{\circ} C$ a $40^{\circ} C$ (Fellow et al., 2013).

1.10 Conexión a tierra

Un sistema fotovoltaico se considera conectado a tierra, cuando uno de los conductores del circuito en CC (positivo o negativo), está conectado al sistema de puesta a tierra de la instalación (Eugenio et al., 2018). Los módulos fotovoltaicos suelen instalarse en estructuras de acero galvanizado o de aluminio, estas estructuras y cualquier otro componente que pueda ser energizado por el generador fotovoltaico y que debería accederse durante el mantenimiento rutinario, debe ser conectado a una toma de tierra común (Piantoni & Araneo, 2017).

1.11 Rendimiento del sistema

La forma de calcular el rendimiento del sistema (PR) conectado a la red, viene dada por la relación entre la energía producida mensualmente respecto a la producción teórica que tendrá el sistema (Freitas & Dill, 2019). Esta estimación es independiente de la orientación de los paneles solares y de la irradiación solar incidente en la planta. El PR es estimado para un periodo de tiempo que abarca entre un mes o un año (Sreedevi et al., 2017).

1.12 Selección del inversor a ser utilizado

Para la selección de un inversor se toma como referencia la potencia a ser instalada en el arreglo fotovoltaico, la configuración del arreglo en base a la tensión y corriente que este vaya a producir junto con el número de inversores a ser implementados (Chen et al., 2013; Hussin et al., 2017). Por lo general, los inversores poseen un valor de 0,8 a 0,9 de relación entre la potencia inyectada a la red y la potencia nominal del arreglo fotovoltaico (Syafii et al., 2019).

Las principales características para el dimensionado de un inversor, tanto para su lado de corriente continua (CC), como para el lado de corriente alterna (CA), se muestran en la Tablas 1-1 y Tabla 1-2 (ABB, 2011):

Tabla 1-1 Características: Lado CC inversores

Lado corriente continua
Potencia nominal
Potencia máxima
Tensión nominal
Tensión máxima admisible
Variación tensión MPPT en condiciones estándar

Tabla 1-2 Características: Lado CA inversores.

Lado corriente alterna
Potencia máxima para suministrar de manera continua
Potencia nominal para suministrar de manera continua
Intensidad nominal entregada
Intensidad máxima suministrada
Tensión máxima
Eficiencia con carga parcial y carga total de la potencia nominal

Se debe tener en cuenta que el inversor debe ser desconectado tanto en el lado de CC como en el lado de CA, de esta forma al realizar maniobras o mantenimientos, estos quedan aislados, tanto el inversor como la red (Chen et al., 2013).

1.13 Trabajos previos

Se realizó búsquedas bibliográficas en las bases de datos Web of Science, IEEE, Scopus, que abarquen diseños similares al caso de estudio y se muestran en la Tabla 1-3.

Tabla 1-3 Trabajos previos.

Tema de la investigación	Ubicación	Área disponible	Energía esperada anual	Precio del proyecto	Conectado a la red	Vida útil del sistema	Año que se recuperaría la inversión	Referencias
Estudio de viabilidad financiera de la generación de energía eléctrica a partir de paneles solares para puestos de salud en Colombia.	Bogotá - Colombia	150 m ²	2,03 MWh	\$ 5397,65	NO	25 años	Es rentable, debido a que se recuperaría la inversión y se empezaría a tener ganancias a partir del año 1 u 2.	(Ana María Bello Aldana, 2018)
Factibilidad técnica y económica para el aprovechamiento de la radiación solar mediante tecnología fotovoltaica en las instalaciones del crina.	La Libertad - El Salvador	268,52 m ²	64,71 MWh	\$ 199547,67	SI	20 años	No es rentable debido a que se debe considerar un diseño estructural para soportar todo el peso del sistema de generación. Caso contrario sería rentable recuperado la inversión en el año 8.	(Arévalo Cortes, 2019)
Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el centro materno infantil de la universidad de Piura.	Piura - Perú	98 m ²	6968,27 MWh	\$ 18049,31	SI	20 años	No es rentable, ya que se amortizará desde el año 19 de funcionamiento.	(Cornejo, 2013)
Diseño de una instalación fotovoltaica conectada a red de 15MWp en Longreach, Australia.	Longreach - Australia.	500 m ²	43193 MWh	\$ 23250 667,30	SI	25 años	Es rentable, debido a que se recuperaría la inversión y se empezaría a tener ganancias a partir del año 11 u 12.	(Koziy, 2016)
Diseño de una instalación solar fotovoltaica de	Benlloch, Castellón - España	37991 m ²	2013,63 MWh	\$ 1208 317,57	SI	25 años	Es rentable, debido a que se recuperaría la inversión y se	(Sancho, 2018)

1,1MWp conectada a red de media tensión.							empezaría a tener ganancias a partir del año 16.	
Aplicación de la energía solar fotovoltaica interconectada a la red eléctrica. Caso de estudio Thierhaupten – Alemania.	Augsburg - Alemania	530 m ²	75,04 MWh	\$ 142227,87	SI	20 años	Es rentable, debido a que se recuperaría la inversión y se empezaría a tener ganancias a partir del año 6.	(Whiting et al., 2015)
Sistema fotovoltaico conectado a la red para alimentar la división territorial Copextel Cienfuegos.	Cienfuegos - Cuba	170 m ²	212,7 MWh	\$ 516672,77	SI	25 años	Es rentable, debido a que se recuperaría la inversión y se empezaría a tener ganancias a partir del año 10 y 3 meses.	(Domínguez Piloto et al., 2019)
Diseño de un sistema fotovoltaico integrado a la red para el área de estacionamiento de la universidad tecnológica de Salamanca	Salamanca - México	204 m ²	70,78 MWh	\$ 57274,56	SI	30 años	Es rentable, debido a que se recuperaría la inversión y se empezaría a tener ganancias a partir del año 3.	(Ramos & Luna, 2014)
Metodología de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) para uso en luminarias del edificio 3 de la ESIME Zacatenco.	México, D.F - México	748 m ²	204,28 MWh	\$ 145843,83	SI	30 años	Es rentable, debido a que se recuperaría la inversión y se empezaría a tener ganancias a partir del año 11 y 3 meses.	(Loeza Salcedo, Francisco Adrián; Carmona César Ramiro, 2012)
Diseño de un sistema fotovoltaico para alimentar la red eléctrica instalada en área comercial	Ciudad de Guatemala - Guatemala	24,46 m ²	1737,6 MWh	\$ 5500 000	SI	30 años	Es rentable, debido a que se recuperaría la inversión y se empezaría a tener ganancias a partir del año 12 y 1 meses.	(Romillo, 2012)

1.14 Normativas aplicables al diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Los proyectos fotovoltaicos deben cumplir aspectos técnicos y de seguridad que sean basados en estándares aceptados a nivel global, siendo un requisito para su conexión a la red pública (Asociación Española de Normalización y Certificación, 2002). A continuación, se muestra en la Figura 1-5 las principales normativas usadas en este proyecto, teniendo en primer lugar las normativas europeas, luego las normativas americanas y finalmente las normativas locales.

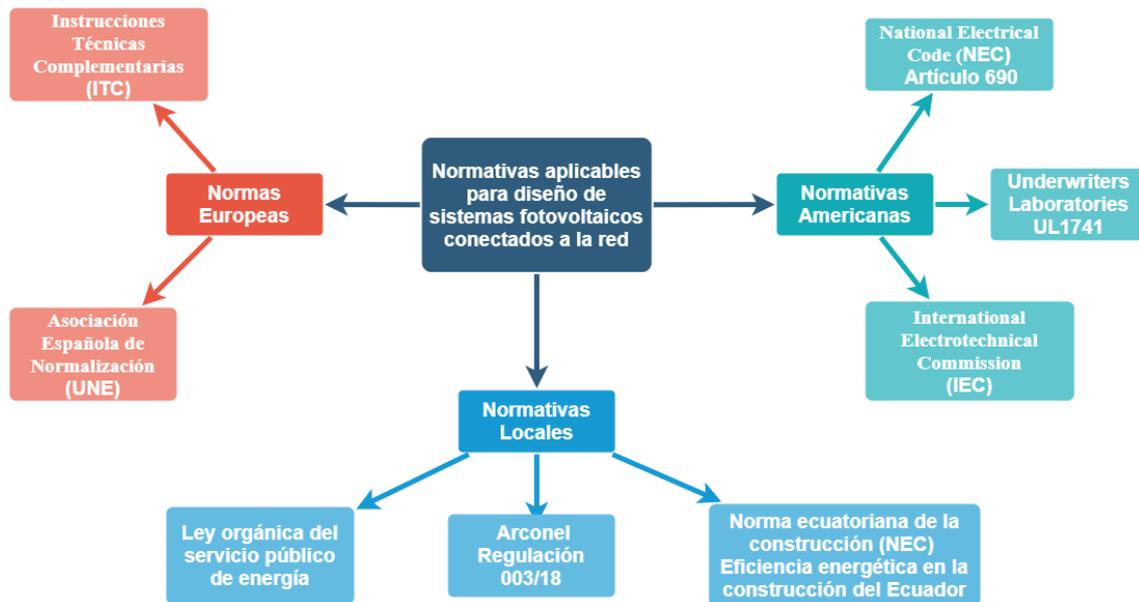


Figura 1-5 Normativas estudiadas para el diseño de la planta solar.

Fuente: Autores.

1.14.1 Normativas Europeas

1.14.1.1 Normativas ITC (Instrucciones Técnicas Complementarias)

El Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) está distribuido en 52 instrucciones técnicas complementarias (Asociación Española de Normalización y Certificación, 2002). A continuación, se presentan las instrucciones que deben cumplirse para la instalación de sistemas fotovoltaicos como se muestra en la Figura 1-6 (Asociación Española de Normalización y Certificación, 2003, 2005, 2013).

ITC (Instrucciones Técnicas Complementarias)



Figura 1-6 Normativas ITC-BT08-18-40.

Fuente: Autores.

1.14.1.2 Normativas UNE (Asociación Española de Normalización)

El principal objetivo de las normativas UNE es conocer y estandarizar los parámetros técnicos de equipos a usar y de las condiciones bajo las cuales deben estar funcionando (Asociación Española de Normalización y Certificación, 1997; Piantoni & Araneo, 2017). En la Figura 1-7 se muestran las normativas UNE (Asociación Española de Normalización y Certificación, 1996, 1997, 2000).

NORMATIVAS UNE (ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE NORMALIZACIÓN)

UNE-EN 61277:2000

Sistemas fotovoltaicos terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.

La presente normativa es válida tanto para sistemas conectados a la red y aislados, teniendo como finalidad presentar una perspectiva general sobre los sistemas fotovoltaicos teniendo en cuenta su funcionamiento, componentes, configuraciones. Respecto a los sistemas fotovoltaicos conectados a la red estos no contemplan dispositivos almacenadores de energía, fuentes auxiliares, etc (Asociación Española de Normalización y Certificación 2000).

UNE-EN 61173:1998

Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos generadores de energía. Guía

De igual forma esta normativa es válida para sistemas aislados y conectados a la red enfocándose en las sobretensiones presentes, siendo estas de origen externo e interno, dependiendo si son ajenas a los sistemas o propias del mismo respectivamente (Asociación española de normalización y certificación 1998). Para estos inconvenientes se presentan métodos de protecciones para los sistemas siendo estos.

- Métodos equipotenciales: conectar todo el cableado con un lazo de baja impedancia.
- Puesta a tierra: Asegura los equipos y protege a las personas de posibles fallas que se presenten en el sistema.
- Instalación de pararrayos: protege a los equipos de posibles descargas atmosféricas atraídos por las estructuras metálicas de los paneles fotovoltaicos.
- Protecciones: para separar por etapas los sistemas fotovoltaicos y proteger los mismos se procede a la instalación de varistores, diodos, instrumentos de descarga.

UNE-EN 61727:1996

Sistemas fotovoltaicos. Características de la interfaz a la conexión de la red eléctrica.

La finalidad de esta normativa es detallar los requisitos a cumplir entre el sistema fotovoltaico y la red. Actualmente se requiere consultar las normativas UNE 20460-7-712:2016, UNE-EN 6100-3-3:1997, IEC 61000-3-5:1994, UNE-EN 61227:2000, IEC 61836:1997 para detallar los puntos que deberán cumplirse para la interconexión sin presentar problemas al momento de su funcionamiento, siendo estos (Asociación Española de Normalización y Certificación 1996).

- Características de la energía solar fotovoltaica, entre las cuales se encuentran, tensión de servicio, corriente suministrada y potencia resultante.
- Equipos de protección y seguridad de los usuarios, cumplir los requisitos que son, evitar el efecto isla, sobre y subtensiones, sobre y sub frecuencia, restablecimiento de suministro.
- Apertura y desconexión del sistema para mantenimiento y cortes de suministro siendo estas, apertura manual por medio de un interruptor automático o una apertura electromecánica por medio de un interruptor automático.

Figura 1-7 Normativas UNE-EN.

Fuente: Autores.

1.14.1.3 International Electrotechnical Commission (IEC) artículo 61109-1

Abarca los aspectos de seguridad dentro de los inversores que se utilizan en los sistemas de potencia fotovoltaica. Dicha normativa también es usada por la normalización española, con el mismo código *UNE – EN 62109* (International Electrotechnical Commission (IEC), 2010).

Se plantea los requisitos mínimos para el diseño y fabricación de los inversores, con el fin de proteger contra el riesgo de choque eléctrico, energía, fuego, mecánicos etc. Esta normativa, cubre a todos los ECP que están conectado a sistemas que no excedan tensiones de 1500 *VCD* y en equipos que no excedan los 1000 *VAC* (International Electrotechnical Commission (IEC), 2010).

1.14.1.4 International Electrotechnical Commission (IEC) artículo 61109-1

Esta normativa está basada en los requisitos de diseños de las configuraciones fotovoltaicas incluyendo el cableado de los arreglos en CC y de los dispositivos de protección eléctrica y puesta a tierra. Todo esto sin incluir los dispositivos de almacenamiento de la energía producida, los equipos de conversión de energía o las cargas (International Electrotechnical Commission (IEC), 2011).

Se deben considerar tres tipos de circuitos de aplicación:

- El arreglo fotovoltaico deberá estar conectado a las cargas en CC.
- El arreglo fotovoltaico se deberá conectar al sistema AC a través de un inversor que deberá incluir al menos una separación simple.
- El arreglo fotovoltaico será conectado en el sistema AC a través de un equipo de conversión que no incluirá una simple separación.

Los requisitos de todos los fabricantes de módulos fotovoltaicos y fabricantes de los equipos de conversión de potencia a los que está conectado un conjunto fotovoltaico se tendrá en cuenta a la hora de determinar la puesta tierra más adecuada para el sistema generador (International Electrotechnical Commission (IEC), 2011).

1.14.2 Normativas Norteamericanas

Estados Unidos de igual forma presenta sus propias normativas respecto al manejo e instalación de redes eléctricas y sistemas fotovoltaicos. Entre las principales normas se encuentran: i) National Electrical Code (NEC), ii) National Electrical Safety Code (NESC) iii) IEEE 1547 y iv) *UL1741*.

1.14.2.1 National Electrical Code (NEC) artículo 690

El artículo 690 establece las normas de seguridad en sistemas fotovoltaicos, entre los principales puntos para diseñar e implementar estos sistemas son (National Electrical Code (NEC), 2009):

- Etiquetar y resaltar las principales características de los módulos fotovoltaicos como; características estándar, cálculo de conductores, tensiones y corrientes máximas del sistema.
- En caso de que la instalación se encuentre en una cubierta, la normativa exige la implementación de un dispositivo de detección de fallas a tierra, dispositivo de desconexión del arreglo respecto a todo el sistema.
- La corriente que circula por los conductores debe ser al menos el 125% de las corrientes de corto circuito de los paneles o de corrientes de operación del sistema (National Electrical Code (NEC), 2009).

1.14.2.2 National Electrical Safety Code (NESC)

Proporciona las normativas de seguridad de diseño, construcción y operación de sistemas eléctricos y comunicaciones, siendo este un código descrito para los productores de electricidad, que tiene como objetivo final preservar la seguridad de personas y maquinaria eléctrica. Cabe resaltar que no existen instrucciones específicas para sistemas fotovoltaicos, pero pueden ser aplicables los siguientes puntos (National et al., 2018).

- Conexión a tierra con similares características al NEC.
- Distancias de seguridad según las tensiones de funcionamiento de los equipos, cables, seccionadores, etc.
- Niveles de tensión de líneas aéreas, separación entre conductores, cargas que son admitidas, aisladores, siendo aplicable a los sistemas fotovoltaicos que necesiten líneas de evacuación.
- Para operación se definen las medidas de protección para los operadores de una instalación generadora (National et al., 2018).

En la Figura 1-8 se muestra las normativas norteamericanas tomadas como referencia (International Electrotechnical Commission (IEC), 2010; Zgonena, 2004).

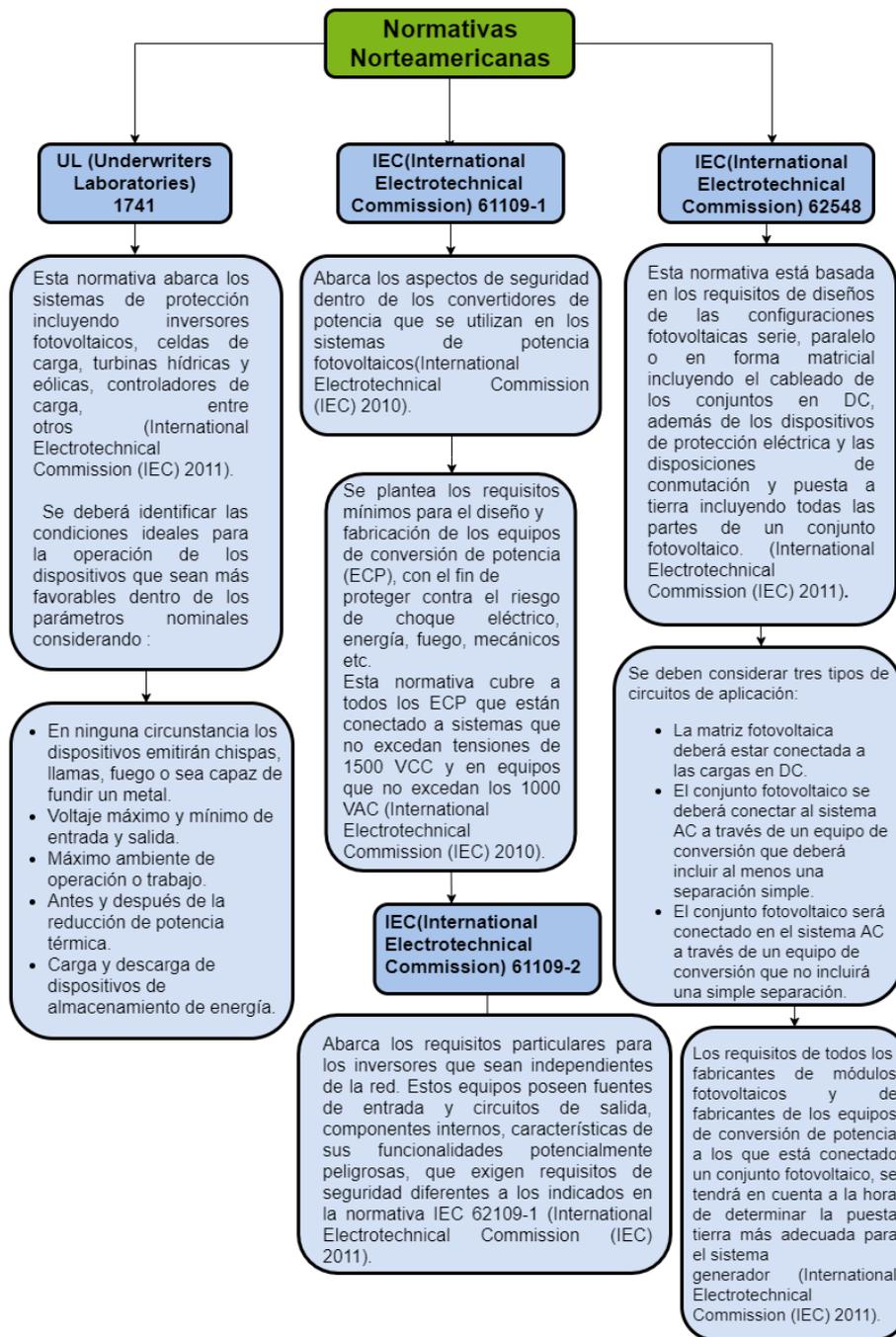


Figura 1-8 Normativas Norteamericanas.

Fuente: Autores.

1.14.3 Normativas Locales

A través de los años el Ecuador no ha tenido una política de aprovechamiento de sus recursos energéticos renovables, siendo hasta el año 2018 el ente regulador del mercado eléctrico ARCONEL dispuso la regulación 003/18 (Arconel 003/18, 2018.), que brinda las pautas para la generación fotovoltaica a la red para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica. En la Figura 1-9 se muestra las características de las normativas y leyes locales (Arconel 003/18, 2018.; Asamblea Nacional República del Ecuador, 2015; Comité Ejecutivo de la Norma Ecuatoriana de la Construcción, 2011).

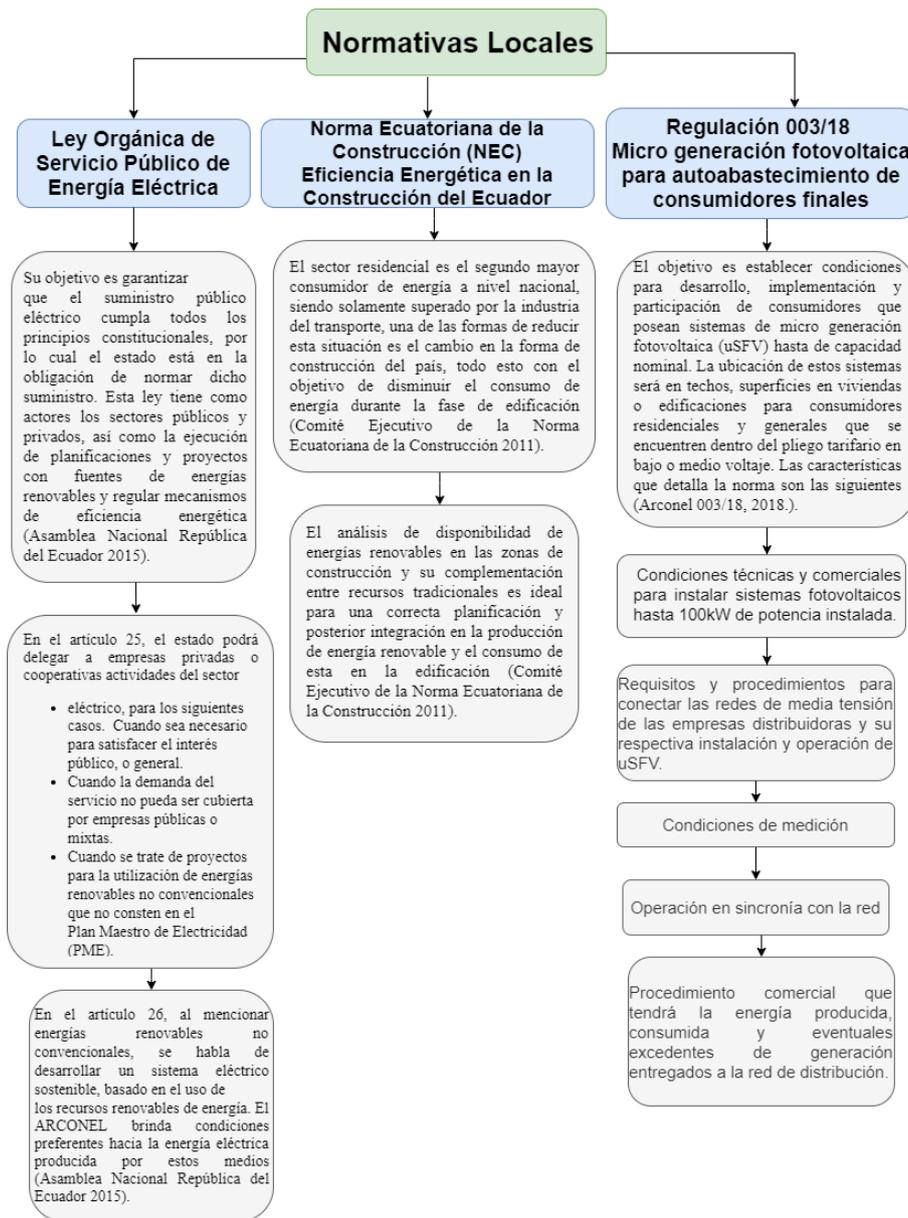


Figura 1-9 Normativas y Leyes Locales.

Fuente: Autores.

CAPÍTULO 2: DESARROLLO

En este capítulo se describe la metodología empleada en el desarrollo del proyecto de diseño del sistema solar fotovoltaico conectado a la red.

Se instaló un medidor de calidad de energía en la estación de transformación del establecimiento para obtener muestras del comportamiento de la curva de demanda durante una semana completa. Esto aportó datos de interés como: demanda media, potencia de consumo, horarios de mayor consumo, potencia por línea, energía activa, energía reactiva y energía aparente de la instalación. Fundamentados en los parámetros de energía y potencia que registró la locación, se observó que existe una potencia media de consumo de 60 kWp , dato que servirá como referente para el diseño de la planta solar. Con esta información, se establece la potencia del generador fotovoltaico a ser instalado en la edificación.

Los planos proporcionados por el constructor de la edificación no coincidían con el diseño final del mismo, por esta razón se hizo un levantamiento arquitectónico y desarrollo de un modelado 3D de todo el centro comercial. En cuanto a la parte estructural se procedió a realizar una integración arquitectónica para una instalación parcialmente integrada, permitiendo instalar los paneles y toda la planta solar de forma sobrepuesta y coplanar a la superficie de cubierta afectando lo menos posible a su estructura. El diseño de la planta solar fue realizado en el software *Solarius PV* que permite realizar la integración arquitectónica en la cubierta por medio de un editor de diseños BIM (del inglés Building Information Modeling). Esto facilitó el manejo de la información arquitectónica y técnica. El software también dispone de una base de datos meteorológica global (*Meteonorm*), que facilita la visualización de la radiación de la zona en estudio. Finalmente, se analizó las características energéticas de la instalación, comparando valores de consumo entre datos de facturación y valores de generación de la futura planta solar en funcionamiento con la red pública de energía.

2.1 Topología eléctrica del centro comercial “La Playa”

En la Figura 2-1, se muestra la ubicación del poste y transformador desde el Geoportal de la Empresa Eléctrica Azogues. El suministro eléctrico es entregado por la subestación N°9, propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur S.A.

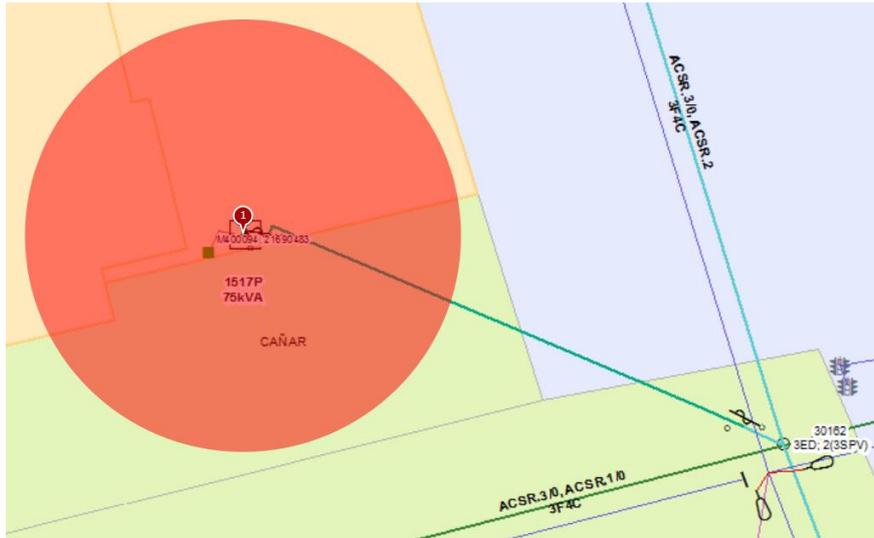


Figura 2-1 Distribución, poste y transformador.

Fuente: Geoportal Empresa Eléctrica Azogues.

2.2 Cuarto de Transformación

El cuarto de transformación se encuentra en paralelo con la calle Aurelio Jaramillo, ubicado en el piso inferior del centro comercial como se muestra en la Figura 2-2.

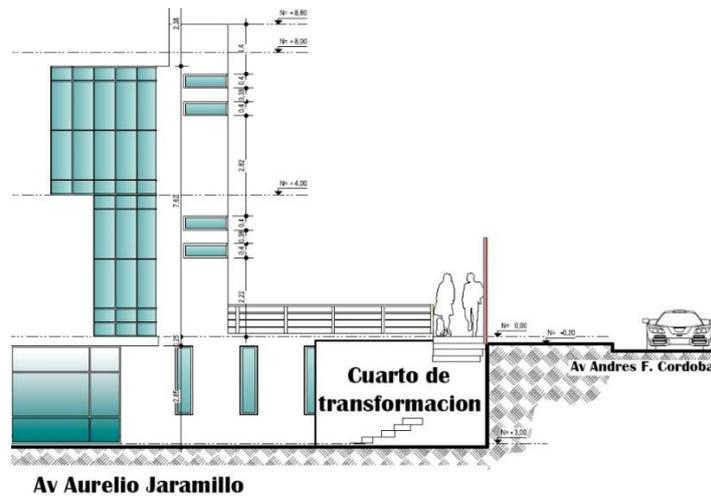


Figura 2-2 Ubicación del cuarto de transformación “La Playa Store”.

Fuente: Constructor.

En esta locación se encuentran los siguientes componentes: el transformador, el tablero de protecciones y un generador de respaldo (Figura 2-3).



Figura 2-3 Componentes dentro del cuarto de transformación.

Fuente: Autores.

El transformador trifásico existente corresponde a la marca INATRA de 75 kVA con código 1517P. Luego de la reducción de tensión de 22 kV a 220 V la energía se direcciona hasta el contador para posteriormente pasar al tablero de protecciones donde se distribuye a las diferentes cargas en el centro comercial. En caso de pérdida del suministro eléctrico, el establecimiento cuenta con un sistema de generación de emergencia de energía eléctrica para cubrir la demanda del establecimiento.

2.3 Distribución eléctrica

Desde la salida del tablero general de protecciones, el centro comercial cuenta con cinco tableros de distribución que reparten la energía a toda la infraestructura, como se muestra en la Figura 2-4.

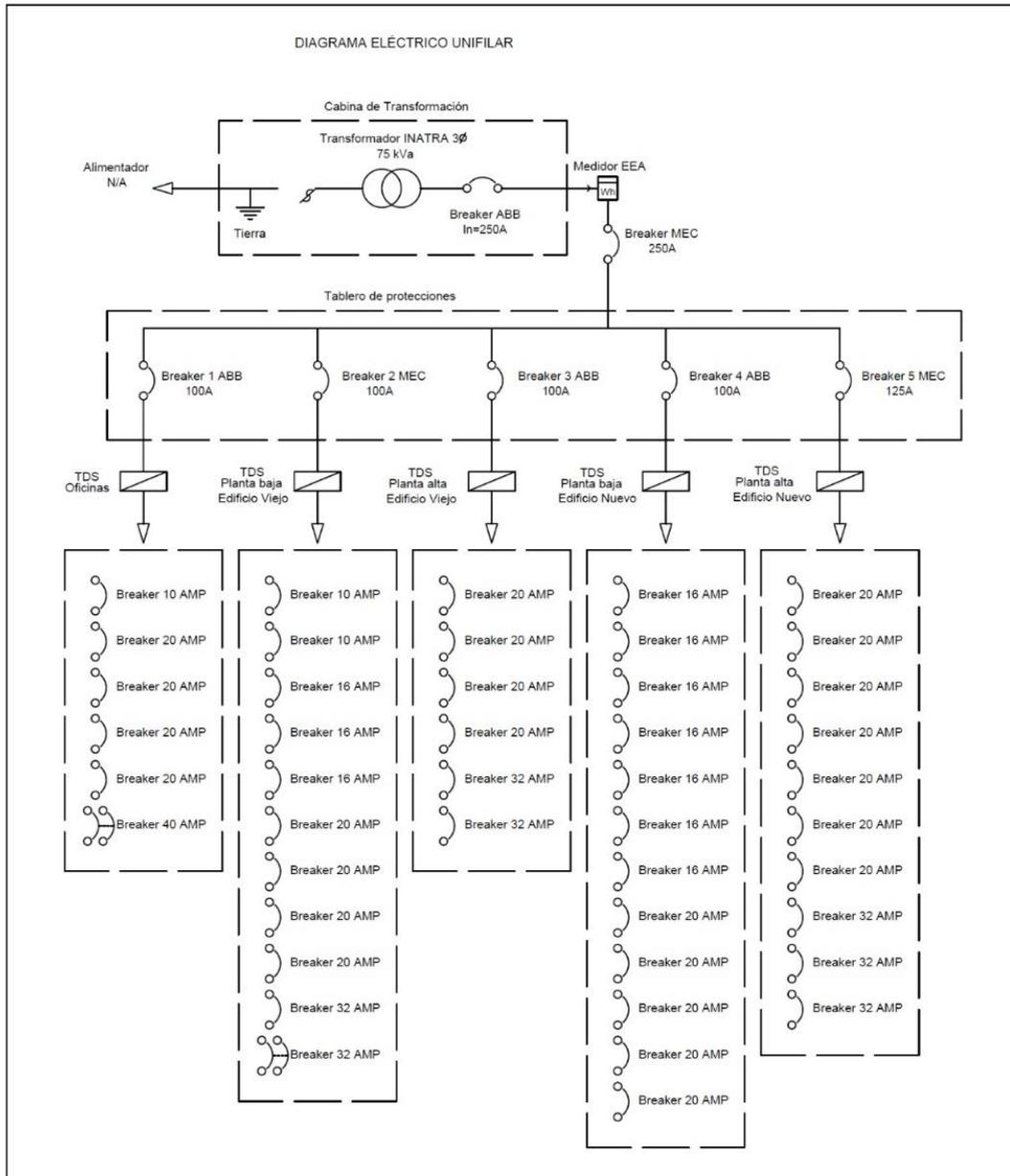


Figura 2-4 Diagrama unifilar.

Fuente: Autores.

En la Tabla 2-1, se puede apreciar el número de elementos relacionados con la iluminación del centro comercial. Según la información recopilada la instalación tiene una potencia instalada de 66,47 kW.

Tabla 2-1 Potencia consumida en Iluminación.

Componente	Cantidad en conjunto	Cantidad por Unidad	Potencia (W)
Focos ahorradores 8W	32	32	256
Lámparas LED 18W	83	83	1494
Lámparas 2x18W	1514	3028	54504
Lámparas 3x12W	12	36	432
Lámparas de descarga 400W	11	11	4400
Lámparas de Sodio 110W	2	2	220
Lámparas Exterior 100W	14	14	1400
Reflectores 150W	4	4	600
Reflectores 50W	1	50	2 500
Reflectores 25W	17	25	625
Tiras LED 6W	4	6	36
Potencia total (W)			66467

El total de tomacorrientes de 120 V y 220 V se indica en la Tabla 2-2.

Tabla 2-2 Numero de tomacorrientes.

Componente	Cantidad por Unidad
Tomacorriente 120V	282
Tomacorriente 220V	3

2.4 Determinación de la demanda

La demanda máxima que posee el comercio se definió realizando mediciones, para lo cual se empleó un registrador trifásico de calidad eléctrica *Fluke 1735*, que fue instalado en el transformador del establecimiento para registrar datos de energía consumida por el establecimiento durante una semana. De igual forma para realizar los estudios de carga eléctrica y demanda dentro de las instalaciones, se tuvo como herramienta el mismo registrador trifásico de calidad eléctrica.

2.4.1 Fluke 1735

El registrador de datos *Fluke 1735* (Figura 2-5), es una herramienta que puede registrar; potencia activa (W), potencia reactiva (VAR), potencia aparente (VA), voltaje (V), corriente (I), frecuencia (Hz), factor de potencia (fp), armónicos, formas de onda, entre otras mediciones.

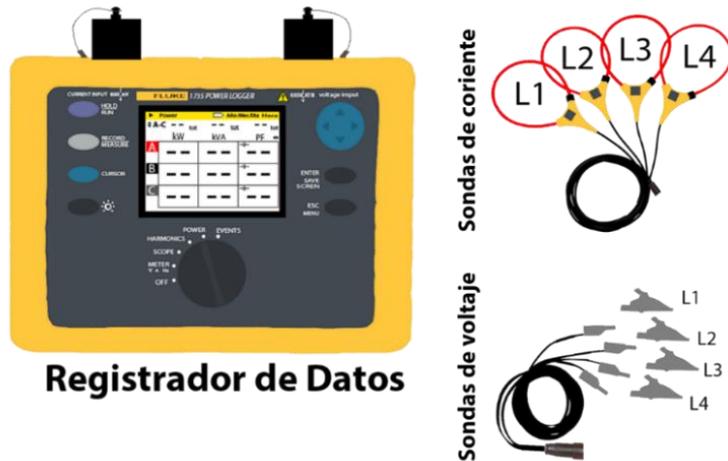


Figura 2-5 Registrador trifásico de calidad eléctrica Fluke 1735.

Fuente: Autores.

2.4.1.1 Instalación del Fluke 1735

El registrador de energía se ubicó en el tablero de protecciones, conectando cada gancho en cada barra, incluyendo la barra de neutro, tal como se muestra en la Figura 2-6. En el menú del medidor de calidad se programó para que tome muestras cada 20 minutos.

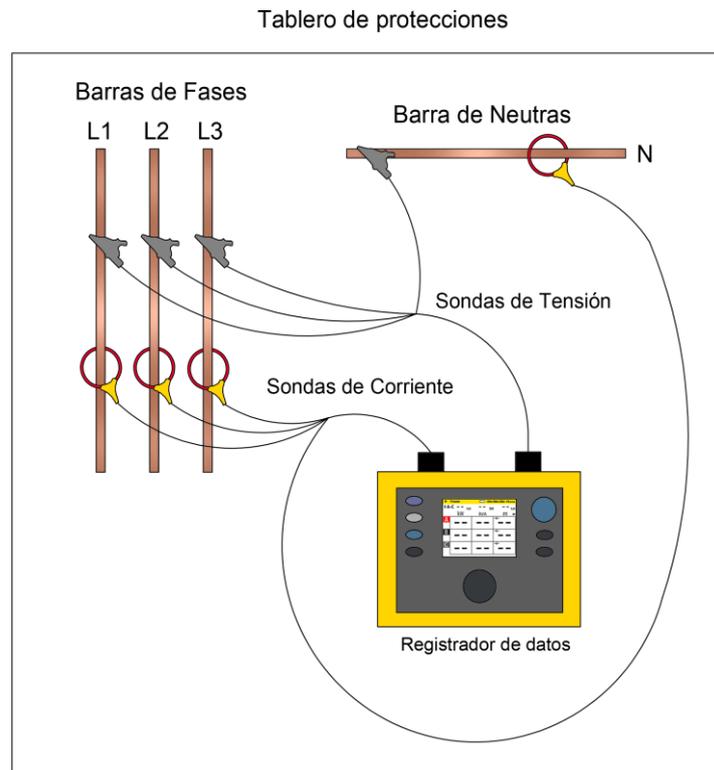


Figura 2-6 Lugar de conexión de cada sonda.

Fuente: Autores.

2.4.2 Demanda energética

Según las normas de calidad *UNE – EN 50160*, la toma de muestras durante una semana es recomendable para registrar la información que sea requerida, siendo este caso el consumo de potencia activa y de energía. Se deberán verificar ciertos criterios, como muestras de tensión promediadas cada 10 minutos dentro del intervalo de observación, durante una semana ininterrumpida. El 95% de los datos recolectados deben estar entre un $\pm 10\%$ de la tensión nominal según los criterios recogidos y sugeridos por la *UNE* que se muestran en la Tabla 2-3 (Asociación Española de Normalización y Certificación, 2001).

Tabla 2-3 Valores permitidos para variaciones de tensión.

Nivel de tensión	Intervalo de observación	Promedio	Variación máxima	Percentil
Baja	Semana	10 minutos	$\pm 10\%$	95%
	10 minutos	10 minutos	$\pm 10\% / -15\%$	100%
Media	Semana	10 minutos	$\pm 10\%$	95%

Para recolectar la información se realizó un muestreo sin interrupciones entre el 4 de diciembre de 2019 (13:15), hasta el 11 de diciembre de 2019 (15:35). Una vez concluidas las mediciones se descargaron los datos al computador, tal como se muestra en la Figura 2-7.



Figura 2-7 Datos medidos de tensión y corriente del sistema trifásico (interfaz de la energía medida).

Fuente: Autores.

Como se muestra en la Figura 2-7 existe un valor casi constante de consumo energético durante toda la semana. Esta constante se da porque el centro comercial “La Playa Store”,

atiende de lunes a domingo de 8:00 hasta las 20:00. Además, se resaltan ciertos consumos dentro de la instalación mostrados en la Tabla 2-4.

Tabla 2-4 Valores tomados del mes con más consumo del año (diciembre).

Potencia Activa (W) tomada dentro del periodo de atención 8:00 a 20:00							
Día	Fecha	Mínima		Media		Máxima	
		Valor Mínimo	Valor Máximo	Valor Mínimo	Valor Máximo	Valor Mínimo	Valor Máximo
Miércoles	4/12/2019	41685	56550	42780	57984	46680	64632
Jueves	5/12/2019	5499	58149	28422	59418	42957	67476
Viernes	6/12/2019	2847	58698	28719	59931	47157	65187
Sábado	7/12/2019	5088	58695	26142	59703	43197	65454
Domingo	8/12/2019	1986	57642	21915	58830	40539	64260
Lunes	9/12/2019	3114	57954	32811	59664	47406	66225
Martes	10/12/2019	20538	57804	36015	58899	46170	67047
Miércoles	11/12/2019	1665	42636	32199	44355	44874	50652

Se observa que la mayor demanda está en el rango horario de 19:00 a 20:00, teniendo un valor máximo aproximado de 59 664 W el viernes 6/12/2019 (Figura 2-8).

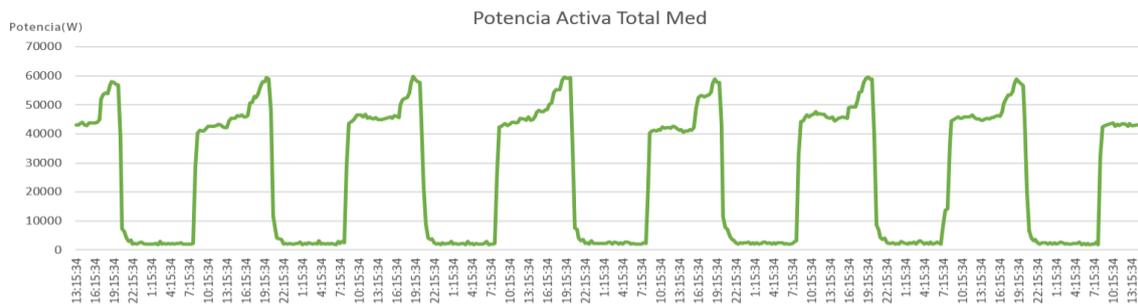


Figura 2-8 Potencia Activa (W).

Fuente: Autores.

En la Figura 2-9, se muestra el valor promedio de los datos tomados por una semana de la potencia activa.

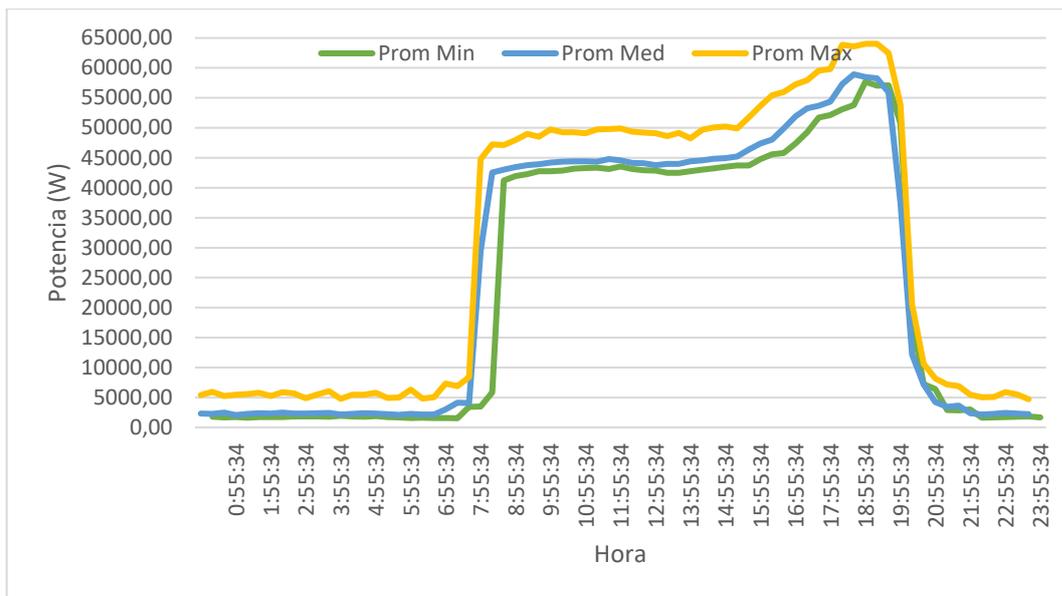


Figura 2-9 Promedio Potencia Activa (W). Muestras tomadas durante 7 días.

Fuente: Autores.

Para la parte reactiva, en la Figura 2-10 se muestra el consumo diario registrado durante el periodo de medición asignado. Además, de los máximos y mínimos dentro de la semana, como se muestra en la Tabla 2-5.

Tabla 2-5 Valores tomados del mes con más consumo del año (diciembre).

Potencia Reactiva (VAR) tomada dentro del periodo de atención 8:00 a 20:00							
Día	Fecha	Mínima		Media		Máxima	
		Valor Mínimo	Valor Máximo	Valor Mínimo	Valor Máximo	Valor Mínimo	Valor Máximo
Miércoles	4/12/2019	4215	6675	3279	5565	981	4353
Jueves	5/12/2019	4086	6906	3252	5583	-279	4401
Viernes	6/12/2019	4353	6702	2835	5610	-942	4320
Sábado	7/12/2019	4356	6798	3252	5682	345	4743
Domingo	8/12/2019	3654	7020	2466	5958	-828	4458
Lunes	9/12/2019	4299	7194	3330	6006	-93	4491
Martes	10/12/2019	4458	7032	3552	5967	477	4809
Miércoles	11/12/2019	4203	6198	3273	4302	-660	3324

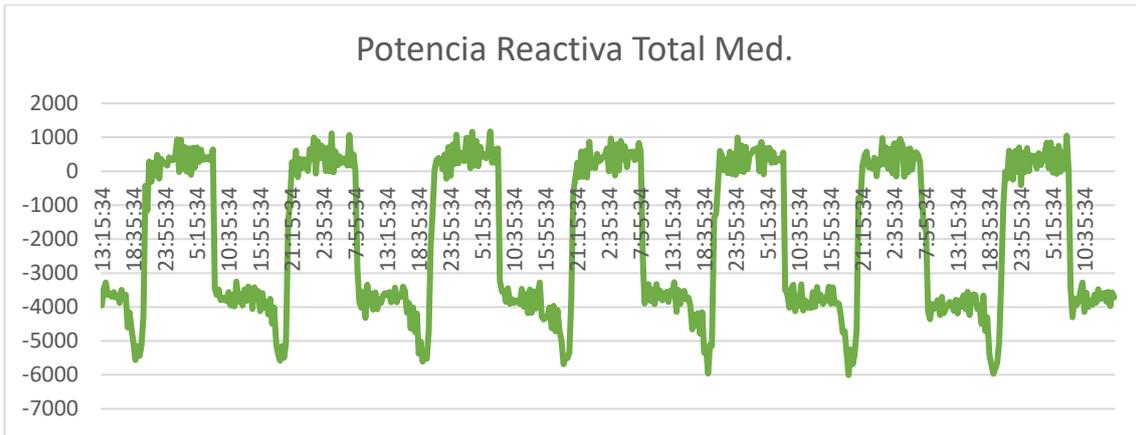


Figura 2-10 *Potencia Reactiva (Var).*

Fuente: Autores.

En la Figura 2-11 se muestra la curva de potencia reactiva promedio (Var).

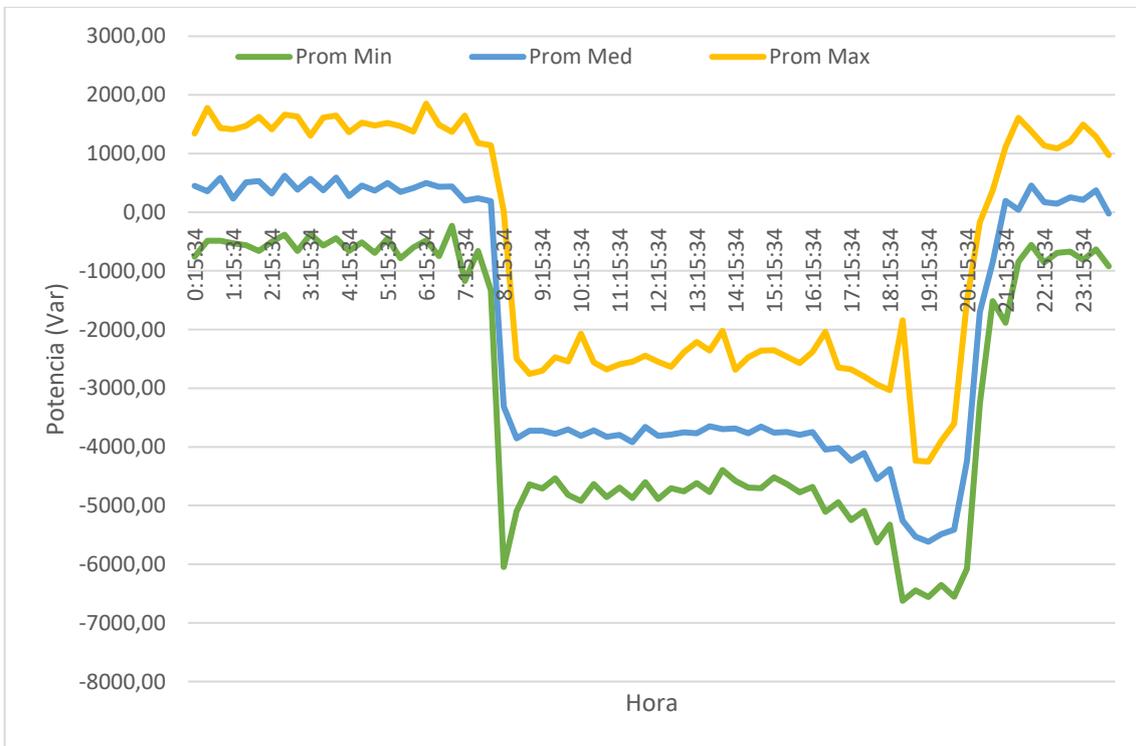


Figura 2-11 *Promedio Potencia Reactiva (Var). Muestras tomadas durante 7 días.*

Fuente: Autores.

La potencia aparente (VA), tiene un comportamiento de consumo similar a los datos de la potencia activa (W). La Figura 2-12 muestra las mediciones de una semana mientras que en la Tabla 2-6 se observan los valores máximos y mínimos obtenidos.

Tabla 2-6 Valores tomados del mes con más consumo del año (diciembre).

Potencia Aparente (VA) tomada dentro del periodo de atención 8:00 a 20:00							
Día	Fecha	Mínima		Media		Máxima	
		Valor Mínimo	Valor Máximo	Valor Mínimo	Valor Máximo	Valor Mínimo	Valor Máximo
Miércoles	4/12/2019	44754	59994	45726	61308	49002	67149
Jueves	5/12/2019	6180	61428	30963	62727	46326	70587
Viernes	6/12/2019	3285	62118	31149	63216	50010	67905
Sábado	7/12/2019	5577	62160	28413	63102	46320	68196
Domingo	8/12/2019	2535	60870	24123	62001	43773	67041
Lunes	9/12/2019	3306	61419	35454	62874	50166	68832
Martes	10/12/2019	23178	61104	39090	59865	49548	70032
Miércoles	11/12/2019	1989	45795	34932	47568	47871	53178

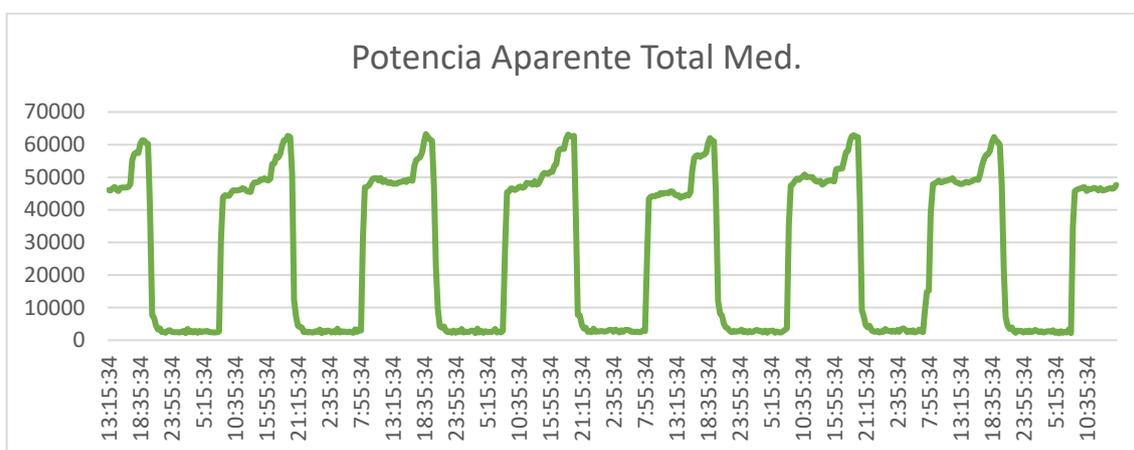


Figura 2-12 Potencia Aparente (VA).

Fuente: Autores.

El promedio de la potencia aparente se muestra en la Figura 2-13.

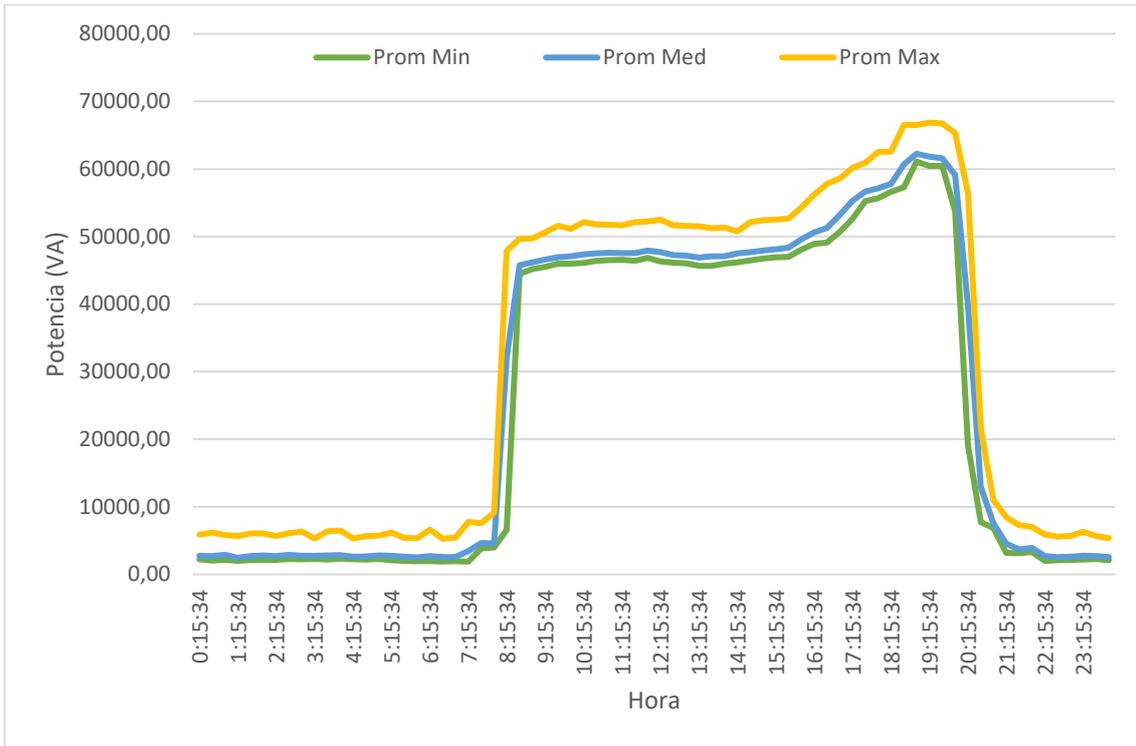


Figura 2-13 Promedio Potencia Aparente (VA). Muestras tomadas durante 7 días.

Fuente: Autores.

Una vez obtenidos los valores de las potencias del sistema, en la Figura 2-14 y la Tabla 2-7, se muestra el factor de potencia (FP) del sistema.



Figura 2-14 Factor de potencia del sistema (Promedio horario durante una semana).

Fuente: Autores.

Tabla 2-7 Promedio total del factor de potencia.

Factor de Potencia		
Prom Min	Prom Med	Prom Max
0,8861	0,9009	0,9428

2.5 Evaluación del potencial energético del sector y edificación

Se obtuvieron los índices de radiación solar diaria global a partir de tres fuentes: Atlas Solar del Ecuador, base de datos de la NASA y el software *Solarius PV*, a través de su base de datos climatológicos anexada a *Meteonorm 7.1*. Con estos tres indicadores se procede a trabajar para encontrar el valor idóneo de radiación que será usado para el estudio del sistema.

2.5.1 Atlas solar del Ecuador

Según el Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica, el valor máximo de radiación global de la provincia del Cañar, cantón Azogues, se muestra en la Figura 2-15, obteniendo un valor de radiación global promedio de $4275 \text{ Wh/m}^2/\text{dia}$. Para convertir a unidades de W/m^2 , se divide la radiación global promedio por el total de horas del día y se obtiene un valor de $178,125 \text{ W/m}^2$. En base a los niveles mensuales de radiación que presenta el atlas, se calcula un promedio mensual para la provincia del Cañar, ciudad Azogues (Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), 2008).

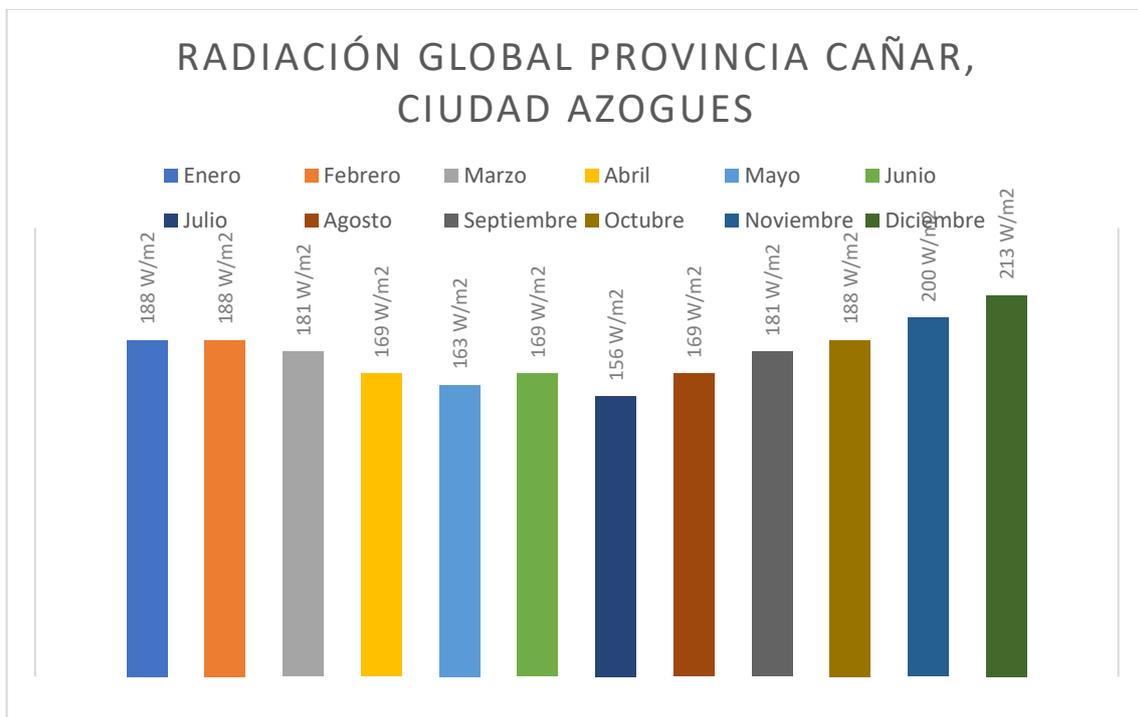


Figura 2-15 Radiación global provincia del Cañar según atlas solar para generación eléctrica

Fuente: Autores.

2.5.2 Base de datos de la NASA

En la página web de la NASA (<https://power.larc.nasa.gov/>), se encuentran disponibles datos meteorológicos a nivel global, para el caso de estudio se procede a ubicar las coordenadas de la edificación (NASA POWER, 2020).

Ubicando el cursor en las coordenadas correspondientes al centro comercial según Google Maps (Google Maps, 2020a), se procede a la obtención de datos de radiación presentes en la zona. Seleccionando la opción de niveles mensuales de insolación incidente en una superficie horizontal ($kWh/m^2/dia$), se obtienen los siguientes datos, que se muestran en la Figura 2-16.

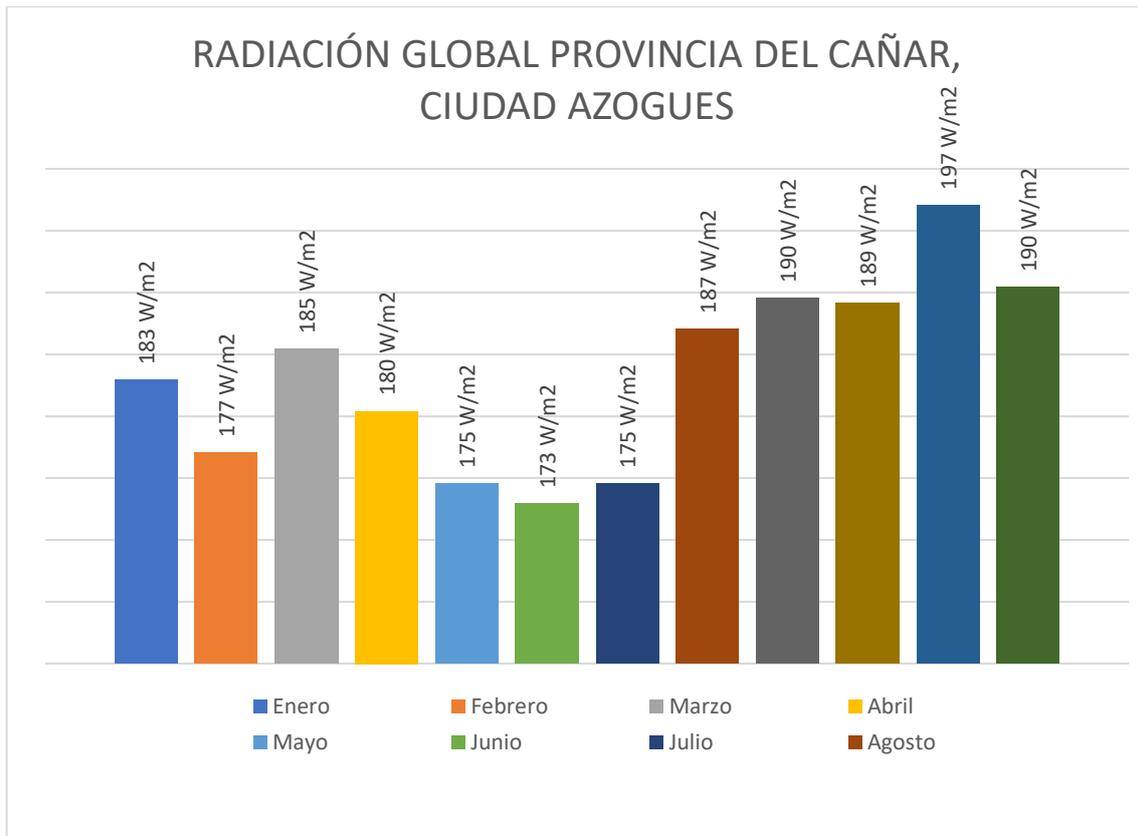


Figura 2-16 Radiación global de la provincia del Cañar según la NASA.

Fuente: Autores.

2.5.3 Software Solarius PV

El programa informático empleado, permite diseñar diferentes sistemas fotovoltaicos ya sea conectados a la red o no. Este software cuenta con una base de datos para los niveles de radiación a nivel global, proveniente de una fuente externa (Meteonorm 7.1). Al introducir la ubicación, se generan los resultados, que se muestran en la Figura 2-17.

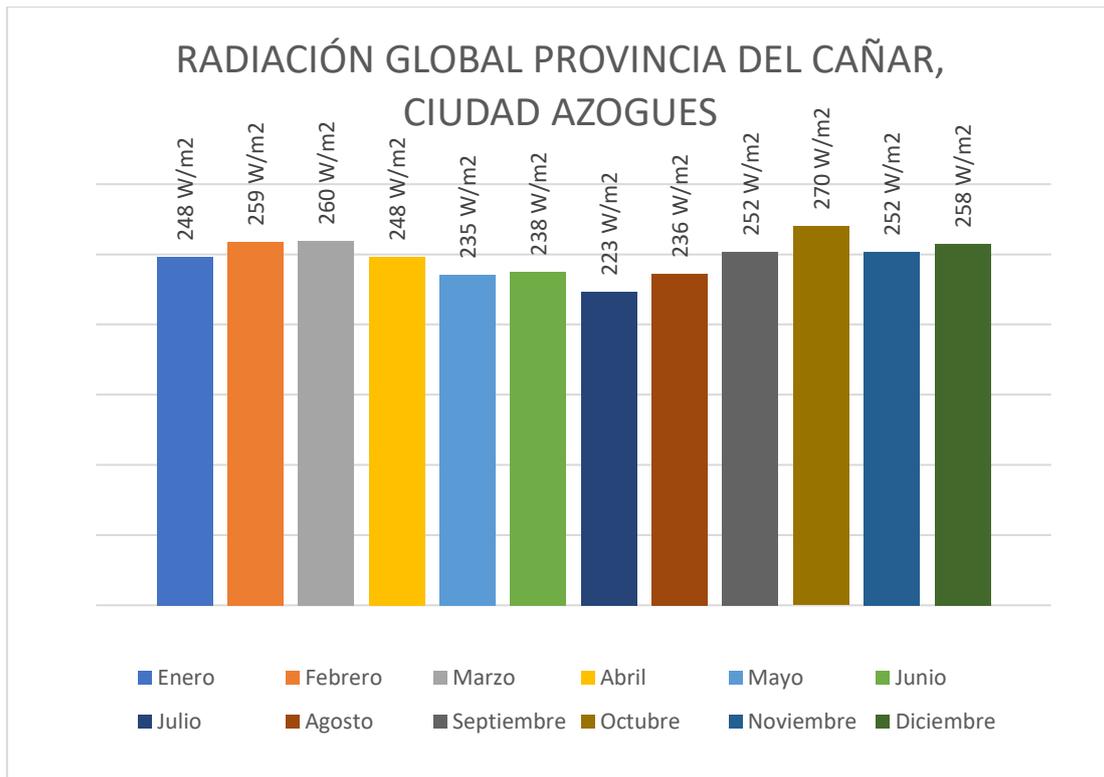


Figura 2-17 Radiación global provincia del Cañar según Solarius PV.

Fuente: Autores.

Se procede a analizar los datos recolectados, primero se trabajó con el Atlas Solar usando los valores de radiación global mensual correspondientes para la provincia del Cañar, específicamente la ciudad de Azogues. Se extrajeron los datos de radiación en la web de la NASA, que poseen un tiempo de muestreo de 22 años para datos de radiación solar y 30 años en datos climatológicos. Por último, se utilizó la etapa de geolocalización del software *Solarius PV*, que mediante el uso de su buscador de datos climatológico (Meteonorm 7.1), permitió obtener los datos requeridos. Este software combina datos satelitales y de estaciones climatológicas para obtener una mayor precisión.

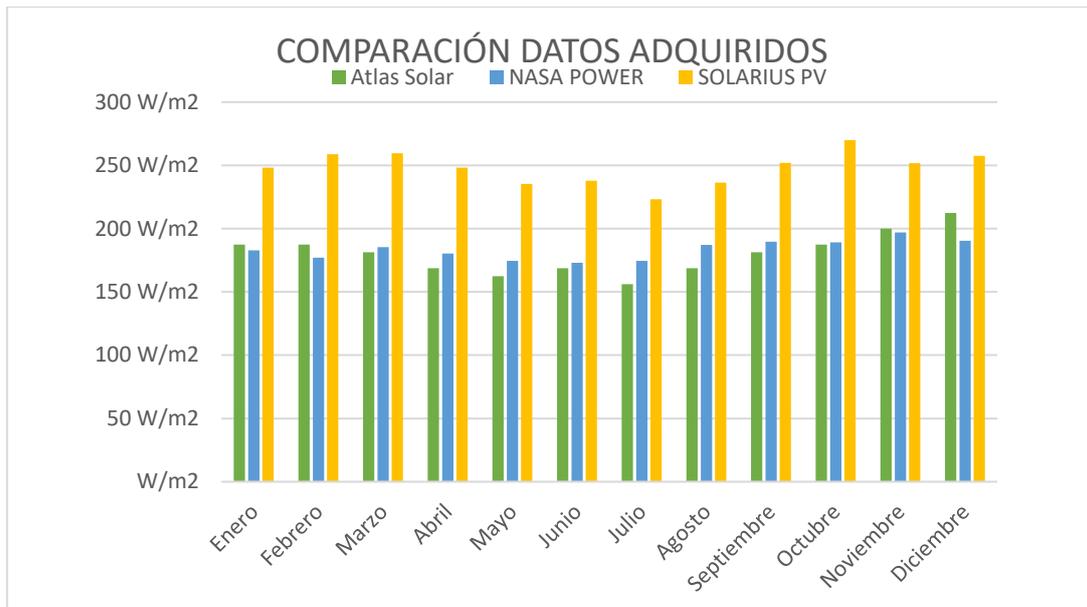


Figura 2-18 Comparación de la radiación global en la provincia del Cañar entre Atlas Solar, NASA y Solarius Pv.

Fuente: Autores.

Como se muestra en la Figura 2-18, los niveles de radiación entre el Atlas Solar con fines de generación eléctrica y la web de la NASA muestran similitudes, pero teniendo en cuenta que la información disponibles según (Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), 2008), para el Atlas Solar corresponde al periodo entre 1985 y 1991 publicado en el año 2006 y según NASA POWER DATA ACCESS VIEWER (NASA POWER, 2020) al momento de la consulta mostraba datos de años anteriores al 2019 que es el año de realización del estudio, en comparación con los datos del software bajo licencia Meteonorm 7.1 que según (Remund et al., 2019) muestra datos disponibles desde los años 2000 hasta 2019 en constante actualización, coincidiendo con la fecha de realización del proyecto. Se decide analizar los resultados de este último debido a las ventajas ya mencionadas respecto a las otras dos fuentes, además de ser un software anexo a *Solarius Pv* que es la herramienta principal de simulación de la planta solar.

Los datos medidos por Meteonorm 7.1 reflejan las características específicas del lugar, de preferencia, estos datos deben utilizarse en sitios sin estaciones meteorológicas en un radio de 20 km alrededor del sector en análisis (Remund et al., 2018). En este caso, en la ciudad de Azogues no se encontró estaciones meteorológicas disponibles. Para este estudio se consideró el valor del mes con menor radiación correspondiente a julio con 223 W/m^2 .

2.6 Área disponible – techumbre

El centro comercial “La Playa Store”, ha sufrido cambios en su estructura desde su diseño original. Hasta el año 2010 tenía un área de construcción de $2111,27\text{m}^2$ constituida por un sótano, primera planta y planta alta, posteriormente entró en un proceso de rediseño y reconstrucción debido a la creciente demanda de clientes. Desde el año 2012 el área de construcción pasó a $6155,14\text{m}^2$, con un área en su techumbre de $1979,71\text{m}^2$ según los

planos entregados por constructor. Para este proyecto las medidas que se consideraron se muestran en la Tabla 2-8.

Tabla 2-8 Área construcción centro comercial.

Área Bruta Construcción					
PLANTAS	Existente	Nueva	Total	Pared	Área Neta
Planta de sótano	820 m ²	1322 m ²	2142 m ²	62 m ²	2081 m ²
Planta Baja	631 m ²	1220 m ²	1851 m ²	67 m ²	1784 m ²
1ra Planta Alta	615 m ²	1268 m ²	1883 m ²	59 m ²	1824 m ²
2da Planta Alta	46 m ²	233 m ²	279 m ²	25 m ²	254 m ²
Total	2111 m²	4044 m²	6155 m²	212 m²	5943 m²

El área de la cubierta se muestra en la Figura 2-19, realizada con el software de dibujo AutoCAD.

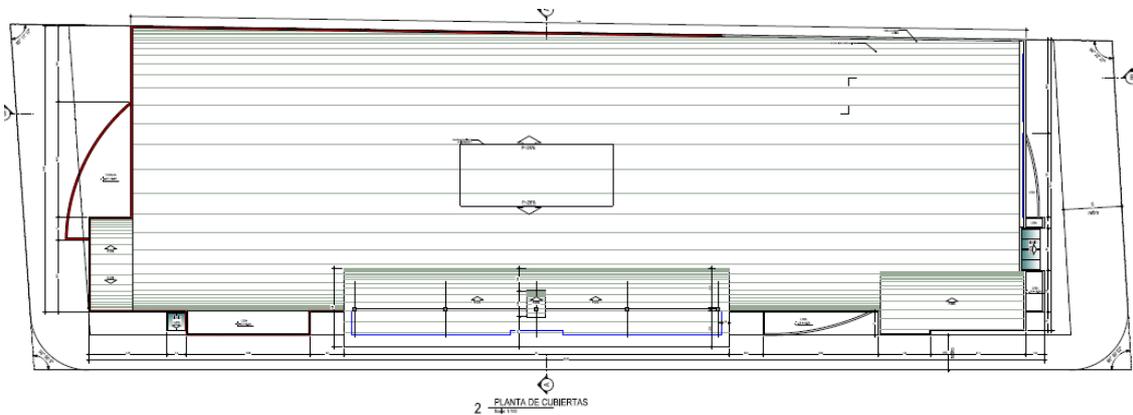


Figura 2-19 *Techumbre del centro comercial.*

Fuente: Planos de diseño.

La cubierta del edificio está hecha de aluminio Galvalume AR – 2000 con un espesor de 40 cm, además de planchas de policarbonato, dando a la techumbre una pendiente de 26%. El punto de máxima altura respecto al nivel de piso de la planta alta es de 3,5 m, considerando que su techo tiene una forma semicircular, como se muestra en la Figura 2-20.

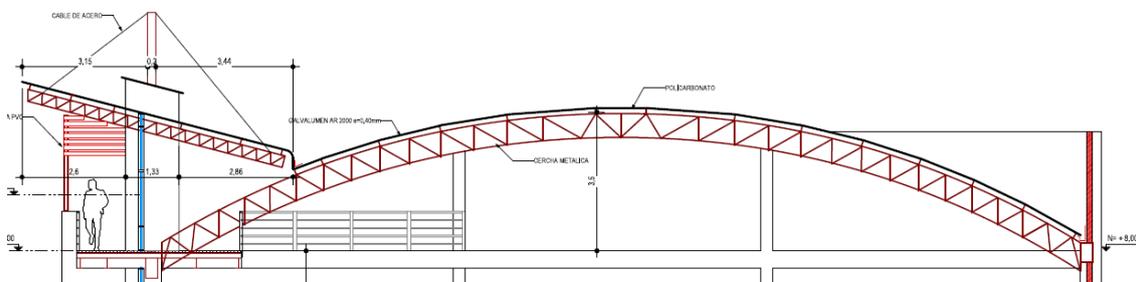


Figura 2-20 *Forma de la techumbre del centro comercial.*

Fuente: Planos de diseño.

Se procedió a medir el área de las planchas de policarbonato (Figura 2-21) instaladas y que no constan en la superficie de los planos de diseño proporcionados por el constructor, haciendo notar que esta superficie no puede ser aprovechada para la instalación de paneles fotovoltaicos. Para la zona de la primera planta alta, parte de la cubierta está conformada por una plancha de policarbonato de $8,2 \times 6 \text{ m}$.



Figura 2-21 Lámina de policarbonato de la 1ra Planta Alta.

Fuente: Autores.

Para la zona de la segunda planta alta del área ampliada se encontraron tres planchas de policarbonato (Figura 2-22) de $8,2 \text{ m} \times 6 \text{ m}$. En total el área disponible se disminuyó a 246 m^2 disponiendo de una superficie total de $1733,72 \text{ m}^2$.

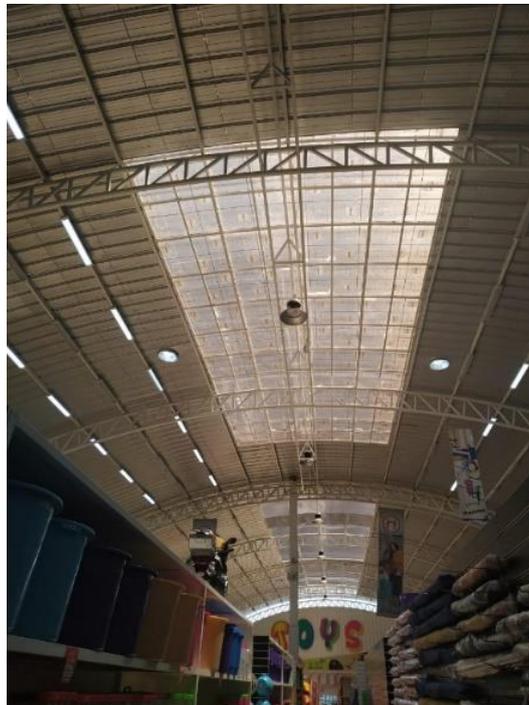


Figura 2-22 Vista interior de una lámina de policarbonato de la 2da Planta Alta.

Fuente: Autores.

Como se muestra en la Figura 2-23 (vista lateral izquierda de la instalación), es visible un desnivel entre el bloque antiguo y el bloque nuevo, de 3,5 m siendo el bloque nuevo el nivel más alto y a su vez la superficie más grande, por lo cual se decidió como lugar de la instalación de los paneles fotovoltaicos.

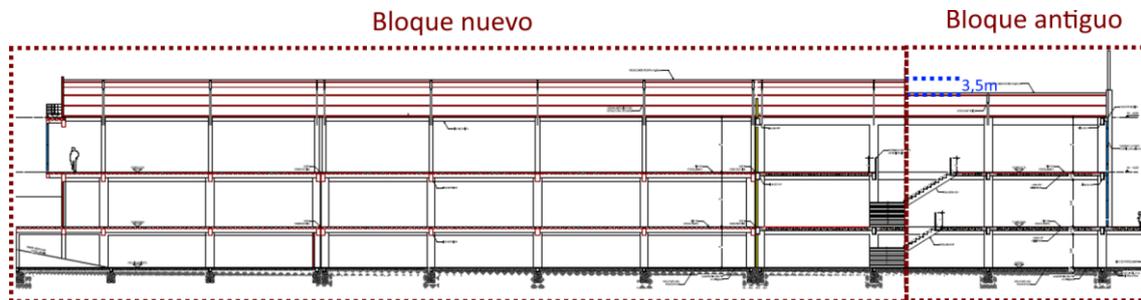


Figura 2-23 Vista lateral izquierda centro comercial.

Fuente: Autores.

Se realizó una inspección a la cubierta observando la potencialidad de la instalación. Se pudo observar que no existen sombras generadas por construcciones aledañas, siendo este el edificio más alto de la zona como se muestra en la (Figura 2-24).



Figura 2-24 Vista panorámica (techumbre).

Fuente: Autores.

2.7 Levantamiento 3D de la Instalación

Antes de proceder al diseño de la planta solar, es necesario conocer la envolvente de la instalación, por ello se procedió a simular la edificación mediante el uso del software Lumion, especializado en la simulación de edificaciones y modelados 3D.

En base a los planos proporcionados por el constructor, inspecciones y mediciones en el sitio, se procedió a realizar el levantamiento 3D. En la Figura 2-25 se muestran las vistas frontales y posteriores del centro comercial realizadas en la inspección y medición de la edificación.



Figura 2-25 Vista frontal y posterior de la instalación.

Fuente: Autores.

En la Figura 2-26 se muestran las vistas laterales (izquierda y derecha), realizadas en la inspección y medición de la edificación.



Figura 2-26 Vista lateral izquierda y derecha de la instalación.

Fuente: Autores.

Con los datos recolectados sumado a las vistas de planta de los planos facilitados por el constructor se consolidó el modelo 3D de la instalación como: la vista frontal (Figura 2-27), lateral izquierda (Figura 2-28), posterior (Figura 2-29) y superior (Figura 2-30).



Figura 2-27 Vista frontal de la instalación.

Fuente: Autores.



Figura 2-28 *Vista Lateral izquierda de la instalación.*

Fuente: Autores.

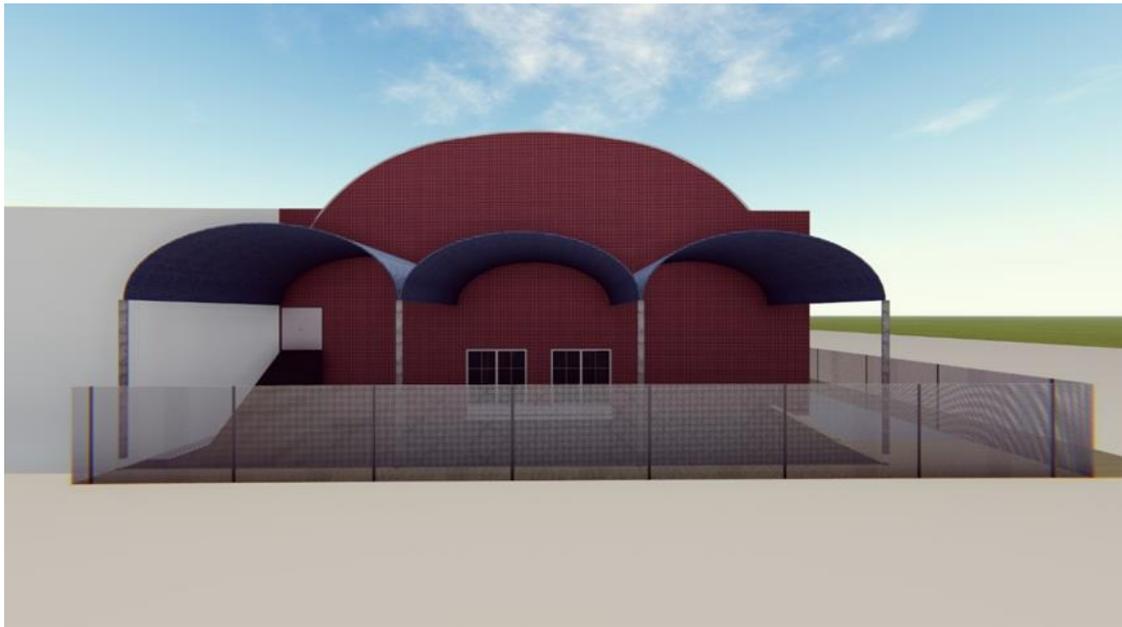


Figura 2-29 *Vista posterior de la instalación.*

Fuente: Autores.



Figura 2-30 Vista superior de la instalación.

Fuente: Autores.

En los diseños 3D, es posible visualizar la forma e integración arquitectónica que tendrá la planta solar en la cubierta de la instalación, para lo cual es necesario calcular los parámetros que tendrá y la influencia que está ocasionará en la estructura de la edificación, como se muestran en los planos ejecutivos con las diferentes vistas de la edificación (ANEXO 1).

2.8 Diseño de una planta solar trifásica de 60kW

En base a las mediciones realizadas en el periodo de muestreo (Figura 2-9). Dentro del horario de 6:55 y las 15:55, es notorio un consumo de potencia constante de 45 kW. Entre las 15:55 y las 17:55, la curva empieza a formar su pico ubicándose entre 45 kW a 55 kW, de 17:55 y las 19:55 se registró una potencia de 55 kW a 59 kW, siendo el pico de potencia activa promedio 59 kW. En base a estos datos se propone diseñar una planta solar con una potencia nominal instalada de 60 kWp, sabiendo que la regulación 003/18 del ARCONEL limita la capacidad de potencia instalada en locales comerciales a 100 kWp.

2.8.1 Cálculo del número de paneles fotovoltaicos

Con un área disponible en cubierta de 1 733,72 m², se decide utilizar paneles solares de la empresa Jinko Solar y el modelo JKM400M-72H-V, que poseen 144 celdas dando una potencia pico de 400 Wp, los cuales tienen un peso de 22,5 kg y cuyas dimensiones se muestran en la Figura 2-31. Además, en el ANEXO 14, se muestra su ficha técnica.

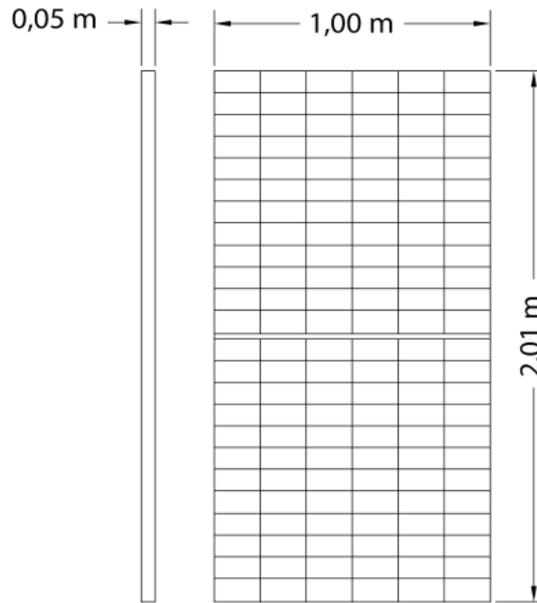


Figura 2-31 Dimensiones del panel fotovoltaico Jinko Solar - JKM400M-72H-V de 400W.

Fuente: Autores.

Se procede a calcular el número de paneles fotovoltaicos, usando la ecuación 2-1.

$$Num_{pan} = \frac{P_{ps}}{P_{pfv}} \quad (2-1)$$

Donde:

P_{pfv} : potencia del panel.

P_{ps} : potencia de la planta solar.

Número de paneles tentativos a utilizar:

$$Num_{pan} = \frac{60000W}{400W}$$

$$Num_{pan} = 150$$

2.8.2 Cálculo de horas solar pico H.S.P.

Se define como el número de horas de sol, con un valor de irradiación solar de $1000 W/m^2$ que incide de forma perpendicular sobre la superficie de un módulo fotovoltaico.

$$HSP = \frac{I_{\alpha} \left(\frac{kJ}{m^2}\right) \cdot 1000 \left(\frac{J}{kJ}\right) \cdot \frac{1}{3600} \left(\frac{h}{s}\right)}{1000 \left(\frac{W}{m^2}\right)} \quad (2-2)$$

Se procede a transformar el valor de la irradiación ($W * m^2$) a energía (J), mediante la ecuación (2-3). Cabe resaltar que se utilizó como dato base el mes de menor irradiación, ya que representa las peores condiciones del tiempo en la instalación. Como se muestra en la Figura 2-15 el valor correspondiente al mes de junio es $223 W/m^2$.

$$I_{\alpha} = \frac{\text{Nivel de irradiancia más bajo del año}}{m^2} \cdot \frac{\text{segundos día}}{\text{hora día}} \cdot \frac{1k}{1000} \quad (2-3)$$

$$I_{\alpha} = \frac{223 W}{m^2} \cdot \frac{86400s}{\text{hora día}} \cdot \frac{1k}{1000}$$

$$I_{\alpha} = 19\,267,2 \frac{kJ}{m^2}$$

En base al dato transformado de irradiación se procede al cálculo del número de horas solares picos (H.S.P) correspondientes a la ciudad de Azogues.

$$H.S.P = \frac{19267,2 \left(\frac{kJ}{m^2}\right) \cdot 1000 \left(\frac{J}{kJ}\right) \cdot \frac{1}{3600} \left(\frac{h}{s}\right)}{1000 \left(\frac{W}{m^2}\right)} \quad (2-4)$$

$$H.S.P. = 5,35 \text{ horas}$$

2.8.3 Orientación paneles fotovoltaicos

Debido a que la localización de la instalación se encuentra en el hemisferio sur, los paneles fotovoltaicos deben apuntar en dirección norte y en cuanto a la inclinación, su ángulo correspondiente será igual a su latitud, añadiendo un valor de 10° para limpieza y mantenimiento.

$$\text{Inclinación}_{\text{paneles}} = \text{Latitud} + 10^\circ \quad (2-5)$$

$$\text{Inclinación}_{\text{paneles}} = 12,44^\circ$$

Este valor de referencia sería aplicable si la instalación fuera a realizarse sobre una superficie horizontal, o en su defecto se realizará una integración arquitectónica total que influya en sus parámetros constructivos, que en este caso implicaría modificar la techumbre. Debido a que existe una cubierta de forma circular se planifica la ubicación a los paneles fotovoltaicos de forma coplanar a la superficie, sin reemplazar materiales o modificar la estructura. Como se mencionó anteriormente la pendiente de la cubierta corresponde a un 26% la cual será la inclinación que tendrán los paneles en cubierta.

2.8.4 Configuración de la planta solar

Debido a la potencia estimada, se decidió dividir al arreglo fotovoltaico en tres secciones. En base a esto, se diseñarán tres sub-arreglos, con una capacidad instalada de 20 kWp . En caso de presentarse un fallo, la configuración propuesta permitirá que no se pierda toda la producción energética, haciendo que se pierda solamente la de la parte afectada.

Se utilizarán inversores de la empresa Fronius (Figura 2-32). Debido a que tienen una potencia máxima de generación de 30 kWp , una potencia nominal de salida en AC de 20 kW y una potencia máxima de ingreso en DC de 30 kW , con un rango de voltaje de 220 V y con una frecuencia de 60 Hz . cumpliendo todas las necesidades para el nuevo sistema de generación.



Figura 2-32 Inversor Fronius SYMO 20.0-3-M.

Fuente: Autores.

Los inversores SYMO 20.0-3-M, tienen una interfaz estándar de internet a través de WLAN o cable Ethernet. Por esta razón se instalarán tres inversores en el cuarto de transformación (Figura 2-33), para que los técnicos tengan un acceso rápido a los inversores y puedan desconectar o reconectar estos equipos en caso de presentarse algún problema además al ser un cuarto cerrado restringirá el acceso al personal no calificado.

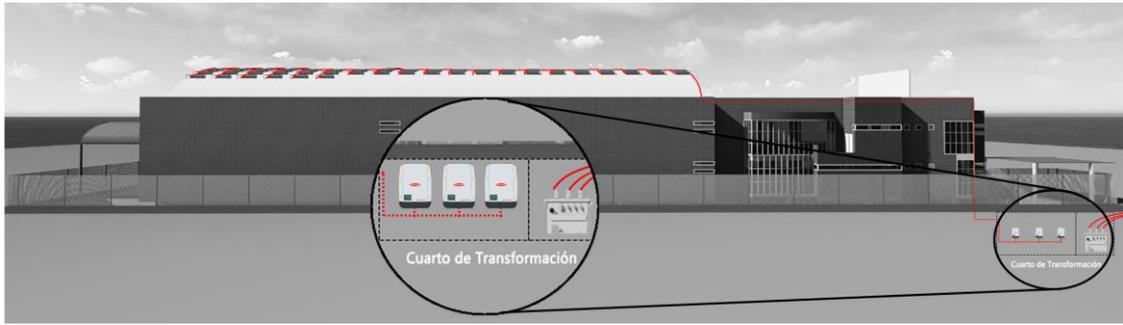


Figura 2-33 Instalación de inversores.

Fuente: Autores.

Cada inversor posee dos entradas CC, de 33 A en corriente nominal cada una (Figura 2-34). Se procede a definir el número de paneles por arreglo.

$$Num_{pan\ arreglo} = \frac{Num_{pan}}{Num_{arreglos}} \quad (2-6)$$

$$Num_{pan\ arreglo} = \frac{150}{3}$$

$$Num_{pan\ arreglo} = 50$$

Para mayor facilidad en la configuración del arreglo se decide aumentar 2 paneles, dando un total de 52. La razón de este incremento es para obtener un mismo valor de tensión a cada cadena, ya que al funcionar a distintos niveles de tensión el subcampo generaría el menor valor de tensión que formaría la cadena más pequeña, al ser 52 paneles cada una estará conformada por 13 de estos elementos, si fueran 50 como se tenía planteado al inicio se necesitarían 12,5 arreglos por cadena lo cual es físicamente imposible.

$$Num_{pan\ arreglo} = 52$$

Bajo estos parámetros cada arreglo estaría compuesto de 52 paneles fotovoltaicos, dando en total 156 paneles para la planta fotovoltaica.

Posterior a esto se procede a calcular el área de cubierta que ocuparía el generador fotovoltaico la cual sería:

$$A_c = Num_{pan} \cdot area \quad (2-7)$$

$$A_c = 156 \cdot 2012\ m^2$$

$$A_c = 313,87 \text{ m}^2$$

Sabiendo que el área de cubierta disponible es de $1733,72 \text{ m}^2$ y el área ocupable de $390,43 \text{ m}^2$, se tiene un área sobrante de $1419,85 \text{ m}^2$.

En base a que cada arreglo fotovoltaico está compuesto de 52 paneles cada uno, formando un arreglo de 4×13 , se conectan dos sub-arreglos de 2×13 a cada entrada CC. Es decir, una potencia pico de 10400 W por cada una de estas, siendo dos cadenas en paralelo, por lo tanto, la potencia nominal instalada en cada arreglo será de 20800 Wp , con una potencia nominal instalada de 62400 kWp en todo el sistema. En contraparte con la hoja de especificaciones del inversor, la potencia de entrada recomendada para cada dispositivo varía entre 16 kWp a 26 kWp por lo cual no existe inconveniente en la instalación de 20800 Wp por arreglo. En la Figura 2-34 se muestra el diagrama unifilar de conexión del inversor a las cadenas de paneles.

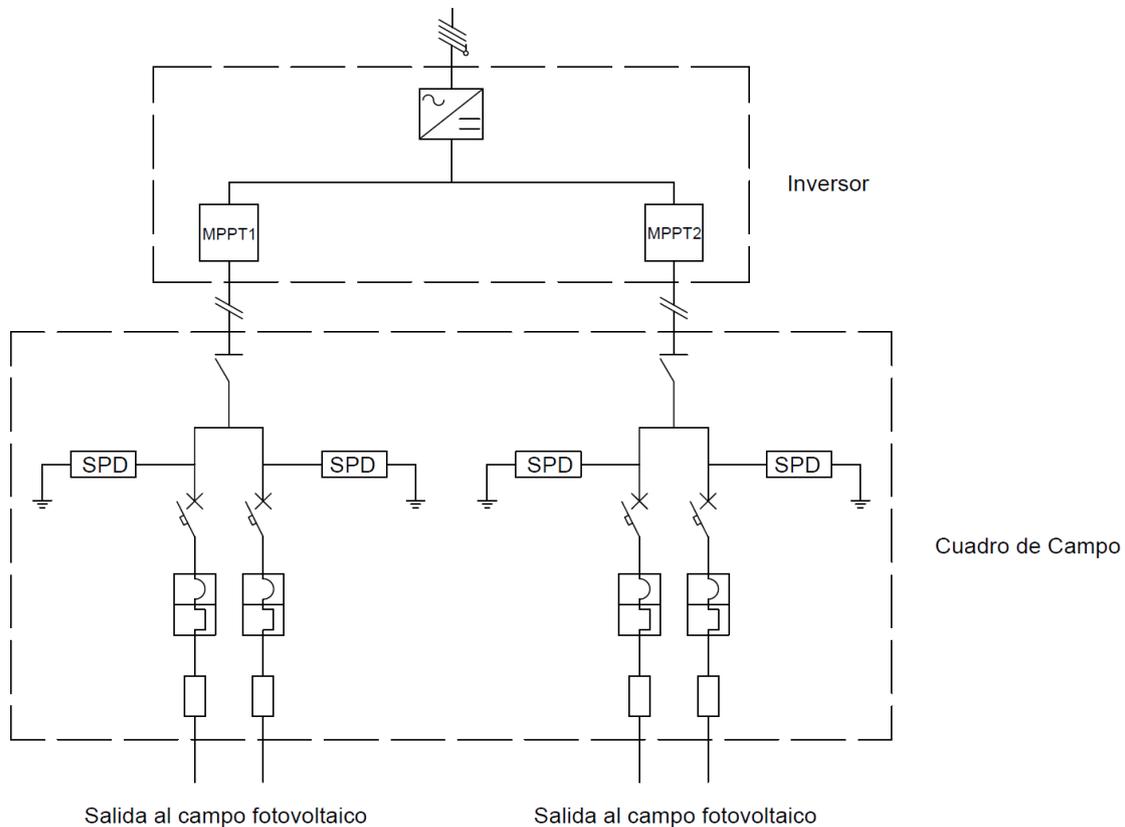


Figura 2-34 Arreglo en función de cada salida del inversor.

Fuente: Autores.

Esta conexión de distribución de dos cadenas para cada entrada CC es aplicada para los tres inversores.

2.8.5 Configuración subsistemas fotovoltaicos

En base a los criterios desarrollados en la sección 2.8.4 cada arreglo está compuesto de 52 paneles, conectados a las dos entradas CC de cada inversor, por lo tanto, cada arreglo fotovoltaico tiene una potencia pico instalada de 20,8 kWp. En base a los parámetros especificados en las hojas de datos del inversor y de los paneles a usar, se procede a realizar la configuración idónea respecto a niveles de tensión y corriente.

Como primer punto se decide analizar la tensión sin carga máxima, además de los límites mínimos y máximos de tensiones de un panel respecto a su punto MPP (máximo punto de potencia).

En base a los rangos promedio de temperaturas de operación, según la hoja de especificaciones de los paneles fotovoltaicos de -10°C a 70°C y con una temperatura de funcionamiento de 25°C , se procede a calcular las variaciones de tensión en circuito abierto de un panel solar respecto a las características estándar de operación.

$$V_{oc}(T) = V_{oc} - N_s \cdot \beta \cdot (25 - T_{cel}) \quad (2-8)$$

Donde:

V_{oc} = tensión de circuito abierto en condiciones estándar del módulo.

β = coeficiente de variación de tensión respecto a la temperatura del módulo.

N_s = número de células en serie en el módulo.

T_{cel} = temperatura funcionamiento en stc del módulo.

Se procede a encontrar el valor de β en base a los datos de la hoja de especificaciones del panel fotovoltaico que son el coeficiente de temperatura de voltaje a circuito abierto y la tensión de circuito abierto.

$$V_{oc} = -0,28 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \quad (2-9)$$

$$\beta = -\frac{0,28}{100} \cdot 49,8$$

$$\beta = -0,13944$$

Basado en esto, se procede a calcular los parámetros antes mencionados utilizando la ecuación (2.8).

Se entiende por tensión sin carga máxima, al nivel de tensión sin carga de un panel o campo fotovoltaico al encontrarse bajo la temperatura mínima de operación, en este caso -10°C .

$$V_{\sin \text{ carg max panel}} = 49,8 - 1 \cdot (-0,13944) \cdot (25 + 10)$$

$$V_{\sin \text{ carg max panel}} = 54,6804 \text{ V}$$

Se entiende por tensión mínima MPP, al nivel de tensión (V_{mp}) en el punto de máxima potencia del panel o campo fotovoltaico bajo la temperatura máxima de operación, en este caso 70°C.

$$V_{\min \text{ MPP panel}} = 41,7 - 1 \cdot (-0,13944) \cdot (25 - 70)$$

$$V_{\min \text{ MPP panel}} = 35,4252 \text{ V}$$

Se entiende por tensión máxima MPP, al nivel de tensión (V_{mp}) del panel, en el punto de temperatura mínima de operación para el módulo o campo fotovoltaico en este caso - 10°C.

$$V_{\max \text{ MPP panel}} = 41,7 - 1 \cdot (-0,13944) \cdot (25 + 10)$$

$$V_{\max \text{ MPP panel}} = 46,5804 \text{ V}$$

Si bien no se utiliza los valores de temperatura de la zona de estudio de la planta, los valores calculados de tensiones máximas y mínimas bajo dependencia de temperatura son un paso previo para realizar las configuraciones de cada arreglo que se desarrollan en la sección 2.8.5.1 y posteriormente la verificación de conexión entre el inversor y la planta solar que se verá en la sección 2.8.5.2.

2.8.5.1 Análisis de características eléctricas de los sub-arreglos de generación

Una vez analizado un solo módulo fotovoltaico, se procede a la evaluación del arreglo 13x4, un solo análisis será suficiente para tener las características de los tres sub-arreglos. Cabe resaltar que el inversor tiene dos entradas CC, por lo tanto, se analiza al sub-arreglo como dos arreglos de 13x2.

Se entiende como Tensión V_{MPP} , a la tensión máxima de cada cadena, en función del número de paneles en serie y del voltaje máximo (V_{mp}) del panel fotovoltaico a usar.

$$V_{MPP} = Num_{\text{paneles serie}} \cdot V_{mp} \quad (2-10)$$

$$V_{MPP} = 13 \cdot 41,7$$

$$V_{MPP} = 542,1 V$$

La corriente de corto circuito para cada panel fotovoltaico según hoja de especificaciones es la siguiente:

$$I_{sc} = 10,36 A$$

La intensidad de corto circuito para dos cadenas en paralelo es:

$$I_{sc} \cdot 2 \tag{2-11}$$

$$I_{sc} = 20,72 A$$

Tensión sin carga máxima:

Como se observa en el resultado de la ecuación 2-12, se obtuvo la tensión sin carga máxima de un panel, ahora se procede a evaluar a una cadena compuesta por trece de estos elementos en serie.

$$V_{\text{sin carg max}} = \text{Num}_{\text{paneles serie}} \cdot V_{\text{sin carg max panel}} \tag{2-12}$$

$$V_{\text{sin carg max}} = 13 \cdot 54,6804 V$$

$$V_{\text{sin carg max}} = 710,8452 V$$

Tensión mínima MPP:

De igual forma en el resultado de la ecuación 2-13, se muestra el valor de tensión mínima MPP de un panel, a continuación, se calcula el valor correspondiente para una cadena de trece elementos en serie.

$$V_{\text{mín MPP}} = \text{Num}_{\text{paneles serie}} \cdot V_{\text{mín MPP panel}} \tag{2-13}$$

$$V_{\text{mín MPP}} = 13 \cdot 35,4252 V$$

$$V_{\text{mín MPP}} = 460,5276 V$$

Tensión Máxima MPP:

Finalmente se observa el valor de tensión máxima MPP para una cadena de trece paneles en serie, esto basado en el resultado de evaluar un solo panel como se muestra en la ecuación 2-14.

$$V_{m\acute{a}x\ MPP} = Num_{paneles\ serie} \cdot V_{m\acute{a}x\ MPP\ panel} \quad (2-14)$$

$$V_{m\acute{a}x\ MPP} = 13 \cdot 46,5804\ V$$

$$V_{m\acute{a}x\ MPP} = 605,5452\ V$$

2.8.5.2 Verificación conexión inversor- arreglo fotovoltaico

Se seleccionaron tres inversores marca Fronius SYMO 20.0-3-M, cada uno con una capacidad de generación de 20 kWp. A cada inversor irán conectados cuatro cadenas de trece paneles conectados en serie, dos para cada entrada de CC. Todos los parámetros del inversor son referenciados según su hoja de especificaciones en el ANEXO 15.

Se procede a comprobar que la tensión en circuito abierto en los extremos de cada cadena sea de menor valor respecto a la tensión de entrada máxima en los bornes del inversor.

$$V_{sin\ carg\ max} < V_{max\ inversor} \quad (2-15)$$

$$710,8452\ V < 1000V$$

La tensión mínima MPP de la cadena no debe ser menor que la tensión mínima MPP del inversor.

$$V_{m\acute{i}n\ MPP} < V_{min\ MPP\ inversor} \quad (2-16)$$

$$460,5276\ V < 200V$$

La tensión máxima MPP de la cadena no debería sobrepasar a la tensión máxima MPP del inversor.

$$V_{max\ MPP\ cadena} < V_{max\ MPP\ inversor} \quad (2-17)$$

$$605,5452\ V < 800V$$

La corriente de corto circuito máxima de las dos cadenas en paralelo que representan a cada sub-arreglo (13x2), como se muestra en la ecuación 2-11 no deberá sobrepasar la intensidad de corto circuito máxima que soporta el inversor en los bornes de cada entrada CC.

$$I_{sc} < 33\ A$$

2.8.6 Estructuras de Soporte de los paneles

Según el área disponible y con 156 paneles que constituyen la planta solar, se realizaron tres arreglos, cada uno con 52 paneles los cuales se muestran en la Figura 2-35. Además, se pueden visualizar las distancias entre los paneles, con objeto de dar espacio a que el personal técnico pueda realizar mantenimiento.

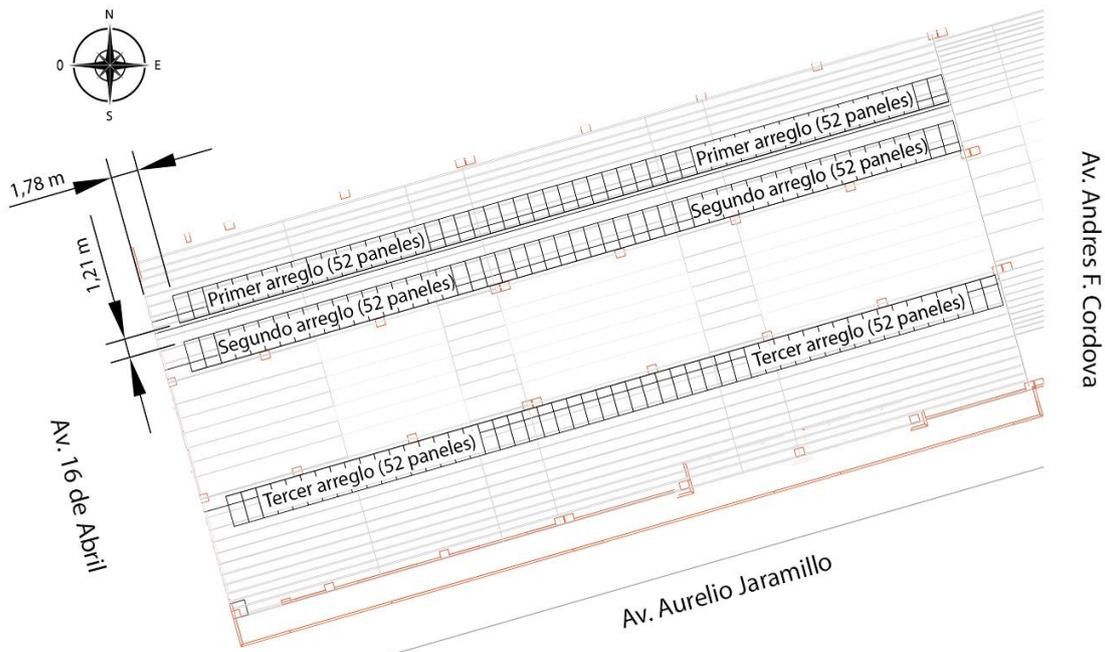


Figura 2-35 Arreglos de los paneles solares.

Fuente: Autores.

Respecto a sus estructuras de soporte, cada arreglo contará con cuatro estructuras de 13,16 metros de largo (Figura 2-36), colocándose 13 paneles en cada estructura.

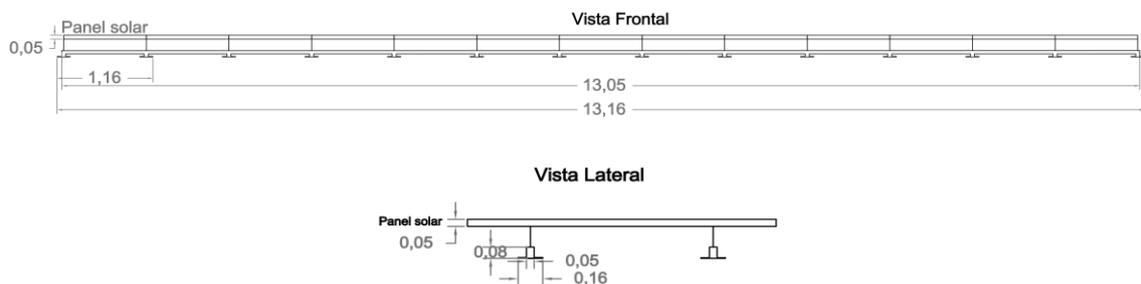


Figura 2-36 Vista Frontal y Lateral de la estructura.

Fuente: Autores.

Para un mayor detalle véase ANEXO 2.

2.8.7 Cálculo para los conductores

2.8.7.1 Dimensionamiento de los conductores

La instalación eléctrica está compuesta por diferentes calibres de conductores dependiendo de los tramos y valores de corrientes de diseño. Según la ITC-BT-19 para el diseño de sección de conductores deben cumplirse los siguientes parámetros: i) La corriente máxima admisible por un conductor debe ser superior a la corriente máxima que circula por el mismo, ii) la caída de tensión producida en el cable a su corriente máxima debe ser inferior a cierto valor establecido, en este caso para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, la sección de los conductores debe ser tal para que la caída de tensión sea menor al 1,5% en CC, en CA la caída de tensión deberá ser menor a un 2%.

Debido a que la planta solar está compuesta de varios tramos, desde la generación de energía en los sub-arreglos fotovoltaicos, hasta la entrega a la red, se entiende que los niveles de tensión y corriente no serán iguales, por lo cual los conductores variarán de calibre dependiendo de la zona en la que operen dentro del diseño.

Para conocer la distancia que medirán los cables mediante los planos proporcionados por el constructor, se procedió a acotar la ruta más conveniente que recorrerán los conductores (ver ANEXO 3). Los tramos en CC, aguas arriba del inversor serán los que se muestran en la Tabla 2-9.

Tabla 2-9 Distancia de tramos en conductores de CC.

Distancia: Tramos CC (Corriente continua)		
Tramo	Distancia (m)	Número de conductores
Cable del cuadro de campo 1,1	2	2 polos: Positivo y negativo de bornes del panel
Cable del cuadro de campo 1,2	2	2 polos: Positivo y negativo de bornes del panel
Cable del cuadro de campo 1,3	2	2 polos: Positivo y negativo de bornes del panel
Cable del cuadro de campo 1,4	2	2 polos: Positivo y negativo de bornes del panel
Cable del cuadro de campo 2,1	2	2 polos: Positivo y negativo de bornes del panel
Cable del cuadro de campo 2,2	2	2 polos: Positivo y negativo de bornes del panel
Cable del cuadro de campo 2,3	2	2 polos: Positivo y negativo de bornes del panel
Cable del cuadro de campo 2,4	2	2 polos: Positivo y negativo de bornes del panel
Cable del cuadro de campo 3,1	2	2 polos: Positivo y negativo de bornes del panel
Cable del cuadro de campo 3,2	2	2 polos: Positivo y negativo de bornes del panel
Cable del cuadro de campo 3,3	2	2 polos: Positivo y negativo de bornes del panel
Cable del cuadro de campo 3,4	2	2 polos: Positivo y negativo de bornes del panel
Cable del cuadro de campo 1,1-1,2-Inversor 1	42,76	2 polos: Positivo y negativo de la unión de cuadro de campo 1,1 y 1,2
Cable del cuadro de campo 1,3-1,4-Inversor 1	42,76	2 polos: Positivo y negativo de la unión de cuadro de campo 1,3 y 1,4
Cable del cuadro de campo 2,1-2,2-Inversor 2	41	2 polos: Positivo y negativo de la unión de cuadro de campo 2,1 y 2,2
Cable del cuadro de campo 2,3-2,4-Inversor 2	41	2 polos: Positivo y negativo de la unión de cuadro de campo 2,3 y 2,4
Cable del cuadro de campo 3,1-3,2-Inversor 3	31,5	2 polos: Positivo y negativo de la unión de cuadro de campo 3,1 y 3,2
Cable del cuadro de campo 3,3-3,4-Inversor 3	31,5	2 polos: Positivo y negativo de la unión de cuadro de campo 3,3 y 3,4
Distancia: Tramos CC (metros)		509,04

En total, para cubrir los tramos de CC de toda la planta fotovoltaica incluyendo los cables de los paneles, se requiere 509,04 m de conductores de varios calibres. Los tramos en CA aguas abajo de los inversores son los siguientes (Tabla 2-10):

Tabla 2-10 Distancia de tramos en corriente alterna.

Distancia: Tramos CA (Corriente Alterna)		
Tramo	Distancia (m)	Número de conductores
Inversor 1 - Cuadro fotovoltaico	5	4 polos: Tres fases y conductor neutro
Inversor 2 - Cuadro fotovoltaico	5	4 polos: Tres fases y conductor neutro
Inversor 3 - Cuadro fotovoltaico	5	4 polos: Tres fases y conductor neutro
Cuadro fotovoltaico - Cuadro general	2	4 polos: Tres fases y conductor neutro
Distancia total conductores CA (m)	68	

Para cubrir los tramos en CA que se encuentran a la salida de los inversores, es necesario 68 m de cable de varios calibres.

2.8.7.2 Dimensionamiento de conductores en CC y CA

Para dimensionar los tramos en CC se toman en cuenta las caídas de tensión porcentuales en cada tramo y se utiliza un valor a $0,022 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ de resistividad del cobre.

El resultado de los conductores calculados, caída de tensión y el calibre a utilizar se muestra en la Tabla 2-11.

Tabla 2-11 Calibre y caída de tensión.

Tramo	Longitud (m)	Imp(A)	Caída tensión teórica %	Módulos en serie	Vmp (V)	Sección calculada mm²	Sección elegida mm²	Caída tensión calculada %
Cable del cuadro de campo 1.1	2	9,6	0,25	13	41,7	1,288	2,5	0,129
Cable del cuadro de campo 1.2	2	9,6	0,25	13	41,7	1,288	2,5	0,129
Cable del cuadro de campo 1.3	2	9,6	0,25	13	41,7	1,288	2,5	0,129
Cable del cuadro de campo 1.4	2	9,6	0,25	13	41,7	1,288	2,5	0,129
Cable del cuadro de campo 2.1	2	9,6	0,25	13	41,7	1,288	2,5	0,129
Cable del cuadro de campo 2.2	2	9,6	0,25	13	41,7	1,288	2,5	0,129
Cable del cuadro de campo 2.3	2	9,6	0,25	13	41,7	1,288	2,5	0,129
Cable del cuadro de campo 2.4	2	9,6	0,25	13	41,7	1,288	2,5	0,129
Cable del cuadro de campo 3.1	2	9,6	0,25	13	41,7	1,288	2,5	0,129
Cable del cuadro de campo 3.2	2	9,6	0,25	13	41,7	1,288	2,5	0,129
Cable del cuadro de campo 3.3	2	9,6	0,25	13	41,7	1,288	2,5	0,129
Cable del cuadro de campo 3.4	2	9,6	0,25	13	41,7	1,288	2,5	0,129
Cable cuadro de campo 1.1-1.2 - inversor 1	42,76	19,2	1,25	26	41,7	5,507	6	1,147
Cable cuadro de campo 1.3-1.4 - inversor 1	42,76	19,2	1,25	26	41,7	5,507	6	1,147
Cable cuadro de campo 2.1-2.2 - inversor 2	41	19,2	1,25	26	41,7	5,280	6	1,100
Cable cuadro de campo 2.3-2.4 - inversor 2	41	19,2	1,25	26	41,7	4,057	6	1,100
Cable cuadro de campo 3.1-3.2 - inversor 3	31,5	19,2	1,25	26	41,7	4,057	6	0,845
Cable cuadro de campo 3.3-3.4 - inversor 3	31,5	19,2	1,25	26	41,7	4,057	6	0,845

Para el dimensionamiento de los conductores en CA, se utilizaron las siguientes ecuaciones que se muestran en la Tabla 2-12 (Koziy, 2016).

Tabla 2-12 Fórmulas para el dimensionamiento de conductores en CA.

Cálculo de la sección en función de la caída de tensión				
En función de I y $\cos \varphi$	Monofásica	$S = \frac{2 \cdot l \cdot I \cdot \cos \varphi}{\Delta U \cdot \gamma_{\theta}}$	Trifásica	$S = \frac{\sqrt{3} \cdot l \cdot I \cdot \cos \varphi}{\Delta U \cdot \gamma_{\theta}}$
En función de P		$S = \frac{2 \cdot l \cdot I \cdot P}{\Delta U \cdot U \cdot \gamma_{\theta}}$		$S = \frac{l \cdot P}{\Delta U \cdot U \cdot \gamma_{\theta}}$

Donde:

S : sección del conductor (mm^2)

γ_{θ} : conductividad del conductor (s m/mm^2)

l : longitud de la línea (m)

ΔU : caída de tensión máxima permitida en la línea (V)

P : potencia activa transportada por la línea (W)

U : tensión de la línea (V)

I : intensidad prevista en la línea (A)

$\cos \varphi$: factor de potencia de la carga al final de la línea

Para el cálculo de conductores en CA se debe tener en cuenta la tensión de salida a la cual será configurado el inversor, en este caso 220 V. Cada salida se conecta a una barra del mismo nivel de tensión antes del transformador, teniendo un factor de potencia igual a 1 según la hoja de especificaciones del inversor. Los calibres para cada tramo son especificados a continuación (Tabla 2-13).

Tabla 2-13 Calibres de los tramos.

Tramo	Longitud (m)	V Salida inversor (V)	Factor de Potencia del inversor	I (A)	Caída de tensión teórica %	Sección calculada mm ²	Sección elegida mm ²	Caída de tensión calculada %
Inversor 1 - Cuadro fotovoltaico	5	220	1	54,586	1,25	17,19	35	0,614
Inversor 2 - Cuadro fotovoltaico	5	220	1	54,586	1,25	17,19	35	0,614
Inversor 3 - Cuadro fotovoltaico	5	220	1	54,586	1,25	17,19	35	0,614
Cuadro fotovoltaico - Cuadro general	1	220	1	163,758	0,1	46,882	70	0,184

Como puede observarse en la Tabla 2-13 entre la sección calculada y la sección elegida en mm² existe una diferencia de calibres, esto debido a que en consulta previa a distribuidores nacionales solo podían brindar estas secciones para tensión de aislamiento de 0,6/1kV y chaqueta aislante de PVC que es la recomendada según la normativa ITC-BT-19.

Cable del cuadro de campo 1.1

La longitud de cada uno de estos tramos será 2 metros, correspondientes a las uniones entre paneles que forman una cadena, cada una de estas está conformada por 13 módulos en serie con una potencia pico instalada de 5,2kWp. El conductor elegido está hecho a base de cobre, con una sección de 2,5 mm² con una tensión de aislamiento de 0,6/1kV y con una chaqueta aislante de PVC.

Esta configuración es la misma para los tramos de cable del cuadro de campo 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 3.1, 3.2, 3.3, 3.4.

En total existen 12 cadenas de 13 paneles fotovoltaicos en serie, conforman el generador fotovoltaico de 62,4 kWp.

Cable cuadro de campo 1.1 - 1.2 - inversor 1

Este tramo está conformado por la unión de los cuadros de campo 1.1 y 1.2, encontrándose constituido por cable de 6 mm² con una tensión de aislamiento de 0,6/1 kV, con una longitud de 42,76 m con aislante PVC, siendo la distancia comprendida entre la salida en bornes del primer subcampo que irá a la primera entrada CC del inversor, con una potencia pico de 10,40 kWp. Esta configuración es válida para el tramo de cable para los cuadros de campo 1.3 – 1.4 – inversor 1 que será conectada a la segunda entrada CC del inversor.

Cable cuadro de campo 2.1 - 2.2 – inversor 2

Este tramo posee la misma configuración Cable de cuadro de campo 1.1 -1.2, conformado ahora por los tramos desde los cuadros de campo 2.1 a 2.2 hacia la primera entrada CC del inversor 2, y de los cuadros de campo 2.3 a 2.4 conectados hacia la segunda entrada CC del inversor 2. La longitud del conductor en este caso es de 41 m y posee de igual forma una potencia pico instalada de 10,40 kWp, por entrada CC de cada inversor.

Cable cuadro de campo 3.1 - 3.2 – inversor 3

Este tramo tiene una longitud de 31,50 m con una potencia pico instalada de 10,40kWp posee la misma configuración y conductor que los cuadros de campo que son conectados a los inversores 1 y 2.

Salida de los inversores 1, 2 y 3 – cuadro general

La salida de cada inversor está constituida por cable de aislante PVC con un nivel de tensión de aislamiento de 0,6/1kV, con una sección de 65 mm² y una distancia de 1 m, entre los inversores. En base a las acotaciones realizadas a continuación se calculó la distancia que recorrerán los conductores desde la cubierta de la edificación, hasta el transformador de 75kVA de la locación que se encuentra antes de conectar a la red pública (Tabla 2-8).

2.8.8 Cálculo para las protecciones

2.8.8.1 Protecciones en CC

Los dispositivos de protección están diseñados para evitar daños en los equipos, o daños en los conductores que conforman la planta solar además de brindar protección al personal que está a cargo de su operación y mantenimiento al permitir desconectar ramales de la planta solar. Los dispositivos de protección a ser configurados deberán ser de uso exclusivo de CC. Como el generador fotovoltaico se encuentra conformado por tres subcampos de una misma potencia instalada de 20 800 W, un solo diseño servirá.

2.8.8.1.1 Fusibles

Son dispositivos de protección frente a sobrecorrientes generadas en los cuadros de campo o cadenas que conforman los sub-arreglos de la planta solar, su ubicación física será dentro de una caja concentradora. Según la normativa UNE – EN 60269 – 6, el objetivo central es que los fusibles puedan ser sustituidos por otros de similares características como son: valores asignados, categoría de empleo, calentamiento, potencia disipada, poder de corte y dimensiones.

Según la normativa IEC 61730 – 2, si el número de cadenas en paralelo es menor a 3, es recomendable el uso de fusibles si la corriente que circula por el conductor es 1,56 I_{sc}.

En este caso de estudio, existe el ingreso de dos cadenas por cada entrada de CC del inversor y la corriente máxima que podrá soportar el conductor de cobre de 2,5 mm² (según la hoja de especificaciones) es:

$$I_{\text{conductor de } 2,5\text{mm}^2} = 19,97A$$

Sin embargo, la corriente de cortocircuito del panel para el análisis del fusible es:

$$1,56 I_{sc} < I_{\text{conductor de } 2,5\text{mm}^2} \quad (2-18)$$

$$1,56 \cdot 10,36 A < 19,97 A$$

$$16,16 A < 19,97 A$$

En vista de que la máxima corriente de circulación del conductor es menor a la corriente máxima que soporta el conductor (como se observa en la ecuación 2-20), no sería necesario el uso de fusibles para las dos cadenas presentes en cada entrada CC del inversor, sin embargo, se realizará su dimensionamiento ya que pueden ocurrir corrientes de fallos no previstos desde los inversores o si en un futuro se requiere implementar un sistema de almacenamiento por medio de baterías.

La tensión de trabajo viene dada por la siguiente igualdad (2-19):

$$1,1 \cdot V_{\text{sin carg max}} = 1,1 N_s \cdot V_{\text{sin carg max panel}} \quad (2-19)$$

De modo que la tensión de trabajo para un fusible es de

$$1,1 N_s \cdot V_{\text{sin carg max panel}}$$

$$1,1 \cdot 13 \cdot 54,6804 V$$

$$781,93 V$$

En tanto a la intensidad para asignar al fusible I_n viene dada por la ecuación (2-20):

$$1,5 I_{sc} \leq I_n \leq 2 \cdot I_{sc} \quad (2-20)$$

$$1,5 \cdot 10,36 A \leq I_n \leq 2 \cdot 10,36 A$$

$$15,54 A \leq I_n \leq 20,72 A$$

La corriente del fusible debe estar comprendida entre los rangos que se muestran en la Tabla 2-14. La corriente I_n se encuentra normalizada según el estándar *UNE – EN – 60269* con valores comprendidos de: 6A, 10A, 12A, 15A, 20A, 40A, 50A, etc.

Tabla 2-14 Valores del fusible.

Fusible		
Voc Arreglo	710,85	V
V fusible	781,93	V
1.5Isc	15,54	A
2Isc	20,72	A
In	20,00	A
Valor Comercial	20,00	A

Los fusibles serán tipo gPV de la marca Bussmann sugerida por los proveedores consultados, con dimensiones de $10 \times 38 \text{ mm}$ de 15 A y una tensión de 1000 V CC , con capacidad de corte nominal de 50 kA , además de un portafusible marca Zjbeny con tensión de trabajo de 1000 V CC , corriente nominal de 30 A , con grado de protección $IP 20$ y tamaño de fusible $10 \times 38 \text{ mm}$, siendo compatible con el fusible adoptado.

Se implementarán dos fusibles por cadena, ubicados en los polos positivos y negativos de cada uno, con 24 fusibles protegiendo las 12 cadenas existentes.

2.8.8.1.2 Interruptor termomagnético

Según la normativa ITC-BT-22 un interruptor termomagnético deberá cumplir con la siguiente expresión:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (2-21)$$

$$I_c \leq 1.45 \cdot I_Z$$

Donde:

I_B : intensidad de utilización.

I_N : intensidad nominal del dispositivo de protección.

I_Z : intensidad máxima admisible.

I_c : intensidad de funcionamiento del dispositivo de protección.

Su método de cálculo es similar a los fusibles, por lo cual tienen las mismas características de diseño, teniendo el siguiente interruptor termomagnético, mostrado en la Tabla 2-15.

Tabla 2-15 Valores del interruptor termomagnético.

Termomagnético		
Voc Arreglo	710,85	V
Imax	20	A

En cuanto al interruptor termomagnético comercial, según proveedores ofrecen el modelo S804PV – S120 de ABB, con una I_n de 20 A , con capacidad de corriente de ruptura

máxima de 5 kA a 1500 V. El dispositivo posee dos diferentes mecanismos de disparo, uno térmico para la protección de sobrecargas y el otro electromecánico para la protección de corto circuito. El dispositivo posee un rango de protección IP20, con capacidad de conexión de cable rígido de 0 a 50 mm² y de cable flexible de 0 a 70 mm².

2.8.8.1.3 Varistor

La normativa UNE – EN 61643 – 11, indica que debe existir la presencia de dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias, siendo estos los encargados de regular, mediante descargas a tierra, sobretensiones a niveles que soporta la instalación. En la red de corriente continua se deben instalar varistores entre la caja de conexiones en CC y el subcampo de generación, siempre y cuando la distancia entre estos sea mayor a 10 m. Se conectarán dos descargadores conectados entre positivo y negativo, además tendrán un punto común de conexión a tierra.

El varistor será tipo 2, destinado a la protección de sobrecorrientes por descargas atmosféricas indirectas.

La tensión nominal del varistor viene dada por la igualdad 2-21.

La corriente nominal de descarga es definida mediante las siguientes limitantes:

- ≥ 10kA en instalaciones sin protección externa.
- ≥ 20kA en instalaciones con protección externa.

Los valores del varistor se muestran en la Tabla 2-16 y en la Figura 2-37 se aprecia la conexión en el cuadro de campo.

Tabla 2-16 Valores del Varistor.

Varistores		
Voc Arreglo	710,85	V
Tensión nominal al descargador	781,94	V
Corriente nominal de descarga	10	kA
Valor comercial	1000	V

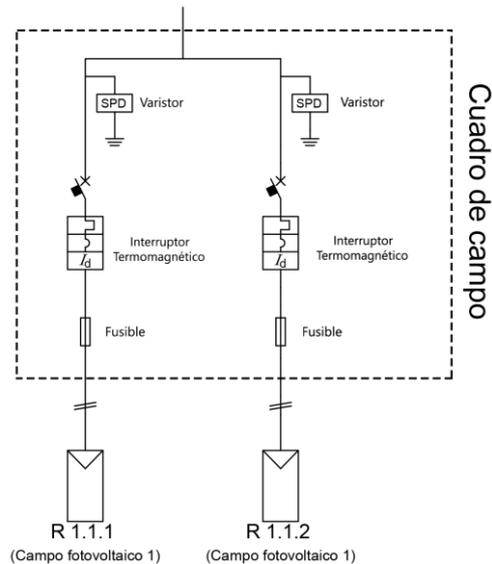


Figura 2-37 Conexión del varistor en el circuito del cuadro de campo.

Fuente: Autores.

Por protección externa se entiende que existe un pararrayos en la instalación.

El varistor para usar es de la marca *Zjbeny* de tres polos (positivo, negativo, tierra), tipo 2, voltaje de circuito abierto para un varistor de 10000 V en CC, corriente nominal de descarga 20 kA, nivel de protección de tensión por encima de 3,8 kV, tiempo de respuesta menor a 25 ns, nivel de protección IP20, rango de conexión de conductor rígido de 4 a 25 mm² y flexible de 4 a 16 mm².

2.8.8.2 Protecciones en CA

Con una tensión de salida de 220 V y una potencia generada de 21800 W en el inversor, se procede a realizar el cálculo de las protecciones para cada tramo de la planta fotovoltaica. Considerando que se realizará solo el cálculo de un subcampo, ya que los tres subcampos poseen las mismas características. Las protecciones de CA se ubicarán luego de los inversores, basándonos en la normativa *ITC – BT – 40*, que establece la composición de la planta fotovoltaica.

2.8.8.2.1 Interruptores termomagnéticos

Según la normativa *UNE – EN 60947 – 2*, cada planta generadora en la sección de AC debe estar complementada de un interruptor automático con capacidad de desconexión. En este caso el interruptor diseñado actuará como protección a la salida de cada inversor, en a los siguientes parámetros de la hoja de especificaciones del conductor se realiza su dimensionamiento.

2.8.8.2.1.1 Interruptor termomagnético a la salida de cada inversor

Diámetro conductor: 35 mm²

Corriente de circulación conductor: 66,99 A

Datos del inversor

Potencia generada: 20800 W

Tensión de salida: 220 V

El factor de potencia viene dado por la siguiente ecuación:

$$f.p. = P/S \quad (2-22)$$

Donde los datos de la potencias activa y aparente vienen dados según la hoja de especificaciones del inversor.

$$P = 20000 \text{ W}$$

$$S = 20000 \text{ VA}$$

Reemplazando datos:

$$f.p. = \frac{20000 \text{ W}}{20000 \text{ VA}}$$

$$f.p. = 1$$

Factor de potencia: 1

Para el dimensionamiento del interruptor usamos la ecuación 2-23 del cálculo de potencia activa para sistemas trifásicos.

$$P = \sqrt{3} V I \text{ Cos}(\varphi) \quad (2-23)$$

Donde:

P = potencia del consumo eléctrico (W).

I = intensidad que fluye por el circuito (I).

$\text{Cos}(\varphi)$ = valor del factor de potencia.

$\sqrt{3}$ = valor constante en los sistemas trifásicos.

Despejando el valor de I de la ecuación 2-23 se obtiene:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V \text{ Cos}(\varphi)} \quad (2-24)$$

$$I = \frac{20800}{\sqrt{3} 220 \cos(1)}$$

$$I = 101,028 A$$

El interruptor termomagnético deberá estar en el siguiente rango de corrientes.

$$66,99 A \leq I_n \leq 101,028 A$$

Para este caso, se utilizará el interruptor termomagnético de la marca ABB modelo S203 – C80, de 80 A para corriente alterna, a una frecuencia industrial de 60 Hz, capacidad de corriente de corte de 6 KA a 400 V CA, con un rango de protección IP20 para la intemperie y IP40 para bastidores, con una duración de maniobras mecánicas de 20000 ciclos. El rango de conductores aceptables para cable flexible es de 4 a 35 mm² y para cable rígido de 2,5 a 50 mm².

2.8.8.2.1.2 Interruptor termomagnético a la salida de la planta solar

De igual manera cumpliendo con la normativa UNE – EN 60947 – 2. Este dispositivo de protección se ubicará a la salida de la planta solar y tendrá como funcionalidad ser el dispositivo de desconexión de toda la planta, los parámetros para su dimensionamiento fueron realizados de la misma forma que la sección 2.8.8.2.1.1.

Diámetro conductor: 70 mm²

Corriente de circulación conductor: 208,28 A

Datos del inversor:

Potencia generada: 62400 W

Tensión de salida: 220 V

Factor de potencia: 1

Para el dimensionamiento del interruptor, de igual manera se utiliza la ecuación 2-24, dando como resultado el siguiente valor de corriente:

$$I = \frac{62400}{\sqrt{3} 220 \cdot \cos(1)}$$

$$I = 303,085 A$$

El interruptor termomagnético deberá estar en el siguiente rango de corrientes:

$$208,28 A \leq I_n \leq 303,085 A$$

Para cubrir este tramo, según proveedores se elige un interruptor termomagnético Tmax T3 de la marca ABB de 250 A, de corriente permanente asignada, 3 polos a una frecuencia industrial de 60 Hz y una tensión máxima de funcionamiento en AC de 690 V. Con un rango de protección IP20 para la intemperie y IP40 para bastidores.

2.8.8.2.2 Seccionador

La normativa *UNE – EN 60947 – 3*, indica que debe existir un seccionador que cumpla la función de un dispositivo de maniobra. Este se encontrará a la salida de la barra de 220 V, que consta de la unión de las líneas de cada uno de los inversores. En base a los parámetros previamente calculados y utilizando la ecuación 2-24, se conoce el valor de la corriente de salida de la planta solar que está conectado a una barra de unión de los tres inversores a 220V.

Utilizando la ecuación 2-24 se obtiene el siguiente valor de corriente:

$$I = \frac{62400}{\sqrt{3} 220 \cos(1)}$$

$$I = 163,75 A$$

En base a detalles de los proveedores, el modelo seleccionado será de la marca ABB modelo Tmax T1D, con una corriente asignada de utilización de 160 A, 3 polos, una tensión asignada de servicio máxima de 690 V AC a una frecuencia industrial de 60 HZ, con una durabilidad mecánica de 2500 maniobras. Estos dispositivos tienen como función principal, realizar el seccionamiento de los circuitos en los cuales fueron instalados.

2.8.8.2.3 Interruptores diferenciales

Según la normativa *UNE – EN 60947 – 2*, en las instalaciones de baja tensión debe existir un interruptor diferencial como medida de protección para los usuarios y acorde a la normativa *ITC – BT – 25*, estos dispositivos deben tener un rango de corriente residual de 30 mA a 500 mA para grandes industrias, servicios, entre otros.

Fue seleccionado un interruptor diferencial de la marca ABB trifásico de 35 mA de corriente residual.

2.8.8.3 Medidor bidireccional

La normativa ITC-BT-40, en la sección de *ESQUEMAS DE INSTALACIONES INTERCONECTADAS CI*, menciona que debe existir un contador bidireccional de energía conectado a las cargas de consumo de usuario y a la planta generadora. El tipo de conexión dependerá de la legislación del país en la cual se aplique. Para el caso de Ecuador la normativa *ARCONEL 003/18*, solo especifica que debe ser conectado este dispositivo para medición de remanentes positivos o negativos de energía que posteriormente se detallaran en la factura del consumidor.

2.9 Simulación en software

Para simular la planta fotovoltaica se utilizó el software bajo licencia *Solarius Pv*. Este software tiene la capacidad para simular instalaciones en edificios nuevos o existentes, parques fotovoltaicos, disponibilidad de geolocalización de datos climáticos y modelado 3D que se puede partir de proyectos ya realizados en formatos DXF/DWG o IFC.

2.9.1 Ajuste y selección de localidad

Se procede a seleccionar la ubicación geográfica en el software, introduciendo los datos generales como el país y ciudad, incluso identificar visualmente el punto donde se quiere desarrollar el proyecto fotovoltaico y seleccionarlo. Para este caso de estudio deberá ser Azogues – Ecuador, y se seleccionaron las coordenadas de la locación en estudio como se muestra en la Figura 2-38.

The screenshot shows the 'Datos geográficos' (Geographic Data) section of the software. It includes input fields for City (Azogues (EC)), Latitude (2° 44' 21" S), Longitude (78° 50' 53" W), and Altitude (2 513 m). Below this is the 'Irradiación sobre el plano horizontal' (Horizontal Plane Irradiation) section, which shows the unit of measurement set to [kWh/m²], an annual irradiation of 2 174,49 kWh/m², and a table of daily average irradiation for each month. The source is listed as 'Meteonorm 7.1'.

Unidad de medida											
<input type="radio"/> [MJ/m²]	<input checked="" type="radio"/> [kWh/m²]										
Irradiación anual [kWh/m²]	2 174,49										
Irradiación diaria media											
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
5,95	6,19	6,23	5,94	5,67	5,71	5,37	5,68	6,06	6,49	6,04	6,18
Fuente: Meteonorm 7.1											

Figura 2-38 Irradiación solar en Azogues- Ecuador.

Fuente: Autores.

Una vez seleccionado el lugar donde se desarrollará el proyecto, se visualizará la irradiación sobre el plano horizontal del sector, mostrando los datos de irradiación mensual diaria e irradiación anual.

Basado en un barrido panorámico de la cubierta, el software permite analizar mediante una carta solar (Figura 2-39), el rendimiento que tendrá la instalación a lo largo del año con respecto a las sombras que puedan afectar a la instalación, además por a la ubicación geográfica podemos obtener los valores de irradiación de cada mes como se muestra en la Tabla 2-17.

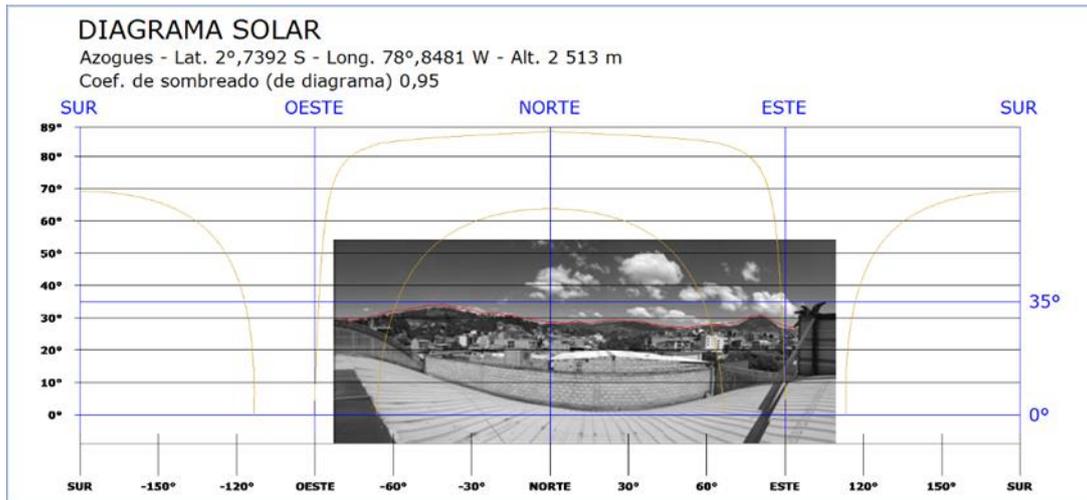


Figura 2-39 Sombreado según la ubicación.

Fuente: Autores.

Tabla 2-17 Coeficiente de sombreado según irradiación anual sobre plano horizontal.

Irradiación diaria media mensual [kWh/m²] (con sombras/sin sombras)	
Enero	5,95 / 5,95
Febrero	6,19 / 6,19
Marzo	5,89 / 6,23
Abril	5,38 / 5,94
Mayo	5,09 / 5,67
Junio	5,13 / 5,71
Julio	4,82 / 5,37
Agosto	5,09 / 5,68
Septiembre	5,74 / 6,06
Octubre	6,49 / 6,49
Noviembre	6,04 / 6,04
Diciembre	6,18 / 6,18
Irradiación anual sobre el plano horizontal [kWh/m²] (con sombra/sin sombra)	
Total	2 066,83 / 2 174,49
Coef. Somb.	0,95

La irradiación anual sobre el plano horizontal disminuirá de 2174,99 kWh/m² a 2066,83 kWh/mm², dando como resultado un coeficiente de sombreado de 0,95.

2.9.2 Integración arquitectónica en Solarius PV

Para comenzar con el acople de la planta fotovoltaica de 62400 Wp, en la cubierta de la instalación se procede a realizar la integración arquitectónica Zalamea-León y Quesada, (2017), mencionan que en este caso lo ideal es hacer tres grupos de paneles fotovoltaicos,

respetando la zona de las láminas de policarbonato. Además, se aconseja disponer de una distancia simétrica entre estos grupos, para la futura circulación del personal que realizará el mantenimiento e inspección de la planta solar. No es necesario realizar una integración arquitectónica nivel 3, es decir sustituir elementos que forman parte de la techumbre o envoltente del establecimiento para dar lugar a la instalación de los paneles, sino más bien sobreponerlos en la cubierta de forma coplanar y de forma simétrica entre los subcampos. Posterior a eso se procedió a importar el modelo arquitectónico IFC, hacia Solarius PV (Figura 2-40).

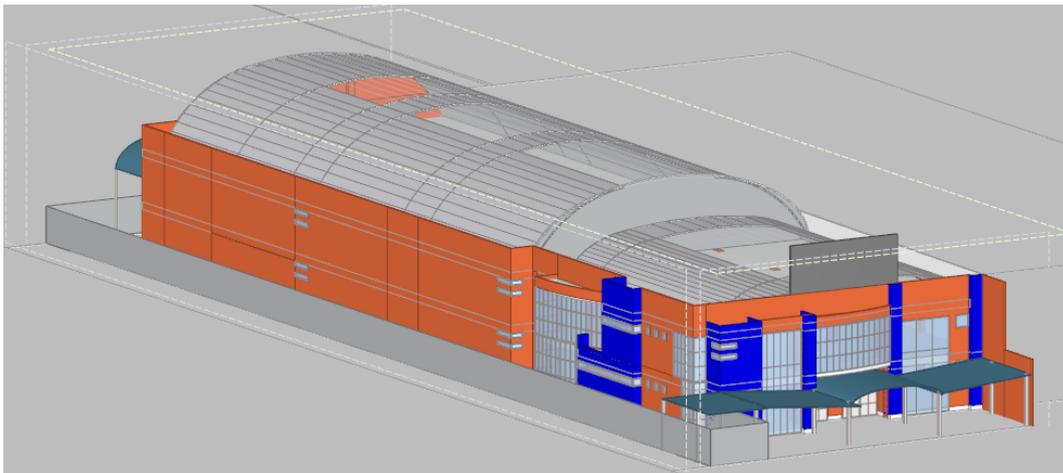


Figura 2-40 Edificación exportada a Solarius PV.

Fuente: Autores.

2.9.3 Acople de subcampos fotovoltaicos

Una vez definido 156 paneles que conforman el generador fotovoltaico, este se divide en tres arreglos de 52 paneles cada uno, se procede al acople en la techumbre, iniciando con la selección del posicionamiento. Para este caso de estudio serán coplanares a la superficie y a una estructura con soporte fijo (Figura 2-41).

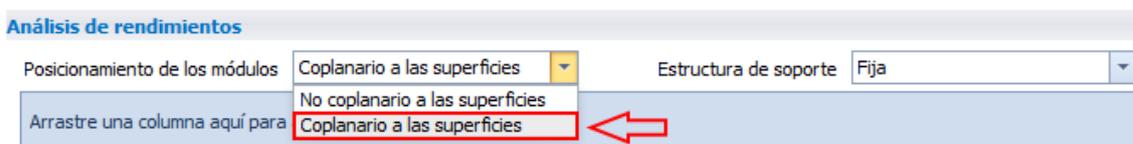


Figura 2-41 Selección de la estructura fija y coplanar a la techumbre.

Fuente: Autores.

Puesto que se tiene tres arreglos, cada uno se ubicará como se muestra en la Figura 2-35, por ende, el posicionamiento e irradiación sobre cada arreglo variará de uno a otro y estos valores se muestran en la Tabla 2-18.

Tabla 2-18 Posicionamiento e irradiación.

Posicionamiento e irradiación sobre el plano de los módulos						
Arreglo	Acimut [°]		Tilt [°]		Irradiación anual [kWh/m²]	Rendimiento [%]
Primer arreglo	0		27		1904,65	92,09
Segundo arreglo	0		8		2052,17	99,22
Tercer arreglo	180		8		2052,32	99,22

En la sección 2.8.1 se mencionó que los módulos a utilizar son los Jinko Solar, modelo JKM-400M-72H-V, se selecciona en el software y se configura el número de paneles. Donde se aprecia que cada arreglo tendría una potencia de 20800 kW y 62400 kW en potencia total instalada, también se observa que cada arreglo ocuparía un área de 104,62 m², teniendo 313,86 m² por todos los tres arreglos (Figura 2-42).

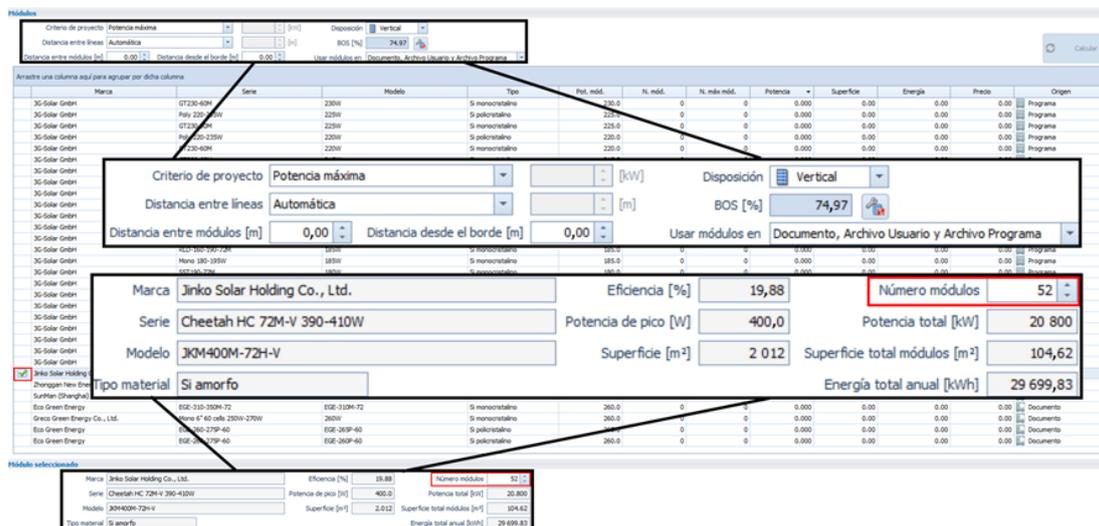


Figura 2-42 Selección de la estructura fija y coplanar a la techumbre.

Fuente: Autores.

Hay que señalar que cada arreglo tiene una diferente orientación e inclinación por la forma de la cubierta (Tabla 2-18), por ende, cada arreglo generará un valor diferente anual, como se muestra en la Tabla 2-19.

Tabla 2-19 Posicionamiento e irradiación.

Arreglo	Energía total anual [kWh]
Primer arreglo	29699,83
Segundo arreglo	31999,17
Tercer arreglo	31996,26

2.9.4 Configuración de los inversores

Tras haber definido un inversor, se elige el primer arreglo de paneles fotovoltaicos (Figura 2-43), seguido del inversor Fronius SYMO 20.0-3-M, en la librería (Figura 2-44).

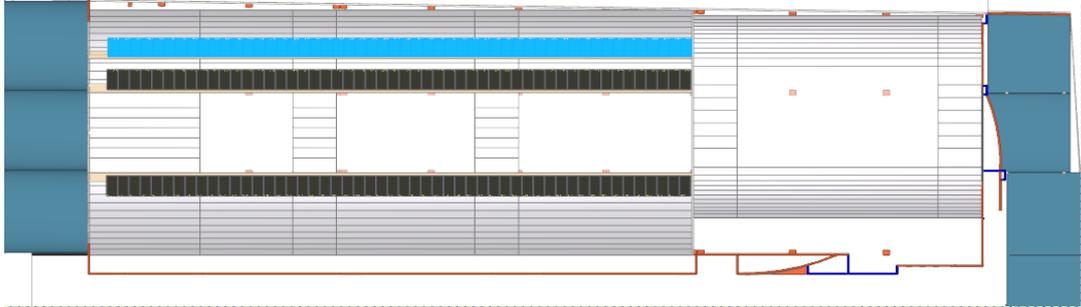


Figura 2-43 Selección del primer arreglo de módulos (resaltado en azul claro).

Fuente: Autores.

En la Figura 2-44, se muestran las características generales del inversor, con sus dos entradas MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) y una potencia de 20000 W.

Módulo seleccionado

Módulo **Jinko Solar Holding Co., Ltd. - Cheetah HC 72M-V 3** Potencia de pico [W] **400,0** Número módulos **52** Potencia total [kW] **20,800**

Inversor

Margen de seguridad comprob. eléctricas [%] **3** Usar inversores contenidos en Documento, Archivo Usuario y Archivo Programa

Arrastre una columna aquí para agrupar por dicha columna

Marca	Serie	Modelo	Tipo	Potencia	Núm. MPPT	Núm. inv.	Dimens.	Almacenamie...	Precio
✓ Fronius International GmbH	Fronius Symo	SYMO 20.0-3-M	Trifásico	20 000	2	1	96.15	-	0.00
Fronius International GmbH	Fronius Symo	SYMO 17.5-3-M	Trifásico	17 500	2	1	84.13	-	0.00
Fronius International GmbH	Fronius Symo UL	15.0-3 208	Trifásico	15 000	2	1	72.12	-	0.00
Fronius International GmbH	Fronius Symo	SYMO 15.0-3-M	Trifásico	15 000	2	1	72.12	-	0.00

Marca **Fronius International GmbH** Tipo fase **Trifásico** Dimensionamiento [%] **96,15** ✓
 Serie **Fronius Symo** Potencia [W] **20 000** Número inversores **1**
 Modelo **SYMO 20.0-3-M** Número MPPT **2**

Inversor seleccionado

Marca **Fronius International GmbH** Tipo fase **Trifásico** Dimensionamiento [%] **96,15** ✓
 Serie **Fronius Symo** Potencia [W] **20 000** Número inversores **1**
 Modelo **SYMO 20.0-3-M** Número MPPT **2**

Figura 2-44 Selección del inversor para el primer arreglo.

Fuente: Autores.

Al existir dos entradas MPPT, se configura cada una con 26 módulos y se subdivide en 2 ramas de 13 módulos, como se muestra en la Figura 2-45.

MPPT	Total módulos	Rama x módulos	Vm Tmáx >= Vmppt mín		Vm Tmín <= Vmppt máx		Voc Tmín <= Vmáx		Voc Tmín <= Vmáx módulo		Isc gen <= Imáx inv	
			Vm Tmáx	Vmppt mín	Vm Tmín	Vmppt máx	Voc Tmín	Vmáx	Voc Tmín	Vmáx mód.	Isc gen	Imax
1	26	2 x 13	460,53	420,00	605,55	800,00	710,85	1 000,00	710,85	1 500,00	20,72	33,00
2	26	2 x 13	460,53	420,00	605,55	800,00	710,85	1 000,00	710,85	1 500,00	20,72	33,00

Figura 2-45 Configuración de ramales en serie y paralelo según cada MPPT del inversor.

Fuente: Autores.

En la Figura 2-46, se muestra la configuración final de cada MPPT.

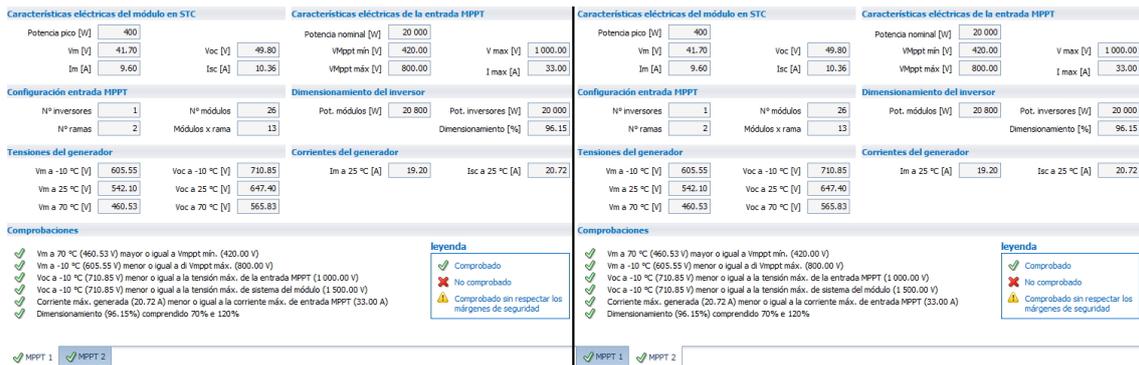


Figura 2-46 A la izquierda la configuración del MPPT1 del inversor 1 y a la derecha la configuración del MPPT2.

Fuente: Autores.

Realizando una comprobación entre los datos calculados y simulados, se puede observar una similitud entre estos, como se muestra en la Tabla 2-20. La comparativa mostrada es la misma para los tres inversores ya que tienen las mismas configuraciones.

Tabla 2-20 Comparación entre datos calculados y simulados.

Tensión	Datos Calculados	Datos Simulados
Tensión mínima MPP	511,8405 V	511,84 V
Tensión máxima MPP	700,5685 V	700,57 V
Tensión sin carga máxima	843,568 V	843,57 V
Intensidad MPP	17,72 A	17,72 A
Tensión MPP	618V	618V

2.9.5 Simulación de los conductores en CC y CA dimensionados

A continuación, se procede a analizar los diferentes tramos que fueron diseñados en los puntos 2.8.9.1 y 2.8.9.2 que componen la planta fotovoltaica en el software.

2.9.5.1 Tramos en CC

Siguiendo el análisis de la sección 2.8.9.1, se procede a seleccionar los datos correspondientes para la simulación, como se muestra en la Figura 2-47.

Datos generales			
Nombre	R 1.1.1 (Campo 1)	Potencia [W]	5 200,0
Módulo	Jinko Solar Holding Co., Ltd. - Cheetah HC 72M-V 390-410W - JKM400M-72		
Potencia [W]	400,0	Número de módulos	13

Cable (Cuadro de campo1 - R)			
Normativa	IEC 60364 (Colocación en aire)	Tipo cable	Single-core
Designación	ARE4E4X-0,6/1 kV	Tipo aislante	PVC
Colocación	Single-core cables fixed on, or spaced less than 0,3 × cable diameter...		
Instalación sobre pasarelas	Single layer on wall, floor or unperforated cable tray systems with on...		
Temperatura amb. [°C]	40	Núm. circuitos	2
Sección [mm²]	2,5	Núm. conductores en paralelo	1
Longitud [m]	2,00		

Resultados			
Tensión [V]	542	Caída de tensión [%]	0,07
Caída de tensión [V]	0,37	Ampacidad [A]	19,97
Corriente [A]	9,60		

Figura 2-47 Dimensionamiento del conductor para los cuadros de campo fotovoltaicos.

Fuente: Autores.

2.9.6 Tramos de cadenas a cuadros de campo

Los subcampos fotovoltaicos serán conectados a una entrada CC de cada inversor, en este caso dos subcampos por entrada teniendo 6 entradas CC entre los tres inversores. Para las secciones de los conductores en CC basados en la normativa IEC 60364, a partir de este punto se utilizará cables unipolares de cobre con chaqueta PVC y con niveles de aislamiento de 0,6/1 kV. Para el primer cuadro de campo del inversor 1 se muestra en la Figura 2-48.

Cable (Inversor 1 - Cuadro de campo1)			
Normativa	IEC 60364 (Colocación en aire)	Tipo cable	Single-core
Designación	ARE4E4X-0,6/1 kV	Tipo aislante	PVC
Colocación	Single-core cables fixed on, or spaced less than 0,3 × cable diameter...		
Instalación sobre pasarelas	Single layer on wall, floor or unperforated cable tray systems with on...		
Temperatura amb. [°C]	40	Núm. circuitos	2
Sección [mm²]	6	Núm. conductores en paralelo	1
Longitud [m]	42,76		

Resultados			
Tensión [V]	542	Caída de tensión [%]	1,20
Caída de tensión [V]	6,49	Ampacidad [A]	34,02
Corriente [A]	19,20		

Figura 2-48 Dimensionamiento del conductor para el cuadro de campo 1.

Fuente: Autores.

Para el segundo cuadro de campo del inversor 1 y en base a la normativa IEC 60364, además de cables unipolares de cobre con chaqueta PVC y niveles de aislamiento de 0,6/1 kV. La configuración se muestra en la Figura 2-49.

Cable (Inversor 1 - Cuadro de campo2)			
Normativa	IEC 60364 (Colocación en aire)	Tipo cable	Single-core
Designación	ARE4E4X-0,6/1 kV	Tipo aislante	PVC
Colocación	Single-core cables fixed on, or spaced less than 0,3 × cable diameter...		
Instalación sobre pasarelas	Single layer on wall, floor or unperforated cable tray systems with on...		
Temperatura amb. [°C]	40	Núm. circuitos	2
Sección [mm²]	6	Núm. conductores en paralelo	1
Longitud [m]	42,76		

Resultados			
Tensión [V]	542	Caída de tensión [%]	1,20
Caída de tensión [V]	6,49	Ampacidad [A]	34,02
Corriente [A]	19,20		

Figura 2-49 Dimensionamiento del conductor para el cuadro de campo 2.

Fuente: Autores.

Para el primer cuadro de campo del inversor 2 y en base a la normativa IEC 60364, además de cables unipolares de cobre con chaqueta PVC y niveles de aislamiento de 0,6/1 kV. La configuración se muestra en la Figura 2-50.

Cable (Inversor 2 - Cuadro de campo3)			
Normativa	IEC 60364 (Colocación en aire)	Tipo cable	Single-core
Designación	ARE4E4X-0,6/1 kV	Tipo aislante	PVC
Colocación	Single-core cables fixed on, or spaced less than 0,3 × cable diameter...		
Instalación sobre pasarelas	Single layer on wall, floor or unperforated cable tray systems with on...		
Temperatura amb. [°C]	40	Núm. circuitos	2
Sección [mm²]	6	Núm. conductores en paralelo	1
Longitud [m]	41,00		

Resultados			
Tensión [V]	542	Caída de tensión [%]	1,15
Caída de tensión [V]	6,22	Ampacidad [A]	34,02
Corriente [A]	19,20		

Figura 2-50 Dimensionamiento del conductor para el cuadro de campo 3.

Fuente: Autores.

Para el segundo cuadro de campo del inversor 2 y en base a la normativa IEC 60364, además de cables unipolares de cobre con chaqueta PVC y niveles de aislamiento de 0,6/1 kV. La configuración se muestra en la Figura 2-51.

Cable (Inversor 2 - Cuadro de campo4)

Normativa	IEC 60364 (Colocación en aire)	Tipo cable	Single-core
Designación	ARE4E4X-0,6/1 kV	Tipo aislante	PVC
Colocación	Single-core cables fixed on, or spaced less than 0,3 × cable diameter...		
Instalación sobre pasarelas	Single layer on wall, floor or unperforated cable tray systems with on...		
Temperatura amb. [°C]	40	Núm. circuitos	2
Sección [mm²]	6	Núm. conductores en paralelo	1
Longitud [m]	41,00		

Resultados

Tensión [V]	542	Caída de tensión [%]	1,15
Caída de tensión [V]	6,22	Ampacidad [A]	34,02
Corriente [A]	19,20		

Figura 2-51 Dimensionamiento del conductor para el cuadro de campo 4.

Fuente: Autores.

Para el primer cuadro de campo del inversor 3 y en base a la normativa IEC 60364, además de cables unipolares de cobre con chaqueta PVC y niveles de aislamiento de 0,6/1 kV. La configuración se muestra en la Figura 2-52.

Cable (Inversor 3 - Cuadro de campo5)

Normativa	IEC 60364 (Colocación en aire)	Tipo cable	Single-core
Designación	ARE4E4X-0,6/1 kV	Tipo aislante	PVC
Colocación	Single-core cables fixed on, or spaced less than 0,3 × cable diameter...		
Instalación sobre pasarelas	Single layer on wall, floor or unperforated cable tray systems with on...		
Temperatura amb. [°C]	40	Núm. circuitos	2
Sección [mm²]	6	Núm. conductores en paralelo	1
Longitud [m]	31,50		

Resultados

Tensión [V]	542	Caída de tensión [%]	0,88
Caída de tensión [V]	4,78	Ampacidad [A]	34,02
Corriente [A]	19,20		

Figura 2-52 Dimensionamiento del conductor para el cuadro de campo 5.

Fuente: Autores.

Para el segundo cuadro de campo del inversor 3 y en base a la normativa IEC 60364, además de cables unipolares de cobre con chaqueta PVC y niveles de aislamiento de 0,6/1 kV. La configuración se muestra en la Figura 2-53.

Cable (Inversor 3 - Cuadro de campo6)

Normativa	IEC 60364 (Colocación en aire)	Tipo cable	Single-core
Designación	ARE4E4X-0,6/1 kV	Tipo aislante	PVC
Colocación	Single-core cables fixed on, or spaced less than 0,3 × cable diameter...		
Instalación sobre pasarelas	Single layer on wall, floor or unperforated cable tray systems with on...		
Temperatura amb. [°C]	40	Núm. circuitos	2
Sección [mm²]	6	Núm. conductores en paralelo	1
Longitud [m]	31,50		

Resultados

Tensión [V]	542	Caída de tensión [%]	0,88
Caída de tensión [V]	4,78	Ampacidad [A]	34,02
Corriente [A]	19,20		

Figura 2-53 Dimensionamiento del conductor para el cuadro de campo 6.

Fuente: Autores.

En la salida de CA de cada inversor, usamos la misma normativa IEC 60364, además de cables unipolares de cobre con chaqueta PVC y niveles de aislamiento de 0,6/1 kV. Las configuraciones de las salidas de los tres inversores son las mismas, como se muestra en la Figura 2-54 (correspondiente al inversor 1).

Cable (Cuadro fotovoltaico - Inversor 1)

Normativa	IEC 60364 (Colocación en aire)	Tipo cable	Single-core
Designación	ARE4E4X-0,6/1 kV	Tipo aislante	PVC
Colocación	Insulated conductors or single-core cables in conduit on a wooden or...		
Instalación sobre pasarelas			
Temperatura amb. [°C]	40	Núm. circ. en tresbolillo o horiz.	3
Sección [mm²]	35	Núm. conductores en paralelo	1
Longitud [m]	5,00		

Resultados

Tensión [V]	220	Caída de tensión [%]	0,06
Caída de tensión [V]	0,13	Ampacidad [A]	66,99
Corriente [A]	54,59		

Figura 2-54 Dimensionamiento del conductor para los tres inversores.

Fuente: Autores.

Finalmente, se configuró la salida de los tres inversores juntos, La configuración se muestra en la Figura 2-55.

Cable (Cuadro general - Cuadro fotovoltaico)

Normativa	IEC 60364 (Colocación en aire)	Tipo cable	Single-core
Designación	H1Z2Z2-K	Tipo aislante	PVC
Colocación	Insulated conductors or single-core cables in conduit on a wooden or...		
Instalación sobre pasarelas			
Temperatura amb. [°C]	40	Núm. circ. en tresbolillo o horiz.	2
Sección [mm²]	70	Núm. conductores en paralelo	2
Longitud [m]	1,00		

Resultados

Tensión [V]	220	Caída de tensión [%]	0,01
Caída de tensión [V]	0,02	Ampacidad [A]	208,28
Corriente [A]	163,76		

Figura 2-55 Caída de tensión del cuadro fotovoltaico.

Fuente: Autores.

Para visualizar el diagrama de conexión de cada cuadro de campo, cuadros del sistema y diagramas CPI, véase los ANEXOS 4, 5 y 6, respectivamente.

2.9.7 Configuración de las protecciones en CC y CA

La planta solar fotovoltaica funciona a distintos niveles de tensión y corriente, por esto es necesario dimensionar adecuadamente las protecciones eléctricas en los diferentes tramos. *Solairus PV* ofrece la opción de configurar estos dispositivos sin inconvenientes en el lado de CA, pero al trabajar en el lado de CC no ofrece dispositivos que trabajen con esta clase de corriente.

Debido a que no existen disponibilidad de los dispositivos diseñados, en el software se procedió a utilizar dispositivos estándar con similares características.

Primero se adjunta las protecciones del cuadro general, como se muestra en la Figura 2-56.

Protección en salida

Protecciones salida (*) Interruptor magnetotérmico diferencial

Artículo Siemens - 5SU1 344-1KK82

SPD salida Artículo

(*) Representa el Dispositivo General

Protección sobre entradas

Entrada	Dispositivo de protección	Artículo
Cuadro fotovoltaico	Interruptor magnetotérmico	ABB - KU 958 1

Dispositivo Interruptor magnetotérmico

Artículo ABB - KU 958 1

Figura 2-56 Protecciones de salida y entrada del cuadro general.

Fuente: Autores.

Seguido de las protecciones del cuadro fotovoltaico (Figura 2-57).

Protección en salida

Protecciones salida Interruptor magnetotérmico diferencial

Artículo BTicino - T714B125D

SPD salida Artículo

Protección sobre entradas

Entrada	Dispositivo de protección	Artículo
Inversor 1	Interruptor magnetotérmico	ABB - S120078
Inversor 2	Interruptor magnetotérmico	ABB - S120078
Inversor 3	Interruptor magnetotérmico	ABB - S120078

Dispositivo Interruptor magnetotérmico

Artículo ABB - S120078

Figura 2-57 Protecciones de salida y entrada del cuadro fotovoltaico.

Fuente: Autores.

Todos los seis cuadros de campo serán similares ya que todas sus configuraciones son las mismas entre sí (Figura 2-58).

Protección en salida

Protecciones salida: Interruptor magnetotérmico

Artículo: AEG - MML169S2016

SPD salida: Artículo: []

Protección sobre entradas

Entrada	Dispositivo de protección	Artículo	Diodo	Fusible	SPD
R 1.1.1 (Campo fotovolt...)	Interruptor magnetotérmic...	ABB - R4...	No	Sí	Sí
R 1.1.2 (Campo fotovolt...)	Interruptor magnetotérmic...	ABB - R4...	No	Sí	Sí

Dispositivo: Interruptor magnetotérmico diferencial

Artículo: ABB - R428536

Diodo presente: Descripción: []

Fusible presente: Artículo: ABB - M258223

SPD presente: Artículo: ABB - OVR PV 40-1000 P

Figura 2-58 Protecciones de salida y entrada del cuadro de campo.

Fuente: Autores.

En el ANEXO 7 se aprecia el diagrama unifilar de toda la instalación y en el ANEXO 8 un diagrama con el arreglo de 13x4 de todo el sistema de generación fotovoltaica.

2.9.8 Integración arquitectónica simulada con la planta solar en cubierta

En la Figura 2-59 se muestra la vista lateral (Av. Aurelio Jaramillo) con la planta solar instalada.



Figura 2-59 Vista lateral con los paneles instalados (Av. Aurelio Jaramillo).

Fuente: Autores.

En la Figura 2-60 se muestra como quedarían los 156 paneles fotovoltaicos instalados en la techumbre del centro comercial desde una vista aérea.

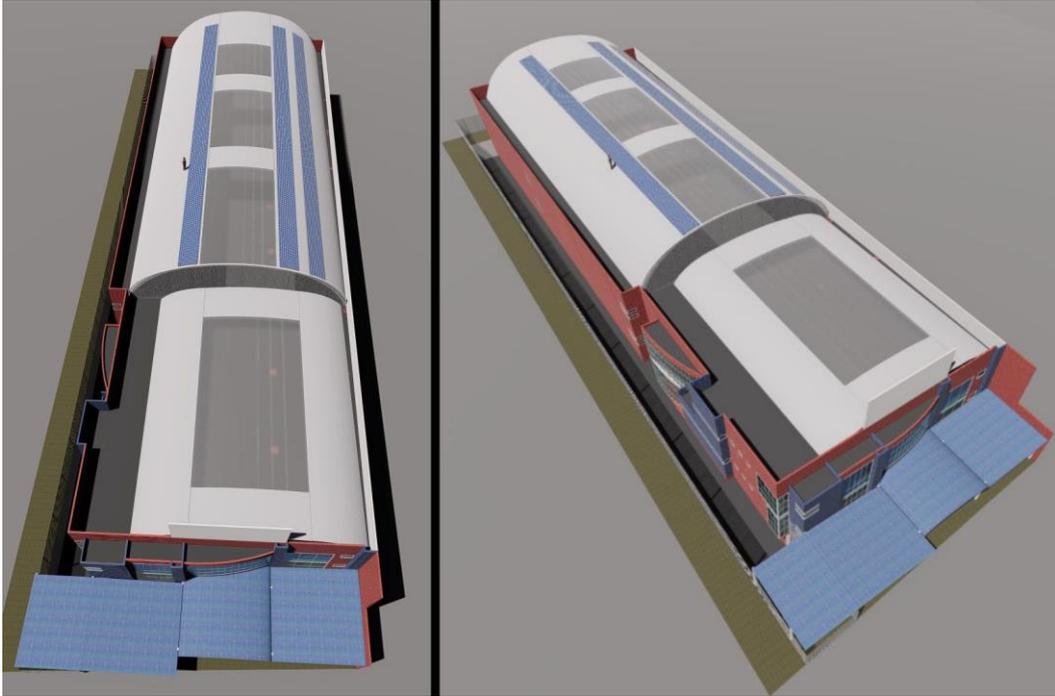


Figura 2-60 Vista aérea con los paneles instalados.

Fuente: Autores.

En la Figura 2-61 y Figura 2-62, se muestran la inexistencia de contaminación visual, la cual es el resultado de la integración arquitectónica con la planta fotovoltaica instalada en la techumbre del centro comercial.



Figura 2-61 Vista frontal con los paneles instalados (Av. Andrés F. Córdova).

Fuente: Autores.



Figura 2-62 Vista posterior con los paneles instalados (Av.16 de abril).

Fuente: Autores.

2.9.9 Demanda vs Producción

2.9.9.1 Producción mensual y anual de la planta fotovoltaica

Al finalizar el diseño y comprobación de la factibilidad técnica de la planta fotovoltaica, el software *Solarius PV*, proporciona los datos de producción mensual y anual de energía, como se muestra en la Figura 2-63.

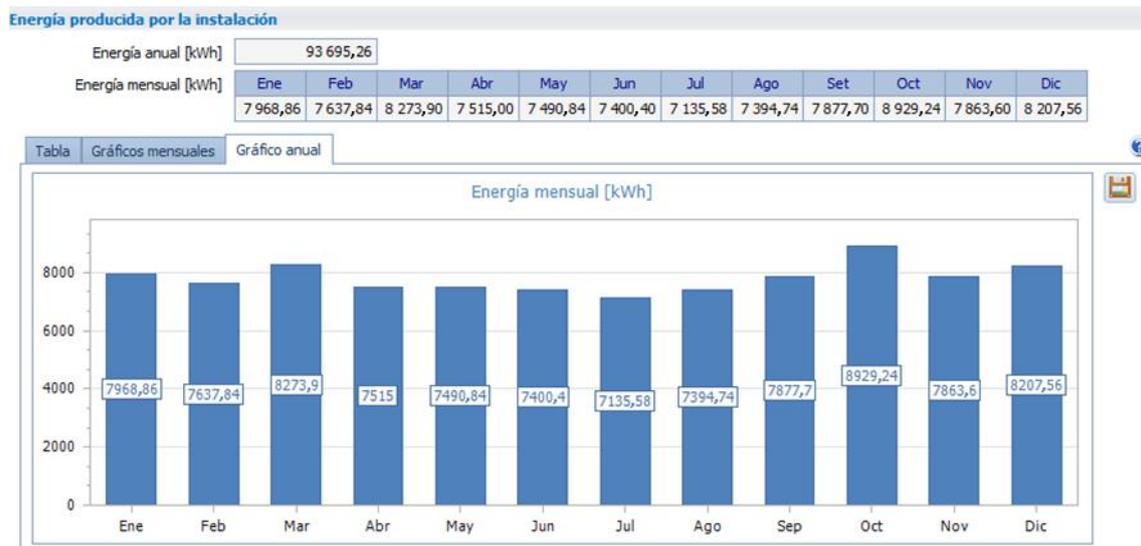


Figura 2-63 Producción mensual de la planta fotovoltaica.

Fuente: Autores.

Este análisis muestra que el mes de mayor producción corresponde a octubre con un valor de 8929,24 kWh y el mes de menor producción corresponde a julio con un valor de 7 135,58 kWh, además la planta contará con una producción anual de 93695,26 kWh.

2.9.9.2 Consumo mensual facturado año 2019

En base a las facturas emitidas por la empresa distribuidora local, cuyos valores se muestran en la Figura 2-64, se procede a comparar la energía facturada en el año 2019 con los datos proyectados de generación mensual.

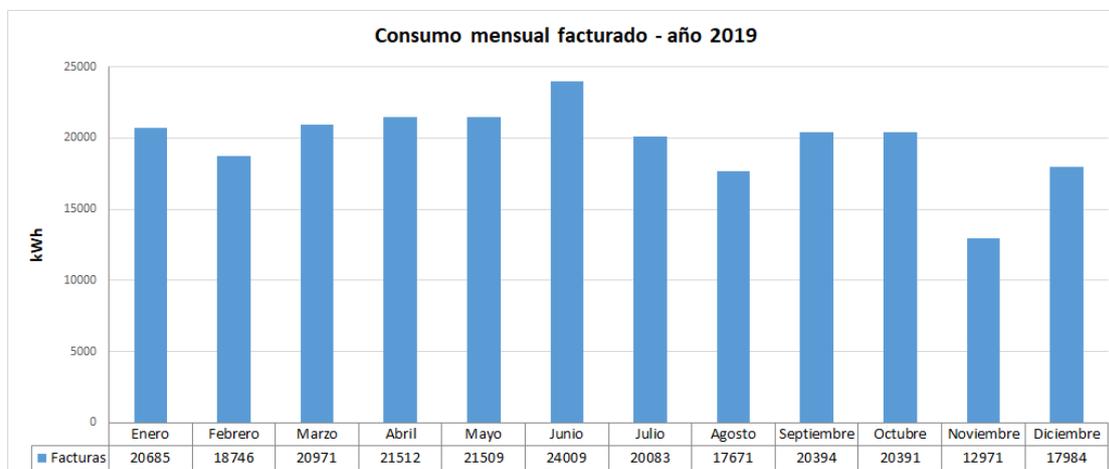


Figura 2-64 Energía factura mensual en el año 2019.

Fuente: Autores.

En la Figura 2-63, se muestra que el mes de mayor demanda fue junio con un valor de 24009 kWh, el mes de menor demanda registrado fue noviembre con un valor de 19971 kWh. En el año 2019 la demanda energética del centro comercial fue de 236926 kWh.

2.9.9.3 Valores netos de energía mensual

En la Figura 2-65, se muestran los valores netos de energía que abarcaría la instalación cuando empiece a funcionar, teniendo una diferencia entre la energía facturada y energía generada.

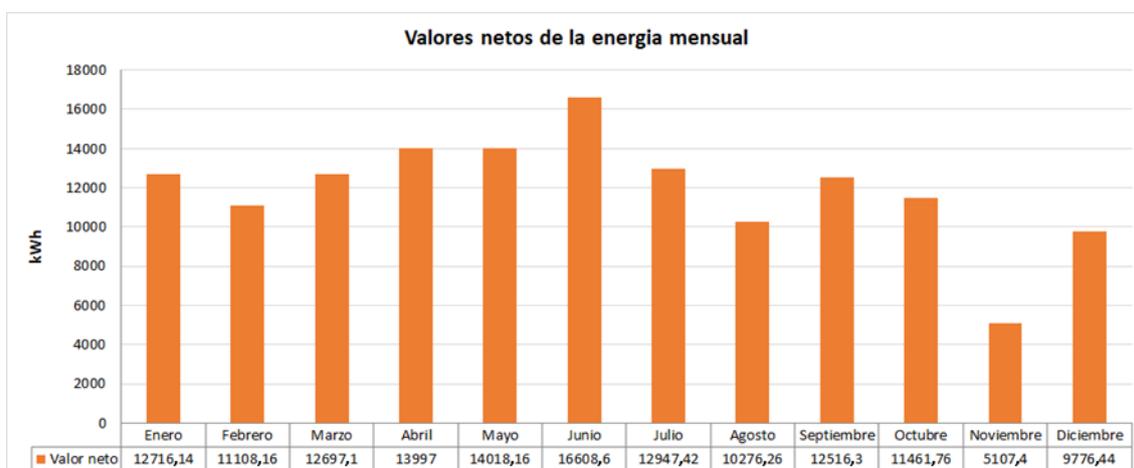


Figura 2-65 Valores netos de energía mensual con planta solar en funcionamiento.

Fuente: Autores.

La reducción de la demanda por la presencia de la planta fotovoltaica es evidente, pasando de un valor de consumo energético de 236926 kWh a 143230,74 kWh, esta reducción se logró mediante la generación de 93695,26 kWh, como se muestra en la Figura 2-66. Más adelante se hace un análisis financiero empleando las planillas de facturación y los de la normativa *ARCONEL 003/18*.

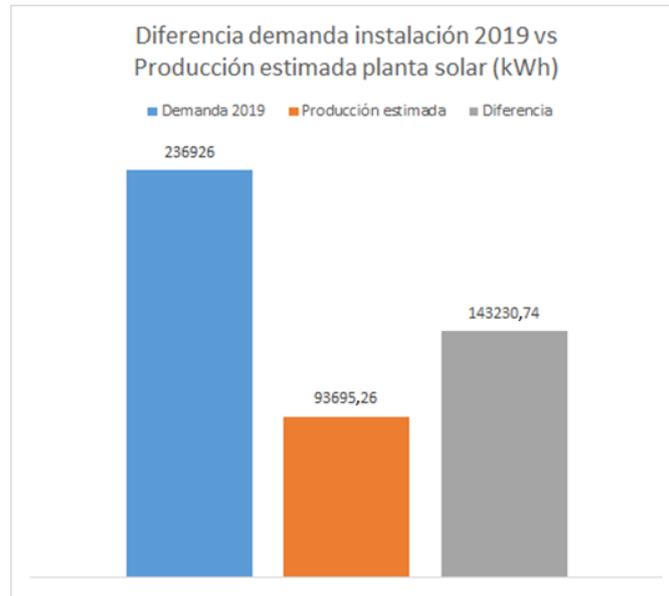


Figura 2-66 Reducción anual de demanda en la instalación por efecto de la planta solar.

Fuente: Autores.

En base a la Figura 2-66, se visualiza como hubo una reducción en la demanda horaria a lo largo del año de un 35,54%, con una planta solar de 62400 Wp instalada en la cubierta del centro comercial “La playa”.

2.9.9.4 Comparativa de los meses de mayor y menor demanda respecto a la producción

Como se mencionó anteriormente, el mes de junio representó la mayor demanda en el año, con un valor de 24009 kWh y en valores proyectados de generación con un valor de 7400,4 kWh, que coincidió con el mes de menor generación de energía en la planta fotovoltaica, logrando una reducción en la demanda a un valor de 16608,6 kWh, como se muestra en la Figura 2-67.

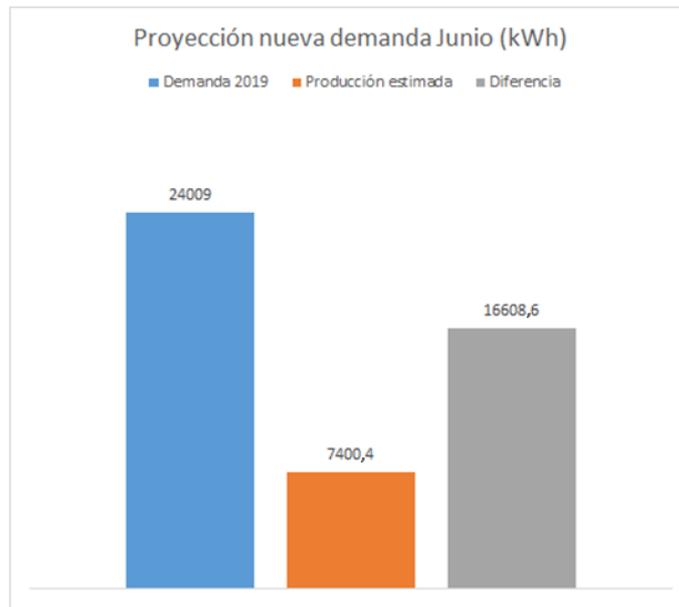


Figura 2-67 Reducción mes junio de demanda en la instalación por efecto de la planta solar.

Fuente: Autores.

Por otra parte, el mes de menor demanda resultó ser noviembre con un valor de 12971 kWh, con su contraparte de generación que obtuvo un valor de 7863,6 kWh, logrando en este caso una reducción de la demanda a un valor de 5107,4 kWh, como se muestra en la Figura 2-68.

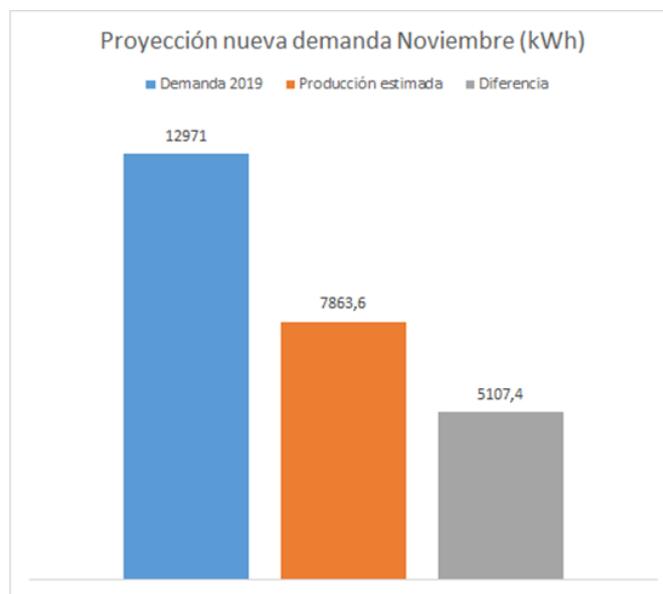


Figura 2-68 Reducción mes noviembre de demanda en la instalación por efecto de la planta solar.

Fuente: Autores.

2.10 Memoria técnica regulación ARCONEL: 003-18

a) Diagrama unifilar

Se puede visualizar en el ANEXO 7.

b) Especificaciones generales del equipamiento

En el ANEXO 9, se muestra las especificaciones de los equipos que fueron propuestos en las proformas de los proveedores. Además, en el ANEXO 10, se visualiza el recorrido de los cables en el centro comercial y en el ANEXO 11 los ductos que se instalarán en la techumbre.

c) Esquema de conexión a la red de distribución de medio o bajo voltaje

Se puede visualizar en el ANEXO 12.

d) Modo de conexión

Se puede visualizar en el ANEXO 13.

e) Estudio del sistema de protecciones y equipo de seccionamiento

Todo el desglose de protecciones se encuentra en la sección 2.8.9.

f) Número y potencia de los paneles fotovoltaicos

Se usarán 156 paneles solares, modelo JKM400M-72H-V de la empresa Jinko Solar. Cada panel tiene 72 celdas y una eficiencia del 19,88%, produciendo una potencia pico de 400 *Wp* (ANEXO 14).

g) Potencia total instalada del sistema fotovoltaico

Con una superficie total de 313,87 *m*² ocupada por los módulos, existe una potencia total instalada de 62400 *kW* (Figura 2-69).

Energía anual [kWh]	93 695,26	Potencia fase L1 [kW]	20 800	Superficie total módulos [m ²]	313,87
Potencia total [kW]	62 400	Potencia fase L2 [kW]	20 800	Número total módulos	156
Energía por kW [kWh/kW]	1 501,53	Potencia fase L3 [kW]	20 800	Número total inversores	3
				Capacidad de almacenamiento útil global [kWh]	0,00

Figura 2-69 Potencia instalada.

Fuente: Autores.

h) Estimación de la producción energética mensual y anual del proyecto

Se tiene una estimación de producción anual de 93695,26 *kWh* (Figura 2-68), también se estima que la mayor generación estará dada en el mes de octubre, con una producción de 8929,24 *kWh* y la menor generación estará dada en el mes de julio con una producción de 7135,58 *kWh* (Figura 2-70).

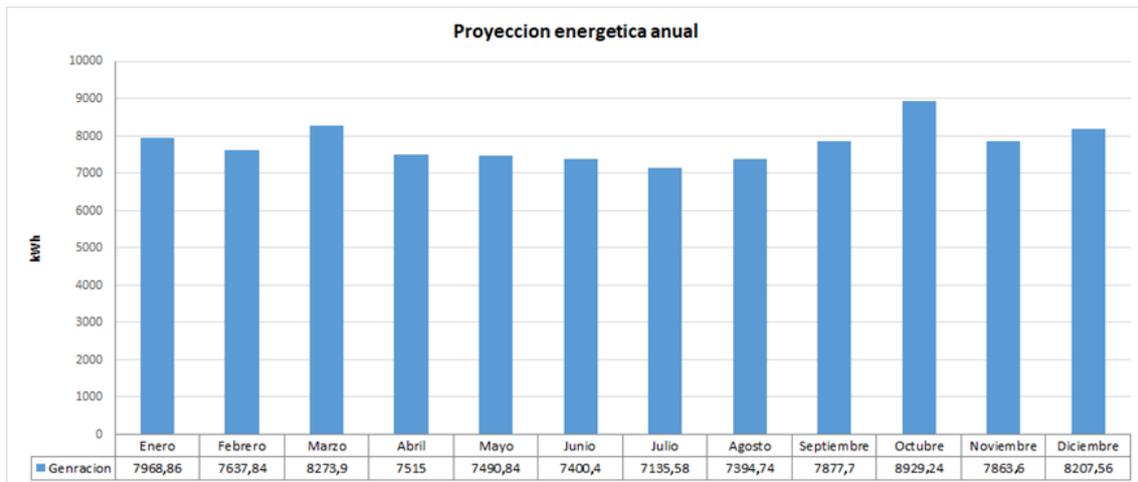


Figura 2-70 Generación anual.

Fuente: Autores.

i) Características de los inversores

Se utilizarán 3 inversores Fronius SYMO 20.0-3-M (ANEXO 15), además se puede visualizar su diagrama de conexión en el ANEXO 16.

j) Las características del punto de entrega y medición

Las características del punto de entrega y medición se encuentran en el ANEXO 17.

k) Punto propuesto para la conexión

El punto propuesto para la conexión se observa en la Figura 2-1.

l) Condiciones de puesta a tierra

La puesta a tierra servirá para proteger a las personas y equipos en caso de alguna falla en el aislamiento, por ende, todas las partes metálicas usadas para el soporte de los paneles solares y todas las estructuras metálicas usadas tanto en AC como en DC estarán conectadas a un único sistema de puesta a tierra.

m) Factor de planta

El mes con mayor producción es octubre, con un valor de 8836,24 kWh y trabaja a una capacidad de 62400 kWh, mostrado en la ecuación 2-25.

$$\begin{aligned}
 \text{Factor de planta} &= (\text{Dias del mes}) \cdot (\text{Horas del dia}) \cdot (\text{Potencia en kW} - \text{Instalada}) \quad (2-25)
 \end{aligned}$$

$$\text{Factor de planta} = (31) \cdot (24) \cdot (62,4)$$

$$\text{Factor de planta} = 46425,6$$

$$\text{Factor de planta} = \frac{8836,4}{46425,6}$$

$$\text{Factor de planta} = 0,1903 = 19,03\%$$

Considerando que el valor típico para sistemas de generación solar ronda un 10% y 30%.

2.11 GHG y TOE salvado

a) Datos generales

La vida útil de la central según sus componentes se calcula para unos 25 años, sin embargo, la regulación 003/18 indica que una central solar no debe pasar de los 20 años de vida útil, por esta razón todo el análisis se contempló en el lapso mencionado de 20 años en los cuales se prevé tenga una pérdida de eficiencia de un 0,9%, como se muestra en la Figura 2-71.

General data	
Energía total anual [kWh]	93 695,26
Pérdidas de eficiencia [%]	0,90
Previsión de vida de la instalación [años]	20

Figura 2-71 Datos generales del sistema de generación fotovoltaica.

Fuente: Autores.

b) Emisiones de gases de efecto invernadero evitadas

En la Figura 2-72, se muestra un valor de 796501,52 kilogramos de GHG, (efecto invernadero en sus siglas en inglés: Greenhouse Gas), que se estaría evitando mandar a la atmosfera durante los 20 años de vida útil.

Emisiones de gas de efecto invernadero evitadas				
Fuente de datos	2016 UK Greenhouse gases (GHG) Conversion Factors			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total GHG
Factor de emisión [kg/kWh]	0,46254	0,00044	0,00236	0,46534
Emisiones evitadas durante un año [kg]	43 337,81	41,23	221,12	43 600,15
Emisiones evitadas en 20 años [kg]	796 501,52	757,69	4 063,96	801 323,16

Figura 2-72 Gases de efecto invernadero evitadas.

Fuente: Autores.

c) TOE salvado

Las toneladas equivalentes de petróleo (en sus siglas en inglés TOE: Tone of Oil Equivalent), ahorradas en 20 años de generación se estima en unos 387,84 TOE, como se muestra en la Figura 2-73.

TOE salvado	
Fuente de datos	World Energy Council 2007
Factor de conversión TOE a eléctrico MWh [TOE/MWh]	0,220
TOE salvado durante un año	20,61
TOE salvado durante 20 años	378,84

Figura 2-73 Vista posterior con los paneles solares (Av.16 de abril).

Fuente: Autores.

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS FINANCIERO

En el presente capítulo se procede a realizar el análisis económico de la futura instalación, teniendo en cuenta parámetros como: precio de los materiales, costos de la instalación, precio de la energía producida, parámetros del pliego tarifario y de la regulación *ARCONEL* 003/18. Además, se consideran los valores deducibles de cobro y durabilidad de la instalación.

3.1 Costo Materiales e instalación de la planta fotovoltaica

Una vez diseñada la planta fotovoltaica, se procedió a solicitar proformas a diferentes distribuidores que existen en el país, de todas ellas, se utilizó la más cercana a los requerimientos presentados, ya que en algunos casos no contaban con componentes principales como los inversores o paneles solicitados o la no disponibilidad de variedad de calibres de conductores por lo cual la etapa de diseño se adaptó a la disponibilidad de componentes en el mercado en la fecha de consulta. En la tabla 3-1 se muestra los diferentes materiales y el coste total de la instalación.

Tabla 3-1 Costo de los componentes e instalación de la planta fotovoltaica.

Descripción	Unidades	Precio unitario	Precio unitario incluido IVA	Subtotal	Total, IVA
Paneles					
JINKO SOLAR cheetah HC JKM 400M-72H-V0, 400W	156	\$167,52	\$167,52	\$156	\$26133,12
Inversor Red					
IR043					
Fronius Symo Advanced 20,0-3 480 WLAN/LAN/Webserver,0,0	1	\$4473,06	\$5009,83	\$5009,83	\$5009,83
IR043,1					
Fronius Symo Advanced 20,0-3 480 Lite,0,0	2	\$4297,27	\$4812,94	\$8594,54	\$9625,88
MO016					
Fronius Smart Meter US-220V	1	\$458,42	\$513,43	\$458,42	\$513,43
MO062					
Split-Core AC Current Sensor SCT-0750 100 Amp - 19,5mm	3	\$54,18	\$60,68	\$162,54	\$182,04
Estructuras					
Estructura en aluminio para fijar en techo inclinado. Costo total por número de vatios ofertados	1	\$4643,73	\$5200,98	\$4643,73	\$5200,98
Instalación KT001					
Cableado y protecciones totales por número de vatios ofertados	1	\$9540,42	\$10685,27	\$9540,42	\$10685,27
Instalación, puesta en marcha y mano de obra					
Instalación y puesta en marcha: Diseño eléctrico, elaboración de planos y esquemas eléctricos, mano de obra calificada para instalaciones de apoyo, monitoreo y 1 año de mantenimiento	1	\$10716,3	\$12002,26	\$10716,3	\$12002,26
				Total	\$69352,81

Como se mostró en la Tabla 3-1, el valor total presupuestado de la instalación es de \$ 69352,81 dólares americanos, teniendo en cuenta que el rubro “*Instalación y puesta en marcha*” incluye la mano de obra y el diseño. Con un precio estimado del W instalado de \$ 1,11 dólares americanos, como se indica en la ecuación 3-31:

$$Precio_{WI} = \frac{\text{Costo total (\$)}}{\text{Potencia instalada (W)}} \quad (3-1)$$

$$\$ Precio_{WI} = \frac{69352,81}{62400}$$

$$\$ Precio_{WI} = 1,11$$

En el Capítulo 2 (como muestra la Figura 2-68), no existen excedentes de energía inyectables a la red, pero si una cantidad considerable de *kWh* generados que aportarán a la disminución en las facturas con respecto al suministro eléctrico. Se procede a desglosar los valores históricos mensuales del año 2019 del pliego tarifario, de esta manera deducir los costos a ser descontados por la empresa distribuidora.

3.2 Facturación mensual de la instalación

El centro comercial “La Playa Store”, es un consumidor comercial a media tensión con demanda horaria, por lo tanto, está sujeto a diferentes tarifas que se reflejan en el cobro de sus planillas mensuales. En el pliego tarifario del año 2019 detallan los siguientes rubros a ser considerados, como se muestran en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2 Valores del pliego tarifario para la locación en estudio.

Energía			Demanda	
Hora	8:00 - 22:00	22:00 - 8:00	4,576	USD/kWh
Valor	0,095	0,077	Comercialización	
	USD/kWh	USD/kWh	1,414	USD/Consumidor

Una vez establecidos los parámetros a tomar en cuenta para el desglose del pliego, se procede a su cálculo. Cabe resaltar que, en el año 2019 entró en vigor la resolución *ARCONEL* 051/18, que detallaba el pliego tarifario para el alumbrado público, estando vigente desde febrero hasta abril, siendo derogado por factores políticos antes que técnicos. Esta resolución establecía una cobertura de costos que variaba con los rangos de consumos de los clientes, estandarizando una tarifa diferenciada para los diferentes tipos de consumidores. Como puede observarse en los meses de febrero, marzo y abril que muestran valores congelados de alumbrado público a una tarifa de \$ 99,34, que fue establecida para el centro comercial “La Playa Store”. En la Tabla 3-3, se observa los valores facturados detallados desde enero hasta diciembre por valores de energía y consumo de demanda en *kW* a lo largo del año.

Tabla 3-3 Desglose facturas Enero- diciembre 2019.

Mes	Consumo Energía		Consumo Demanda		Alumbrado público		Comercialización		Total, servicio eléctrico
	USD/kWh	Subtotal \$	USD/kWh	Subtotal \$	USD/kWh	Subtotal \$	USD/kWh	Subtotal \$	
Enero	0,095	1941,117	4,576	329,472	315,34	2587,34	1,414	1,414	2587,343
Febrero	0,095	1761,844	4,576	334,048	99,34	2196,64	1,414	1,414	2202,556
Marzo	0,095	1970,843	4,576	334,048	99,34	2405,64	1,414	1,414	2411,555
Abril	0,095	2023,48	4,576	343,2	99,34	2467,43	1,414	1,414	2467,434
Mayo	0,095	2023,213	4,576	338,624	327,73	2690,97	1,414	1,414	2690,981
Junio	0,095	2256,879	4,576	329,472	355,89	2943,65	1,414	1,414	2943,655
Julio	0,095	1890,605	4,576	324,896	307,97	2524,89	1,414	1,414	2524,885
Agosto	0,095	1666,847	4,576	274,56	269,19	2212,01	1,414	1,414	2217,921
Septiembre	0,095	1941,117	4,576	329,472	315,34	2587,34	1,414	1,414	2593,253
Octubre	0,095	1926,111	4,576	265,408	300,66	2493,59	1,414	1,414	2499,503
Noviembre	0,095	1219,825	4,576	283,712	213,62	1718,57	1,414	213,62	1724,481
Diciembre	0,095	1696,186	4,576	292,864	276,62	2267,08	1,414	1,414	2272,994

En la Figura 3-1, se muestra el valor total del año 2019 facturado por la empresa distribuidora, bajo condiciones de cliente comercial en media tensión con tarifa horaria, se facturó un valor de \$ 29095,19 dólares americanos. Es de acotar, que no se considera la tasa de bomberos ni recolección de basura ya que estos son basados en ordenanzas vigentes por el Consejo Cantonal de la ciudad de Azogues, siendo tarifas fijas por la cantidad de demanda de la instalación en estudio. Debido al tipo de cliente de la empresa distribuidora y por su condición frente al SRI (Servicio de Rentas Internas), es obligado a llevar contabilidad, la tarifa de pago de recolección de basura es aproximadamente el 50% de un SBU (Salario Básico Unificado), calculado en relación con el consumo de energía de la instalación y potencia contratada según la ordenanza ejecutada, esto basado en el patrimonio de la persona declarante. Por esta razón, aunque sus precios vienen incluidos en la facturación, no se los consideró en el análisis, ya que son tarifas de servicios externos y no representan gastos de consumo energético.

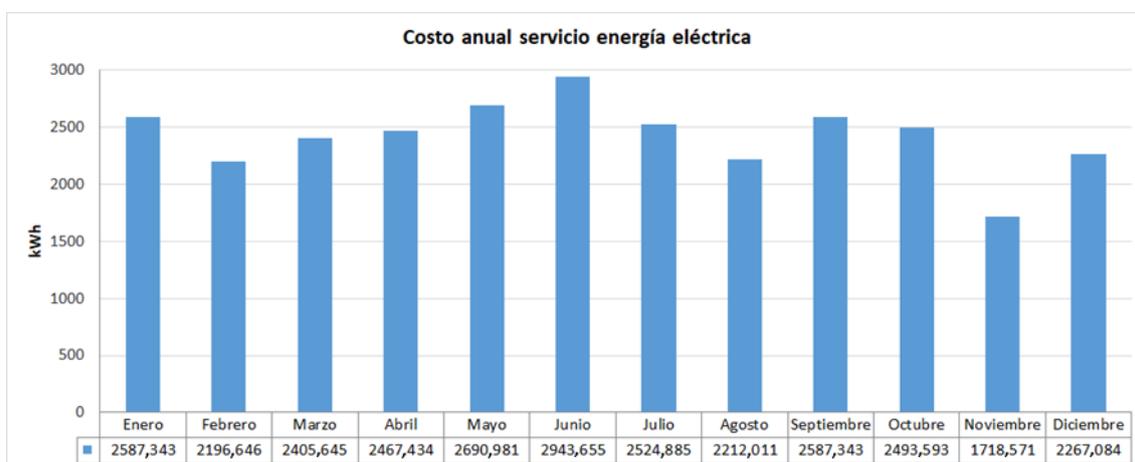


Figura 3-1 Costo anual del servicio de energía eléctrica facturado.

Fuente: Autores.

En las Tablas 3-4 y 3-5, se muestran los valores facturados de energía anual para la tarifa horaria de 8:00 a 22:00 y de 22:00 a 8:00 con los valores por kWh mostrados en la Tabla 3-2.

Tabla 3-4 Valor mensual facturado en tarifa de 8:00 a 22:00 del año 2019.

Costo anual energía eléctrica tarifa: 8:00 a 22:00 del año 2019			
Mes	Consumo energía kWh	U\$/kWh	Subtotal
Enero	19354	0,095	1838,63
Febrero	17689	0,095	1680,455
Marzo	19782	0,095	1879,29
Abril	20392	0,095	19373,24
Mayo	20390	0,095	1937,05
Junio	22677	0,095	2154,315
Julio	19123	0,095	1816,685
Agosto	17010	0,095	1615,95
Septiembre	19354	0,095	1838,63
Octubre	19778	0,095	1878,91
Noviembre	12281	0,095	1166,695
Diciembre	17301	0,095	1643,595
Total \$ año			21387,445

Tabla 3-5 Valor mensual facturado en tarifa de 22:00 a 8:00 del año 2019.

Costo anual energía eléctrica tarifa: 22:00 a 8:00 del año 2019			
Mes	Consumo energía kWh	U\$/kWh	Subtotal
Enero	1331	0,077	102,487
Febrero	1057	0,077	81,389
Marzo	1189	0,077	91,553
Abril	1120	0,077	86,24
Mayo	1119	0,077	86,163
Junio	1332	0,077	102,564
Julio	960	0,077	73,92
Agosto	661	0,077	50,897
Septiembre	1331	0,077	102,487
Octubre	613	0,077	47,201
Noviembre	690	0,077	53,13
Diciembre	683	0,077	52,591
Total \$ año			930,622

En base a los resultados mostrados en la Tabla 3-4, podemos observar que el mayor consumo de energía se da durante el intervalo de tiempo especificado. En este caso se ha facturado \$ 21378,45 dólares americanos, coincidiendo con las horas de funcionamiento del sistema fotovoltaico, por lo cual se espera una reducción significativa de este valor. En la Tabla 3-5, se muestra que el consumo energético en horas de la noche y madrugada es bajo, por motivo del cierre del local y la falta de cargas 24/7 considerables como refrigeración o cuartos fríos.

En la Tabla 3-6, se muestra el costo del servicio de potencia contratada anualmente, valor tomado desde los datos de facturación del año 2019, siendo un valor de \$ 3779,77

dólares americanos, cabe resaltar que estos valores según la normativa *ARCONEL 003/18* no están sujetas a reducción por el funcionamiento de la planta solar.

Tabla 3-6 Costo de servicio potencia contratada kW de la instalación año 2019.

Costo anual consumo de demanda kW			
Mes	Consumo Demanda kW	USD/kWh	Subtotal
Enero	72	4,576	329,472
Febrero	73	4,576	334,048
Marzo	73	4,576	334,048
Abril	75	4,576	343,2
Mayo	74	4,576	338,624
Junio	72	4,576	329,472
Julio	71	4,576	324,896
Agosto	60	4,576	274,56
Septiembre	72	4,576	329,472
Octubre	58	4,576	265,408
Noviembre	62	4,576	283,712
Diciembre	64	4,576	292,864
Total \$ año			3779,776

En la Tabla 3-7, se muestran los valores reducidos de facturación en el horario de 08:00 a 22:00, cuando se encuentra en funcionamiento el sistema fotovoltaico.

Tabla 3-7 Costo anual de energía eléctrica con tarifa 8:00 a 22:00 con SFVR (Sistema fotovoltaico a la red).

Costo anual energía eléctrica tarifa 8:00 a 22:00 con SFVR			
Mes	Consumo Energía kWh	USD/kWh	Subtotal
Enero	11385,14	0,095	1081,59
Febrero	10051,16	0,095	954,86
Marzo	11508,1	0,095	1093,27
Abril	12877	0,095	1223,32
Mayo	12899,16	0,095	1225,42
Junio	15276,6	0,095	1451,28
Julio	11987,42	0,095	1138,80
Agosto	9615,26	0,095	913,45
Septiembre	11476,3	0,095	1090,25
Octubre	10848,76	0,095	1030,63
Noviembre	4417,4	0,095	419,65
Diciembre	9093,44	0,095	863,88
Total \$ año			12486,40

En base a los datos proyectados de las nuevas demandas mensuales con el sistema solar fotovoltaico en funcionamiento y con los históricos en base a las planillas del año 2019,

se proyecta el ahorro anual, considerando: los rubros de demanda horaria, potencia contratada, comercialización y alumbrado público. Se dedujo el nuevo valor del alumbrado público con un valor del 14% en la suma de los valores de la demanda horaria y potencia contratada, mediante el análisis de cada planilla facturada durante el año de estudio, estimando su gasto total. En la Tabla 3-8 se muestra la hipotética variación en la facturación de la locación cuando entre en funcionamiento la planta solar.

Tabla 3-8 Comparativa del consumo de la instalación sin SFVR contra la instalación con SFVR.

Facturación anual sin SFVR						Facturación anual con SFVR						
Mes	Total, Consumo Energía (\$/kWh)	Total, Consumo Demanda (\$/kWh)	Comercialización (\$)	Alumbrado publico	Total, mensual	Total, Consumo Energía (\$/kWh)	Total, Consumo Demanda (\$/kWh)	Comercialización (\$)	Alumbrado publico	Total, mensual	Ahorro	
Enero	1941,12	329,47	1,41	315,34	2587,34	1184,08	329,47	1,41	210,23	1725,19	862,15	
Febrero	1761,84	334,05	1,41	99,34	2196,64	1036,25	334,05	1,41	190,33	1562,04	634,6	
Marzo	1970,84	334,05	1,41	99,34	2405,64	1184,82	334,05	1,41	210,97	1731,25	674,39	
Abril	2023,48	343,2	1,41	99,34	2467,43	1309,56	343,2	1,41	229,57	1883,74	583,69	
Mayo	2023,21	338,62	1,41	327,73	2690,97	1311,58	338,62	1,41	229,21	1880,82	810,15	
Junio	2256,88	329,47	1,41	355,89	2943,65	1553,84	329,47	1,41	261,59	2146,31	797,34	
Julio	1890,61	324,9	1,41	307,97	2524,89	1212,72	324,9	1,41	213,58	1752,61	772,28	
Agosto	1666,85	274,56	1,41	269,19	2212,01	964,35	274,56	1,41	172,08	1412,4	799,61	
Septiembre	1941,12	329,47	1,41	315,34	2587,34	1192,74	329,47	1,41	211,43	1735,05	852,29	
Octubre	1926,11	265,41	1,41	300,66	2493,59	1077,83	265,41	1,41	186,58	1531,23	962,36	
Noviembre	1219,83	283,71	1,41	213,62	1718,57	472,78	283,71	1,41	105,08	862,98	855,59	
Diciembre	1696,19	292,86	1,41	276,62	2267,08	916,47	292,86	1,41	167,98	1378,72	888,36	
Total, anual					29095,2	Total, anual					19602,3	9492,81

La Tabla 3-8, muestra que el costo de facturación anual que cancela el usuario es de \$ 29095,19 sin la implementación de la planta solar, mientras que con el sistema fotovoltaico conectado a la red registraría una facturación anual de \$ 19602,40, reduciendo \$ 9492,80 al año representando una reducción de costos de un 32,63% respecto a la facturación anual sin el sistema fotovoltaico.

En la Tabla 3-9, se muestra el ahorro porcentual mensual en comparación entre la instalación sin la planta fotovoltaica y la instalación con la planta fotovoltaica funcionando.

Tabla 3-9 Ahorro porcentual mensual sin SFVR vs con SFVR.

	Total, mensual	Total, mensual	Ahorro	%
	\$2587,34	\$1725,19	\$862,15	33,32
	\$2196,65	\$1562,05	\$634,60	28,89
	\$2405,65	\$1731,26	\$674,39	28,03
	\$2467,43	\$1883,74	\$583,70	23,66
	\$2690,98	\$1880,83	\$810,15	30,11
	\$2943,66	\$2146,32	\$797,34	27,09
	\$2524,89	\$1752,61	\$772,27	30,59
	\$2212,01	\$1412,40	\$799,61	36,15
	\$2587,34	\$1735,06	\$852,29	32,94
	\$2493,59	\$1531,23	\$962,36	38,59
	\$1718,57	\$862,99	\$855,58	49,78
	\$2267,08	\$1378,72	\$888,36	39,19
Total, anual	\$29095,19	\$19602,40	\$9492,80	32,63

3.3 Metodología para la evaluación financiera

Una vez analizado el ahorro mensual de la instalación, se procede a realizar los análisis financieros para determinar el TIR (tasa interna de retorno) y VAN (valor actual neto) del proyecto y así evaluar su factibilidad económica.

El flujo de caja acumulado según (Ana María Bello Aldana, 2018) se define como:

$$\text{Flujo de caja acumulado} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \quad (3-2)$$

Donde:

Ingresos: ahorro en las facturas (Tabla 3 – 9)

Egresos: costo total del proyecto (Tabla 3 – 1)

Los valores para un periodo de funcionamiento de 20 años se muestra en la Tabla 3-10 y el grafico se muestra en la Figura 3-2.

Tabla 3-10 Valores del Flujo de caja acumulado.

Flujo de caja acumulado	
Año	Valores
1	-55687,49
2	-42273,87
3	-28076,62
4	-13065,10
5	2800,24
6	19565,65
7	37261,47
8	55901,80
9	75521,07
10	96146,20
11	117793,50
12	140478,07
13	164210,07
14	188998,25
15	214876,27
16	241872,60
17	270013,18
18	299325,11
19	329858,03
20	361663,75

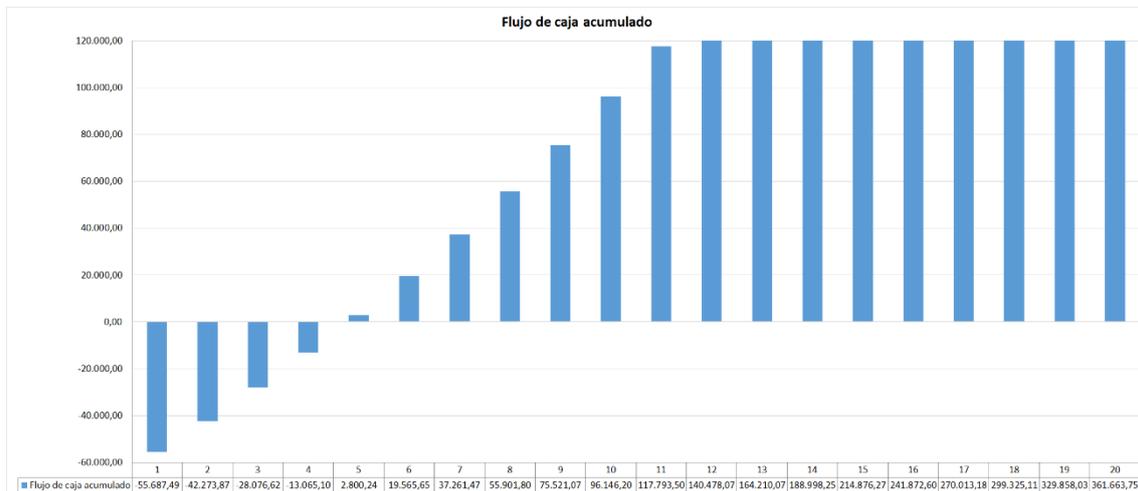


Figura 3-2 Grafica del Flujo de caja acumulado.

Fuente: Autores.

Para el Análisis del VAN y del TIR se toma en cuenta los valores de la Figura 3-3, que se obtuvieron en la web del Banco Central del Ecuador (<https://www.bce.fin.ec/>).

Divisas	
Divisa	\$
Tarifas	
Rata de inflación [%]	5,00
Tasa de descuento [%]	7,15
Rata inflación energía [%]	5,00
Aumento de consumo [%]	2,00
Instalación	
Pérdida de eficiencia [%]	0,90
Duración de vida [años]	20

Figura 3-3 *Parámetros de rentabilidad.*

Fuente: Autores.

Seguido se determina el Valor Actual Neto (VAN) según (Ana María Bello Aldana, 2018), tomando en cuenta los siguientes criterios :

- Si el VAN es positivo: Es viable ejecutar el proyecto.
- Si el VAN es igual a cero: Es indiferente ejecutar el proyecto.
- Si el VAN es negativo: No es viable ejecutar el proyecto.

Para este análisis se utilizará la siguiente formula, ya que es una medida de la rentabilidad mínima exigida por el proyecto que permitirá recuperar la inversión, cubrir costos y obtener beneficios (Mete, 2014).

$$VAN = \left[\sum_{t=1}^n FE * (1 + i)^{(0-t)} \right] + I(O) \quad (3-3)$$

Donde:

VAN: valor Actual Neto.

FE(t): flujo de efectivo neto del período t.

i: tasa de expectativa o alternativa/oportunidad.

n: número de periodos de vida util del proyecto.

I(O): inversion inicial (neta de ingresos y otros egresos).

Tomando en cuenta estos criterios, se advierte que el proyecto es viable, debido a que tiene un valor positivo y se recuperaría la inversión a finales del año 5 y desde entonces se podrá obtener ganancias. Sus datos se muestran en la Tabla 3-11 y la gráfica en la Figura 3-4.

Tabla 3-11 Valores del Valor Actual Neto (VAN).

VAN	
Año	Valores
1	-\$56532,30
2	-\$44849,10
3	-\$33308,52
4	-\$21920,30
5	-\$10687,48
6	\$390,51
7	\$11303,04
8	\$22030,98
9	\$32568,86
10	\$42907,77
11	\$53034,98
12	\$62939,30
13	\$72609,51
14	\$82036,09
15	\$91220,44
16	\$100162,34
17	\$108861,28
18	\$117317,67
19	\$125538,53
20	\$133530,64

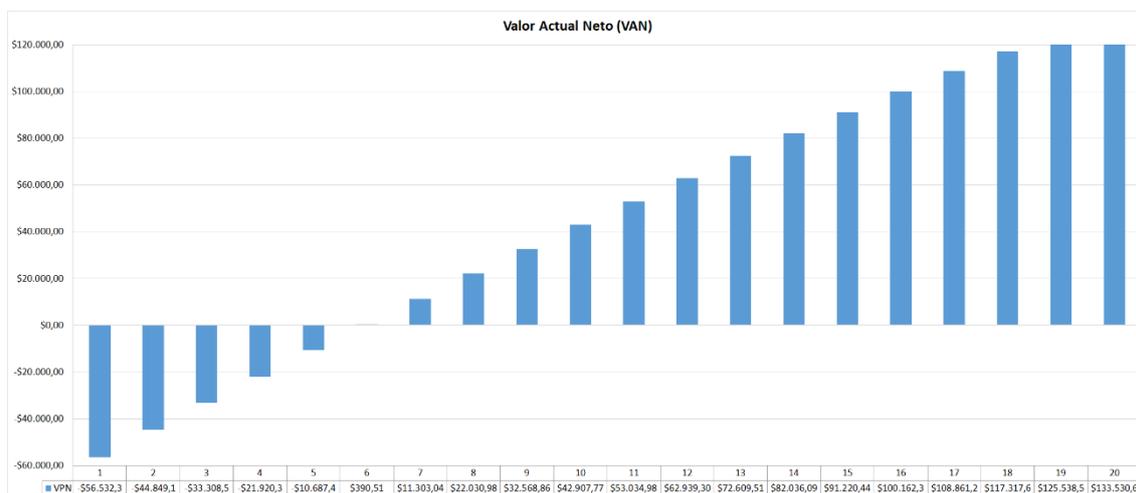


Figura 3-4 Valores del Valor Actual Neto (VAN).

Fuente: Autores.

Para el TIR (Tasa Interna de Retorno) se utiliza la expresión 3-4, que se define como: la tasa de descuento que iguala el valor presente de los ingresos del proyecto con el valor presente de los egresos (Ana María Bello Aldana, 2018; Mete, 2014).

$$\sum_{t=0}^n \frac{FE}{(1 + TIR)^t} = VAN = 0 \quad (3-4)$$

Donde:

TIR: tasa Interna de Retorno

VAN: valor Actual Neto

FE(t): flujo de efectivo neto del periodo t

n: número de periodos de vida util del proyecto

En base a estos criterios, se muestra el rendimiento del dinero mantenido en el proyecto en la Tabla 3-12 y en la Figura 3-5.

Tabla 3-12 Valores de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

TIR	
Año	Valores
1	-81,48%
2	-45,48%
3	-22,08%
4	-7,77%
5	1,30%
6	7,33%
7	11,47%
8	14,42%
9	16,56%
10	18,16%
11	19,36%
12	20,29%
13	21,01%
14	21,57%
15	22,01%
16	22,37%
17	22,65%
18	22,88%
19	23,06%
20	23,21%

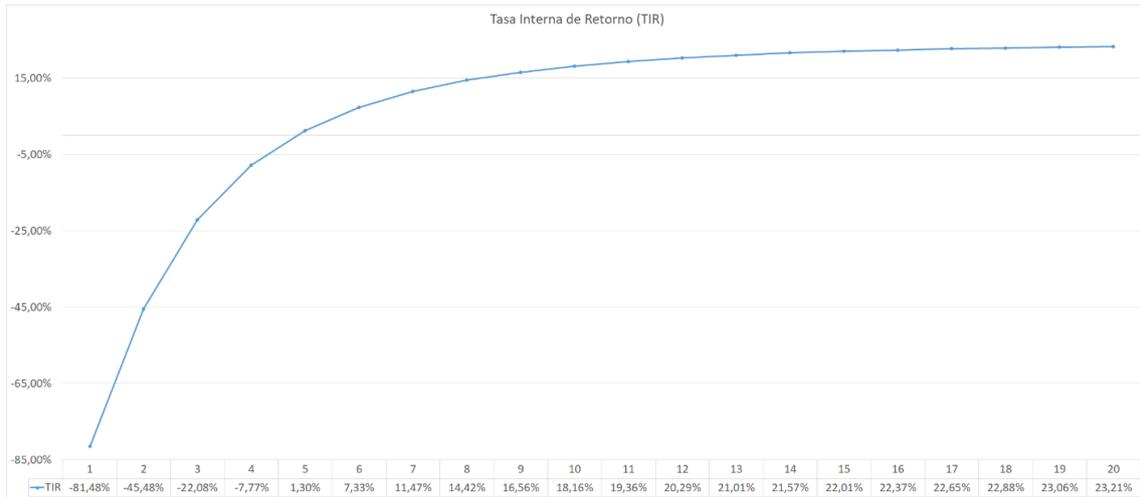


Figura 3-5 Valores de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Fuente: Autores.

Finalmente, en la Figura 3-6, se muestra un resumen del análisis financiero del proyecto.

Total energía [kW]	62 400	Tiempo de reembolso [años]	5
Energía total anual [kWh]	93 695,26	VPN a 20 años [\$]	133 530,64
Consumo total anual [kWh]	236 925,36	TIR a 20 años [%]	23,21

Figura 3-6 Resumen del análisis financiero.

Fuente: Autores.

CAPÍTULO 4: DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El estudio del sistema fotovoltaico, conectado a la red en la cubierta del centro comercial “La Playa Store”, con una potencia instalada de 62,40 kW tuvo algunas particularidades al momento de realizar su diseño. Al encontrarse en Ecuador, se tiene un recurso anual de radiación regular, logrando una producción energética constante, que permite alcanzar un valor de 93695,26 kWh. El área existente de la cubierta es de 1733,72 m², usado solamente 313,87 m² para cubrir la potencia requerida según las estimaciones de las mediciones. Si se decidiera utilizar toda la superficie de cubierta existiría hipotéticamente una generación anual de 236209,86 kWh y una potencia instalada de 166,400 kW. La regulación ARCONEL 003/18 indica que la máxima potencia instalada para consumidores regulados será de 100 kW, en techos, superficie de viviendas o edificaciones. Sin embargo, en la resolución ARCONEL 057/18, se establece que los límites de potencias instaladas serán de 300 kW para consumidores residenciales, menores a 1000 kW para consumidores comerciales o industriales. Es decir que, aunque se puede emplear toda la superficie de cubierta de la instalación, se requeriría realizar análisis complementarios referentes a reformas en estructuras y cambios parciales o totales a la cubierta del centro comercial para cubrirla en su totalidad.

El estudio del sistema fotovoltaico ubicada en la ciudad de Ausburg, tiene una potencia instalada de 78,96 kWp con un costo instalado de 142482 mil dólares y \$ 1,80 el watio instalado y un valor de radiación promedio de 3 kWh/m² día proyectando una generación de energía de 75043 kWh/año (Whiting et al., 2015). En este caso particular se nota que, en Alemania en sus regulaciones brinda un precio de la energía solar fotovoltaica de 0,16 \$/kWh. La instalación cuenta con un índice de producción final del sistema de 950,4 kWh/kWp, en cambio su índice de producción de referencia es de 1118,9 horas y un rendimiento del sistema de un 85%. Bajo estos parámetros se concluye que su recuperación financiera en 5 años determinó la viabilidad del proyecto. Comparando con el sistema de generación fotovoltaica planteado con una potencia instalada de 62400 kW y un costo de 69352,81 mil dólares a \$ 1,11 el watio instalado, haciendo que se recupere la inversión casi en 6 años desde la puesta en marcha de la generadora.

En estudio realizado por Cornejo (2013), en la ciudad de Piura-Perú, para el “Centro materno infantil”, la superficie de captación solar es de 150 m² respecto a los 313 m² que abarca el proyecto en el Centro comercial “La Playa Store”. Con un promedio de energía de 6968,27 kWh producido anualmente, un costo de energía equivalente a 0,27\$/kWh, además se establece una retribución anual por la inyección de la energía eléctrica de \$ 1900,02 mensuales. Los estudios sugieren que la inversión del sistema se recuperaría en 8 años si la empresa distribuidora pagara por la venta de producción energética. Sin embargo, según el pliego tarifario al cual está regida esta ciudad se tiene unos valores de costos de energías en horas punta de 0,042 \$/kWh y fuera de punta de 0,36 \$/kWh dando como resultado la recuperación de la inversión a partir del año 19 de los 25 años de operación de la central solar.

De igual forma, en el análisis del proyecto realizado (Romillo, 2012) ubicada en Guatemala, se establece un área disponible de $19408,4 m^2$ ubicados dentro de una construcción existente. En cuanto a niveles de radiación, se tiene un valor de $5,1 kWh/m^2$ día, con una producción anual de $2172\ 000 kWh$. En relación con el cálculo del costo de energía ahorrada por instalación del sistema, se obtiene un valor de referencia de \$477 840, en base a un costo de comercialización local de $0,22 \$/kWh$. El costo total del proyecto en dólares es de \$705 624,70, con un costo de energía ahorrada de \$6130,47 al año. Mientras que en el análisis propuesto con $313,87 m^2$, una producción anual de $93695,26 kWh$ y un costo de cada kilovatio hora de $0,095 USD/kWh$ para un horario de 08:00 a 22:00, encontrándose dentro del tiempo de funcionamiento de la instalación, se vería disminuido el rubro de consumo en este rango de tiempo. La energía total anual producida por la instalación es de $93695,26 kWh$, siendo el mes de mayor producción octubre con un valor estimado de $8929,24 kWh$, representando alrededor de un 9,53% del total de energía anual generada.

En la Tabla 1-3, con excepción de: (Sancho, 2018), (Whiting et al., 2015), (Domínguez Piloto et al., 2019), (Romillo, 2012), los demás proyectos reciben incentivos por parte del gobierno local o por parte de las empresas generadores o distribuidoras que abarcan sus zonas de cobertura, de esta manera los lapsos de reembolso del capital invertido en los respectivos proyectos se podrán recuperar en intervalos cortos, acorde a las necesidades de cada sistema. Comparando con el entorno actual del Ecuador, no existe ningún tipo de aporte o incentivo estatal o de gobiernos locales para las generadoras solares y a pesar de que el tiempo de reembolso es atractivo (finales del año 5 de 20), este podría mejorar si existiera algún incentivo por el uso de energías no convencionales.

Dentro del ámbito local, existen estudios sobre sistemas en cubiertas bajo la normativa (Arconel 003/18, 2018.), el caso en particular abarca el diseño de micro generación fotovoltaica en los centros operativos y agencias de la empresa eléctrica Quito. La comparativa se centra en evaluación porcentual anual de energía de autoabastecimiento, potencia pico instalada, análisis de factibilidad económica, superficie disponible en cubierta, tipo de cubierta, tipo de pliego tarifario. Dentro de las particularidades de las instalaciones tenemos que son energizadas por dos transformadores de $250 kVA$ respectivamente. Dentro de los datos de irradiancia efectiva mensual sobre el plano generador para la agencia operativa del Sur fue de $5,06 kWh/m^2/dia$ y para la agencia Turubamba de $4,55 kWh/m^2/dia$.

La demanda promedio mensual de las instalaciones son: para el centro operativo noroccidente con un valor de $47,48 kW$ y para el centro operativo sur con un valor de $49,55 kW$. El área disponible para la instalación sobre las cubiertas es de $1483 m^2$ y $1490 m^2$ respectivamente. Se dispone para cada centro de operaciones un promedio de 520 paneles, dando una potencia instalada de $171,6 kWp$. En general, se tendrá una generación energética anual para el centro operativo del noroccidente de $141\ 757,074 kWh$ y para la agencia operativa del sur un valor de $212\ 508,9374 kWh$. En base a estos resultados, se estima que el centro operativo del noroccidente será alimentado por un 34,08% por el sistema en cubierta, en cambio para el centro operativo del sur será alimentado por un 48,95%. El factor de planta para el primer sistema es de un 12,36% y para el segundo de un 18,98%. El tipo de cubierta de las instalaciones son de tipo horizontal, permitiendo la instalación de los grupos

fotovoltaicos en un ángulo previamente calculado, siendo 10° y no de forma coplanar a la superficie de la techumbre como la edificación en estudio.

En el costo económico, para el centro operativo del noroccidente es de \$171833,32, teniendo como resultados económicos a 20 años la no recuperación de la inversión al tener un VAN negativo de $-\$50\,029,14$ y un TIR% de 4,05. Para el centro operativo del sur el costo del proyecto es de \$165 275,59, en el análisis económico el sistema es recuperable a 15 años con un VAN de \$17329,33 y un TIR% de 9,89. Se puede apreciar en la Tabla 4-1, además se comparó con trabajos similares realizados por (Angamarca Javier, 2020; Sarango Chamba, José; Orellana Lalanguí, 2011) dentro del país.

La instalación “La Playa Store” está categorizada como consumidor comercial a media tensión con demanda horaria, con tarifas de energía de $0,095\text{ USD}/kWh$ de 06:00 hasta las 22:00 y una potencia contratada de $4,576\text{ USD}/kWh$. Con el sistema fotovoltaico instalado en la cubierta lograría reducir un 32,63% en su facturación. Esto es un detalle importante pues el centro comercial atiende 12 horas ininterrumpidas de 08:00 a 20:00 y no cuenta con sistemas de refrigeración o cuartos fríos que causarían incremento en el consumo de energía. Es decir, se puede considerar un acoplamiento entre la demanda y oferta fotovoltaica. El generador fotovoltaico cuenta con alrededor de 10 horas de luz solar, solamente dejando de aportar energía a la instalación de 18:00 a 20:00, que coincide con el horario de mayor potencia de consumo encontrándose en el rango de $59\,664\text{ W}$, por lo cual, la instalación consumirá energía enteramente desde la red de distribución.

La regulación (Arconel 003/18, 2018), establece que; un sistema de generación solar fotovoltaica no puede superar los 20 años de vida útil. Si el sistema pudiera extender su vida útil hasta 25 años por durabilidad de los materiales según sus hojas técnicas de especificaciones permitiría generar mayor ganancia. Esto se puede constatar pues con 20 años de generación se tendrá un flujo de caja acumulado de \$361 663,75 y con 25 años de funcionamiento el flujo de caja acumulado será de \$541 663,64 teniendo una diferencia de \$179 999,89 en 5 años. Sin embargo, por efectos de la regulación, se tomó en cuenta el flujo de caja acumulado de \$361 663,75.

Comparando los referentes a la estructura de la instalación, se puede observar que en el Capítulo 1.(Arévalo Cortes, 2019), presentan un sistema con 20 años de vida útil y en su análisis financiero recuperaría la inversión a partir del año 8,6, con un TIR de un 9,80% desde la instalación. Cabe recalcar que el lugar para el montaje de los paneles fotovoltaicos tiene una estructura débil, lo que obligó a realizar un análisis estructural encareciendo el costo total del proyecto, haciendo que el análisis financiero se vea afectado, teniendo un TIR de un $-4,22\%$. Por lo tanto, el proyecto ya no será viable. Si se compara con el sistema propuesto para el centro comercial “La Playa Store” como se muestran en las Figuras 2-21, 2-22, se aprecia que las vigas de la techumbre están muy separadas, tomando en cuenta el tipo de material que se utilizó en el techo (Galvalumen ar 2000, espesor de 0,4 mm) con un peso por m^2 de $3,6\text{ kg}$ y conociendo el área utilizable para la instalación del sistema solar de $1733,72\text{ m}^2$, se estima que dicha estructura ya estaría soportando un peso aproximado de $6241,392\text{ kg}$, ahora sí, es agregado el peso del sistema solar de aproximadamente 7000 kg , habría un total de $13241,392\text{ kg}$ que

deberá soportar la estructura de la edificación. Por esta razón se deberá realizar un estudio estructural para determinar si será necesario reforzar la estructura de la cubierta o si esta será capaz de soportar todo el peso establecido. En caso de que se deba reforzar la estructura de la techumbre, se deberá realizar un nuevo estudio de factibilidad económica y analizar las variables de TIR y VAN que se presentarían con este cambio para conocer si es viable el proyecto. Dicho análisis estructural queda fuera de los alcances de este proyecto.

Comparando trabajos similares dentro del país, se puede observar en la Tabla 4-1, que el estudio solar fotovoltaico tiene valores muy fiables en comparación del resto de los proyectos locales, siendo el caso de estudio con el segundo mejor factor de planta con un 19,03%, el primero es el caso de estudio realizado en la CENACE, concluyendo que este caso es el que mejor ahorro de energía posee, con un valor de $298,52 \text{ kWh/m}^2$. Por último, al estar ubicada en la línea ecuatorial los valores de irradiación diaria serán casi similares teniendo un rango desde $3,90 \text{ kWh/m}^2 \text{ dia}$ (U de Cuenca – Cuenca) hasta un valor de $5,62 \text{ kWh/m}^2 \text{ dia}$ (UPS – Azogues).

Tabla 4-1 Comparativa de trabajos similares en el Ecuador.

PARÁMETROS	Universidad Politécnica Salesiana	Escuela Politécnica Nacional	Escuela Politécnica Nacional	Universidad Politécnica Salesiana	Universidad de Cuenca	Centrosur	CENACE	Departamentos
Tipo de consumidor	Media tensión con demanda horaria	Media tensión con demanda	Publico	Comunal				
Ciudad	Azogues	Quito-Los Bancos	Quito-Turubamba	Cuenca	Cuenca	Cuenca	Quito	Cuenca
Potencia instalada kWp	62,40	171,60	171,60	12,70	35,00	28,00	44,00	18,00
Superficie de captación (m ²)	313,87	1483,00	1490,00	73,00	226,60	187,20	307,20	116,00
Ahorro energía (kWh anual)	93695,26	141757,07	212508,93	20759,00	51035,10	28121,00	56940,00	25176,00
Factor de Planta (%)	19,03%	12,37%	18,99%	18,00%	18,00%	15,00%	28,00%	16,00%
Irradiación (kWh/m ² diaria)	5,62	4,60	5,10	4,60	3,90	4,10	4,50	4,60
kWh/kWp anual	2051,30	1679,00	1861,50	1641,00	1458,10	1004,30	1294,10	1400,20
Ahorro energía/superficie (kWh/m ²)	298,52	95,59	142,62	284,37	225,22	150,22	185,35	217,03
Costo total del proyecto \$	63352,81	165275,59	171833,32	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Demanda energética (kW)	59,66	47,48	49,55	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Toneladas de CO2 evitadas (20 años)	79650,15	100,22	1873,66	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Tiempo de amortización (años)	6,00	15,00	20,00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
TIR % (20 años)	0,23	0,10	0,04	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
VAN \$ (20 años)	133530,64	17329,33	-50029,14	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Viable	Si	Si	No	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

El desarrollo del análisis de factibilidad dirigido para un centro comercial servirá como base a futuro para cualquier tipo de proyecto relacionado a generación solar en superficies comerciales, debido a que es un sector donde se facturan grandes valores por consumo energético. Con los sistemas de red en las superficies comerciales se plantea reducir el valor planillado en las facturas para poder recuperar la inversión. Hay que tener en cuenta que deberán ajustar los parámetros acordes a su caso de estudio, como son: ubicación geográfica, radiación, demanda energética, potencia instalada, disponibilidad de área, entre otros. Los paneles solares fueron instalados de forma coplanar a la superficie para no alterar de forma estética y estructural la cubierta de la instalación y al ser de forma circular, la orientación de los paneles variará según el punto en el cual se encuentren en la estructura.

Debido a que la superficie de cubierta es de forma circular y al ser una instalación modificada en su fachada durante el proceso de construcción, fue necesario hacer un replanteo de toda la instalación especialmente la techumbre ya que posee láminas de policarbonato en ciertos sectores que reducen el área disponible. Mediante el software, los datos del replanteo y los planos del constructor, se realizó un modelo arquitectónico en 3D de la superficie disponible, posterior a ello se importó al software *Solarius PV* para proceder al desarrollo del sistema fotovoltaico. Todo esto con la finalidad de obtener una simulación de toda la envolvente a ser usada en la etapa de integración arquitectónica mediante el software de diseño.

La planta solar, constituye 62 400 *Wp* instalados, distribuidos en tres arreglos fotovoltaicos de 20 800 *Wp*. El primer arreglo, está compuesto de 52 módulos y ocupando una superficie de 104,62 m^2 , posee una inclinación de 27° y un azimut de 0°, con una radiación solar anual de 1904,65 kWh/m^2 y una producción energética anual proyectada de 29699,83 kWh . El segundo arreglo, ocupa de igual forma 104,62 m^2 , con una producción anual estimada de 31999,17 kWh , una inclinación de 8° y una radiación anual sobre el módulo de 2052,17 kWh/m^2 . Por último el tercer arreglo, tiene una producción de energía estimada de 31996,26 kWh , con una radiación solar anual en el plano de 2025,32 kWh/m^2 . Demostrando que la diferencia de potencias entre los subcampos es igual a 0 kW .

La reducción de energía anual representa alrededor de un 32,63% de su facturación normal, por lo tanto, según los análisis económicos estimados, la recuperación de la inversión se realizará al finalizar el quinto año, representando la cuarta parte del total de tiempo que podría estar en funcionamiento el sistema en la red. El precio del watio instalado es alrededor de \$1,11, esto debido a que el costo total de la instalación y la potencia instalada rondan por el mismo valor, siendo el valor más bajo si es comparado con otros sistemas similares de generación fotovoltaica, como es el caso que plantea (Arévalo Cortes, 2019) teniendo un costo aproximado de \$1,67 por watio instalado,

también (Loeza Salcedo, Francisco Adrián; Carmona César Ramiro, 2012) plantea que tendrá un costo aproximado de \$1,346. Por otra parte el costo de la energía eléctrica también es baja en el país, ya que “La Playa Store” paga alrededor de \$0,12 por *kWh*, mientras que (Cornejo, 2013) expone un valor aproximado de \$3.00 por *kWh*, siendo un valor elevado si comparamos con la tarifa del caso de estudio o también con (Whiting et al., 2015) que manifiesta un costo aproximado de \$0.20 por *kWh*.

Todo este estudio fue hecho bajo los lineamientos de la regulación *ARCONEL* 003/18 que rige actualmente en el país, sin embargo, se tiene a futuro la entrada en vigencia de una nueva regulación para generación distribuida, por lo cual, pudieran variar los parámetros de aceptación de estudios de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, por este motivo, se siguió también pautas de normativas internacionales como UNE, ITBC y americanas como IEC y UL aplicables para sistemas fotovoltaicos y de esta manera brindar un estándar general de diseño aceptable a nivel local.

Las instalaciones comerciales, presentan una curva de demanda casi plana a lo largo del día, por lo cual la implementación de este tipo de sistemas lograría la reducción considerable de energía, gracias a la disponibilidad de área en la cubierta que se tiene ya que son construcciones horizontales. En este caso en particular, es posible disminuir la demanda de energía reemplazando las luminarias existentes ya que se tiene alrededor de 54504 *W* instalados en 3028 luminarias de 2x18 *W*, pudiendo ser reemplazadas por tecnología led. De igual forma, se hace conveniente instalar la planta solar al no existir cargas 24/7, además de circuitos especiales de motores, ascensores, o cargas trifásicas.

5.2 Recomendaciones

Se observa que el principal consumo de energía eléctrica en la instalación es de iluminación, al poseer alrededor de 66 *kW* de potencia instalada, distribuida en las diferentes plantas que lo componen. Como se mencionó anteriormente, en lámparas de 2x18 *W* existen alrededor de 3028 dispositivos instalados, pudiendo ser reemplazados por tecnología led y se procedería nuevamente analizar la demanda del centro comercial para saber cuánto del consumo energético podría reducirse. No existen datos de radiación solar disponibles de fuentes inmediatas como lo son estaciones meteorológicas en el sector de Azogues, por consiguiente, se podría considerar instalar un piranómetro en la techumbre para empezar a recopilar datos más precisos de radiación en la zona, ya que previamente por parte de los autores no se encontró alguna estación climatológica cercana que abarque la zona de estudio.

Se recomienda ampliar el rango de análisis de las cubiertas comerciales, no solamente la parte arquitectónica, sino realizar complementariamente un estudio estructural con respecto al soporte de las vigas y material, usado en la conformación de las techumbres respecto a los pesos que generaría instalar la planta solar. Es aconsejable en las etapas de diseño y construcción de estas instalaciones realizar estudios previos de factibilidad fotovoltaica para lograr una correcta correlación entre la parte estructural y el acople de los paneles en cubiertas.

Como se mencionó anteriormente, si la regulación *ARCONEL* 003/18 pudiera ser extendida a 25 años, el flujo de caja aumentará y las ganancias por parte de los propietarios serían más altas, haciendo incluso que el tiempo de reembolso sea menor a 6

años. Se necesita incentivos desde la parte gubernamental para la implementación de sistemas fotovoltaicos en cubiertas comerciales, ya que serían plantas generadoras en entornos urbanos mejorando la calidad de energía en los sectores aledaños, además de incrementar la potencia instalada dentro del sistema nacional interconectado, logrando dar un apoyo a las grandes centrales existentes en el país de origen hidráulico y pudiendo descartar plantas de origen térmico que utilizan combustibles fósiles para su funcionamiento.

Finalmente, (Gonzales luis;Mendez Pablo, 2019) explican cómo varios países a nivel mundial han sido capaces de aprovechar este recurso solar de una manera acelerada y mucho de esto se ha dado gracias a la mejora en la eficiencia de tecnología solar fotovoltaica reduciendo así los costos de los equipos a usarse. Por este motivo, hoy en día puede llegar a ser viable una micro generadora solar para sistemas de muy baja potencia, haciendo de esta forma que los usuarios finales se puedan autoabastecer, implicando que se deberá actualizar las regulaciones actuales, o trabajar en una nueva normativa nacional en conjunto con la reguladora para poder realizar sistemas de generación de baja tensión.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB. (2011). Cuaderno de Aplicaciones Técnicas n° 10. Plantas fotovoltaicas. *Asea Brown Boveri, S.A.*, 114. [https://doi.org/10.1016/S0927-0256\(97\)00022-0](https://doi.org/10.1016/S0927-0256(97)00022-0)
- Akbari Wakilabadi, M., Afzalabadi, A., Khoeini Poorfar, A., Rahbari, A., Bidi, M., Ahmadi, M. H., & Ming, T. (2019). Technical and economical evaluation of grid-connected renewable power generation system for a residential urban area. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 14(1), 10–22. <https://doi.org/10.1093/ijlct/cty053>
- Al-Sabounchi, A. M., Yalyali, S. A., & Al-Thani, H. A. (2013). Design and performance evaluation of a photovoltaic grid-connected system in hot weather conditions. *Renewable Energy*, 53, 71–78. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.10.039>
- Ana María Bello Aldana, D. N. P. F. . (2018). Estudio de viabilidad financiera de la generación de energía eléctrica a partir de paneles solares para puestos de salud en Colombia. *Chinese Journal of Sensors and Actuators*, 11(11), 45–55. <https://doi.org/10.1063/1.4914609>
- Angamarca Javier. (2020). Angamarca Javier. *Escuela Politécnica Nacional*, 66, 37–39.
- Arconel 003/18. (2018.). *Codificacion-Regulacion-No.-ARCONEL-003-18*.
- Arévalo Cortes, M. E. (2019). *Factibilidad técnica y económica para el aprovechamiento de la radiación solar mediante tecnología fotovoltaica en las instalaciones del CRINA*.
- Asamblea Nacional República del Ecuador. (2015). *Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica*. 1–28.
- Asociación Española de Normalización y Certificación. (1996). *UNE-EN 61727-1996 Sistemas fotovoltaicos, características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.pdf*.
- Asociación Española de Normalización y Certificación. (1997). *UNE-EN 61194-1997 parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos*.
- Asociación Española de Normalización y Certificación. (2000). *UNE-EN 61277-2000 Sistemas fotovoltaicos terrestres generadores de potencia generalidades y guía*.
- Asociación Española de Normalización y Certificación. (2001). *UNE- EN 50160 “Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.”*
- Asociación Española de Normalización y Certificación. (2002). *Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT-01 A BT-51. 432. <http://www.iet.es/wp-content/uploads/2013/03/REGLAMENTO-RBT-SEPT-2003.pdf>*
- Asociación Española de Normalización y Certificación. (2003). *Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica*. 300.
- Asociación Española de Normalización y Certificación. (2005). *Instalaciones de puesta a tierra*. 1–20.

- Asociación Española de Normalización y Certificación. (2013). *Instalaciones generadoras de baja tensión*. 1–54. http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/Guia_bt_40_sep13R1.pdf
- Aste, N., & Del Pero, C. (2010). Technical and economic performance analysis of large-scale ground-mounted PV plants in Italian context. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 18(5), 371–384. <https://doi.org/10.1002/pip.984>
- Azadian, F., & Radzi, M. A. M. (2013). A general approach toward building integrated photovoltaic systems and its implementation barriers: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 527–538. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.01.056>
- Bakhshi-Jafarabadi, R., Sadeh, J., & Soheili, A. (2019). Global optimum economic designing of grid-connected photovoltaic systems with multiple inverters using binary linear programming. *Solar Energy*, 183(March), 842–850. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.03.019>
- Barragán-Escandón, A., Terrados-Cepeda, J., Zalamea-León, E., & Arias-Reyes, P. (2018). Electricity production using renewable resources in urban centres. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Energy*, 171(1), 12–25. <https://doi.org/10.1680/jener.17.00003>
- Benger, S. N., Zhou, S., & Guan, H. (2014). A dynamic solar irradiance model for assessing solar PV power generation potential in urban areas. *IEEE Conferences, March*, 1–4. http://search.proquest.com/docview/1691294518?accountid=8144%5Cnhttp://sfx.aub.aau.dk/sfxaub?url_ver=Z39.88-2004&rft_val_fmt=info:ofi/fmt:kev:mtx:journal&genre=conference&sid=ProQ:ProQ%3Assamodule&atitle=A+dynamic+solar+irradiance+model+for+assessing+sola
- Chen, S., Li, P., Brady, D., & Lehman, B. (2013). Determining the optimum grid-connected photovoltaic inverter size. *Solar Energy*, 87(1), 96–116. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.09.012>
- Colmenar-Santos, A., Linares-Mena, A. R., Molina-Ibáñez, E. L., Rosales-Asensio, E., & Borge-Diez, D. (2020). Technical challenges for the optimum penetration of grid-connected photovoltaic systems: Spain as a case study. *Renewable Energy*, 145, 2296–2305. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.07.118>
- Comité Ejecutivo de la Norma Ecuatoriana de la Construcción. (2011). *Norma Ecuatoriana de la Construcción Capítulo 13 Eficiencia energética en la construcción en Ecuador*.
- Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). (2008). Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica. *Corporación Para La Investigación Energética*. <http://energia.org.ec/cie/wp-content/uploads/2017/09/AtlasSolar.pdf>
- Cornejo, H. A. (2013). *Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el centro materno Infantil de la universidad de Piura*. 114.
- Domínguez Piloto, A., Jáuregui Rigó, S., & Beltrán Marrero, J. (2019). Sistema Fotovoltaico Conectado a La Red Para Alimentar La División Territorial Copextel Cienfuegos. Anteproyecto Y Simulación. *Centro Azúcar*, 46(4), 39–49.

- Eranki, G. A., & Mani, M. (2019). Integrability assessment methodology for building integrated photovoltaics: concept and application. *International Journal of Sustainable Energy*, 0(0), 1–18. <https://doi.org/10.1080/14786451.2019.1699559>
- Espinoza, R., Muñoz-Cerón, E., Aguilera, J., & de la Casa, J. (2019). Feasibility evaluation of residential photovoltaic self-consumption projects in Peru. *Renewable Energy*, 414–427. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.01.003>
- Eugenio, J., Gouveia, D. C. De, & Junior, J. U. (2018). *Protection of Grid Connected Photovoltaic Systems (GCPVS). 61.*
- Fellow, G. P., M, L. M. S., & M, L. P. (2013). *LIFE MONITORING TOOL OF INSULATED CABLES IN PHOTOVOLTAIC INSTALLATIONS. Figure 1.*
- Freitas, G., & Dill, G. K. (2019). A selection criterion for grid-connected photovoltaic systems. *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications, INDUSCON 2018 - Proceedings*, 987–992. <https://doi.org/10.1109/INDUSCON.2018.8627262>
- García, J. L., Jurado, F., & Larco, V. (2019). Review and resource assessment, solar energy in different region in Ecuador. *E3S Web of Conferences*, 80, 01003. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20198001003>
- Gonzales luis;Mendez Pablo. (2019). *Xxxiv Seminario Nacional Del Sector Eléctrico.*
- Google Maps. (2020a). *Azogues - Google Maps.* <https://www.google.com/maps/place/Azogues/@-2.7397863,-78.86261,14z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x91cd1299518ff765:0x192a94b25913591c!8m2!3d-2.7409471!4d-78.8488227>
- Google Maps. (2020b). *Provincia de Cañar - Google Maps.* <https://www.google.com/maps/place/Provincia+de+Cañar/@-2.5243354,-79.330891,10z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x91cd1299518ff765:0x6318f6059d48c388!8m2!3d-2.5589315!4d-78.9388191>
- Heinstein, P., Ballif, C., & Perret-Aebi, L.-E. (2013). Building Integrated Photovoltaics (BIPV): Review, Potentials, Barriers and Myths. *Green*, 3(2), 125–156. <https://doi.org/10.1515/green-2013-0020>
- Hussin, M. Z., Omar, A. M., Shaari, S., & Sin, N. D. M. (2017). Review of state-of-the-art: Inverter-to-array power ratio for thin – Film sizing technique. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74, 265–277. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.080>
- Hussin, M. Z., Omar, A. M., Zain, Z. M., & Shaari, S. (2012). Sizing ratio of inverter and PV array for a-Si FS GCPV system in Malaysia’s perspectives. *Proceedings - 2012 IEEE Control and System Graduate Research Colloquium, ICSGRC 2012, Icsgrc*, 88–93. <https://doi.org/10.1109/ICSGRC.2012.6287141>
- INEC. (2010). *Provincia del Cañar estadísticas.* <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/estadisticas/>
- International Electrotechnical Commission (IEC). (2010). *International Standar IEC 62109-1. Safety of power converters for use in photovoltaic power systems.* 1–14.
- International Electrotechnical Commission (IEC). (2011). *International Standard IEC*

62109-2 Safety of power converters for use in photovoltaic power system. 16.

- International Electrotechnical Commission (IEC) Photovoltaic (PV) Systems. (2004). *Photovoltaic (PV) Systems - Characteristics Of The Utility Interface (IEC 61727:2004, IDT)*.
- Kaan, H., & Reijenga, T. (2004). Photovoltaics in an architectural context. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 12(6), 395–408. <https://doi.org/10.1002/pip.554>
- Kerekes, T., Koutroulis, E., Séra, D., Teodorescu, R., & Katsanevakis, M. (2013). An optimization method for designing large PV Plants. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 3(2), 814–822. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2012.2230684>
- Kornelakis, A., & Koutroulis, E. (2009). Methodology for the design optimisation and the economic analysis of grid-connected photovoltaic systems. *IET Renewable Power Generation*, 3(4), 476–492. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2008.0069>
- Koziy, V. (2016). DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 15MWp EN LONGREACH, AUSTRALIA. *Universidad Politécnica de Valencia*.
- Llerena-Pizarro, O. R., Micena, R. P., Tuna, C. E., & Silveira, J. L. (2019). Electricity sector in the Galapagos Islands: Current status, renewable sources, and hybrid power generation system proposal. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 108(July 2018), 65–75. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.043>
- Loeza Salcedo, Francisco Adrián; Carmona César Ramiro, T. C. J. C. (2012). Metodología de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) para uso en luminarias del edificio 3 de la ESIME Zacatenco. *Instituto Politécnico Nacional*, 96.
- Lobaccaro, G., Croce, S., Lindkvist, C., Munari Probst, M. C., Scognamiglio, A., Dahlberg, J., Lundgren, M., & Wall, M. (2019). A cross-country perspective on solar energy in urban planning: Lessons learned from international case studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 108(November 2018), 209–237. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.041>
- Lobaccaro, Gabriele, Carlucci, S., Croce, S., Paparella, R., & Finocchiaro, L. (2017). Boosting solar accessibility and potential of urban districts in the Nordic climate: A case study in Trondheim. *Solar Energy*, 149, 347–369. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.04.015>
- Mete, M. R. (2014). Valor actual neto y tasa de retorno: Su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión. *Fides et Ratio - Revista de Difusión Cultural y Científica de La Universidad La Salle En Bolivia*, 7(7), 67–85.
- Ministerio Coordinador Sectores Estragéticos. (2016). *Balance energético nacional Ecuador 2016*. 35, 205. <https://doi.org/10.4067/S0071-17132000003500023>
- Mohammad Noor, S. Z., Omar, A. M., Mahzan, N. N., & Ibrahim, I. R. (2013). A review of single-phase single stage inverter topologies for photovoltaic system. *Proceedings - 2013 IEEE 4th Control and System Graduate Research Colloquium, ICSGRC 2013*, 69–74. <https://doi.org/10.1109/ICSGRC.2013.6653278>
- Moser, D., Lovati, M., & Maturi, L. (2018). Photovoltaic City: Effective Approaches to Integrated Urban Solar Power. In *Urban Energy Transition* (2nd ed.). Elsevier Ltd.

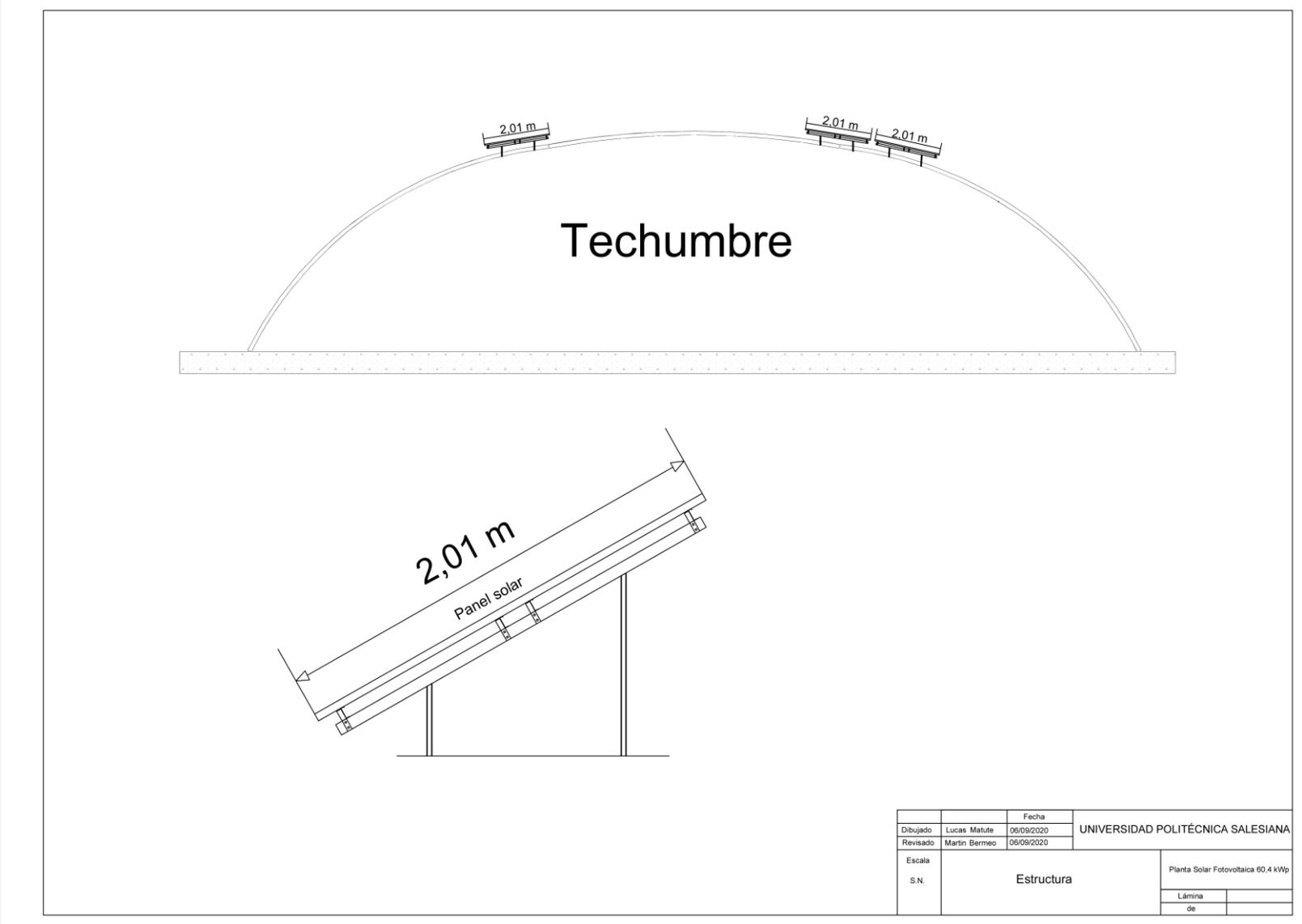
<https://doi.org/10.1016/b978-0-08-102074-6.00030-9>

- Motan, N., Abu-Khaizaran, M., & Sa'ed, J. A. (2018). Design and Modelling of a 6kW Grid-Connected Photovoltaic System-AC Stage. *Proceedings - 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC/I and CPS Europe 2018*, 1–7. <https://doi.org/10.1109/IEEEIC.2018.8493933>
- Muneer, W., Bhattacharya, K., & Cañizares, C. A. (2011). Large-scale solar PV investment models, tools, and analysis: The Ontario case. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(4), 2547–2555. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2146796>
- NASA POWER. (2020). *POWER Data Access Viewer*. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- National Electrical Code (NEC). (2009). *Sistemas de Energía Fotovoltaica y El Código Eléctrico Nacional*.
- National, T., Safety, E., Standard, A. N., Electrical, N., Code, S., Committee, N., & Nesc, T. (2018). *National Electrical Safety Code ® Manual of Style*. 1–12.
- Piantoni, G., & Araneo, R. (2017). Reliability and maintenance in high-power grid-connected photovoltaic systems: A survey of critical issues and failures. *Conference Proceedings - 2017 17th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 1st IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2017*, 0–3. <https://doi.org/10.1109/IEEEIC.2017.7977870>
- Ramos, H., & Luna, R. (2014). Diseño de un sistema fotovoltaico integrado a la red para el área De estacionamiento de la Universidad Tecnológica De Salamanca. *Universidad Tecnológica De Salamanca*, 101. https://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1004/521/1/Tesis_Rafael_Luna_Puente%2C_Humberto_Ramos_López.pdf
- Ravyts, S., Vecchia, M. D., Van Den Broeck, G., & Driesen, J. (2019). Review on building-integrated photovoltaics electrical system requirements and module-integrated converter recommendations. *Energies*, 12(8). <https://doi.org/10.3390/en12081532>
- Rediske, G., Siluk, J. C. M., Gastaldo, N. G., Rigo, P. D., & Rosa, C. B. (2019). Determinant factors in site selection for photovoltaic projects: A systematic review. *International Journal of Energy Research*, 43(5), 1689–1701. <https://doi.org/10.1002/er.4321>
- Remund, J., Müller, S., Kunz, S., Huguenin-Landl, B., Studer, C., & Cattin, R. (2018). *Meteonorm Handbook, part II: Theory. Bern, Switzerland, Meteotest, October*. <https://doi.org/10.1111/j.1600-0668.2004.00281.x>
- Remund, J., Müller, S., Studer, C., & Cattin, R. (2019). *Handbook part II: Theory Global Meteorological Database Version 7 Software and Data for Engineers. June*. https://meteonorm.com/assets/downloads/mn73_theory.pdf
- Romillo, G. E. M. (2012). *Diseño de un sistema fotovoltaico para alimentar la red eléctrica instalada en área comercial*. 95.
- Sancho, Á. P. (2018). Diseño de una instalación solar fotovoltaica de 1,1 MWp conectada

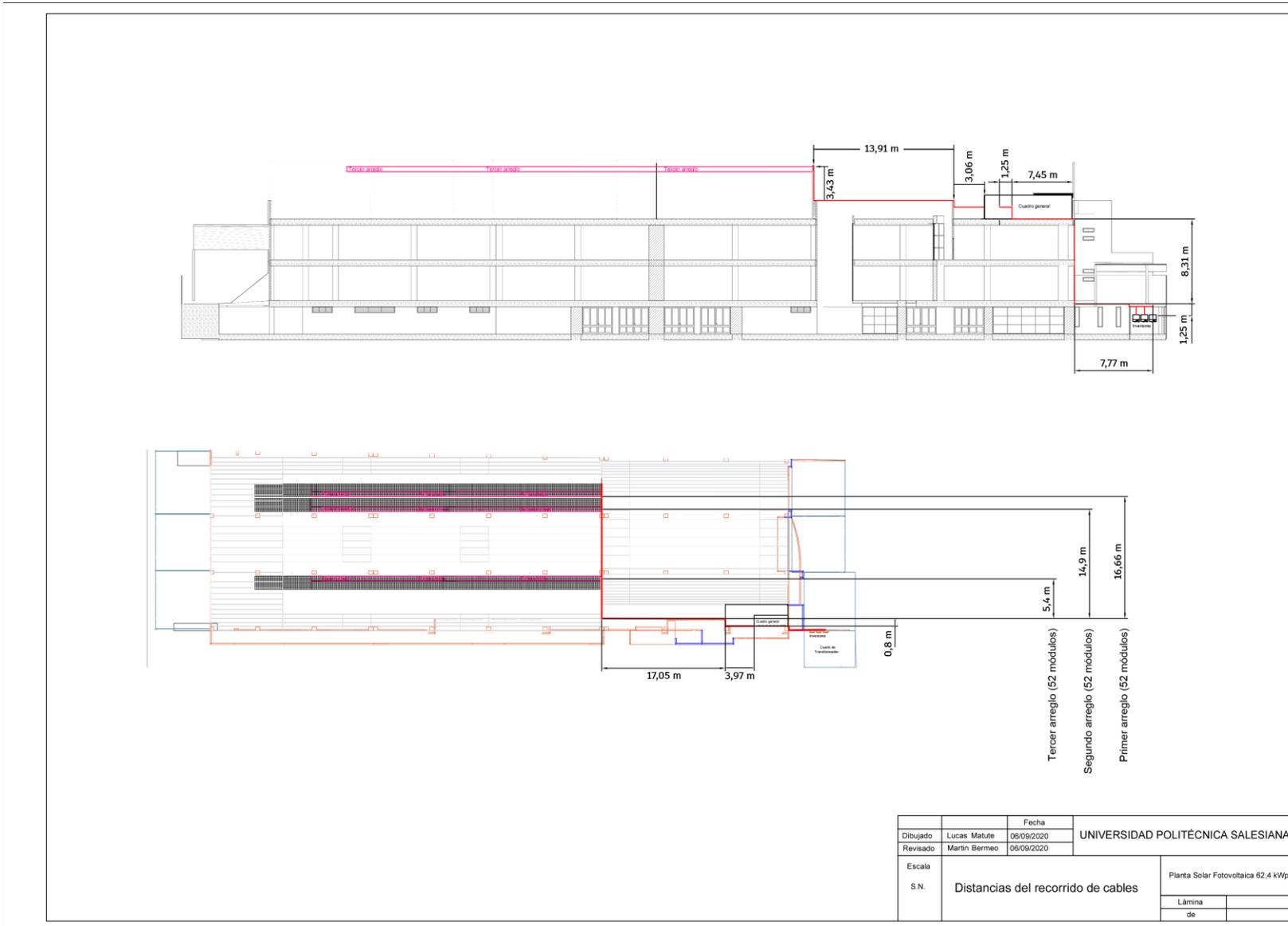
- a red de media tensión. *Repositori Universitat Jaume I*, 138. <http://www.bvsspa.es/papi/ezproxy.php?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edsbas&AN=edsbas.BBCE7C33&lang=es&site=eds-live&scope=site>
- Sarango Chamba, José; Orellana Lalangui, A. (2011). Estudio de factibilidad para el uso de energía solar y eólica en sistemas de alumbrado público para la vía de integración barrial, sector el plateado servido por Empresa Eléctrica Regional Del Sur. *Universidad Politécnica Salesiana de Ecuador*. <http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1506/14/UPS-CT002062.pdf>
- Saretta, E., Caputo, P., & Frontini, F. (2019). A review study about energy renovation of building facades with BIPV in urban environment. *Sustainable Cities and Society*, 44, 343–355. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.10.002>
- Sharma, R., Kumar, V., Sharma, S., Karthikeyan, V., & Kumaravel, S. (2018). High Efficient Solar PV fed Grid Connected system. *Proceedings of 2018 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, PEDES 2018*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/PEDES.2018.8707850>
- Silva, L. I., Berrino, C. H., & Ferreyra, D. M. (2018). Grid-Connected Photovoltaic System in an Educational Building. Overview and Preliminary Data Analysis. *2018 IEEE ANDESCON, ANDESCON 2018 - Conference Proceedings*, 191. <https://doi.org/10.1109/ANDESCON.2018.8564614>
- Singh, S., Kumar, R., & Vijay, V. (2015). Performance analysis of 58 kW grid-connected roof-top solar PV system. *2014 6th IEEE Power India International Conference (PIICON)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/poweri.2014.7117738>
- Sinke, W. C. (2019). Development of photovoltaic technologies for global impact. *Renewable Energy*, 911–914. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.030>
- Sreedevi, J., Ashwin, N., & Naini Raju, M. (2017). A study on grid connected PV system. *2016 National Power Systems Conference, NPSC 2016*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/NPSC.2016.7858870>
- Syafii, Zaini, Juliandri, D., & Akbar, Y. (2019). Design of PV system for electricity peak-shaving: A case study of faculty of engineering, Andalas University. *2018 International Conference on Computing, Power and Communication Technologies, GUCON 2018*, 294–298. <https://doi.org/10.1109/GUCON.2018.8675096>
- Vulkan, A., Kloog, I., Dorman, M., & Erell, E. (2018). Modeling the potential for PV installation in residential buildings in dense urban areas. *Energy and Buildings*, 169. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.03.052>
- Whiting, K. E., A., L. G. C., & Pérez, P. C. (2015). Aplicación de la energía solar fotovoltaica interconectada a la red eléctrica. Caso de estudio Thierhaupten-Alemania. *Revista Ontare*, 2(2), 145. <https://doi.org/10.21158/01208160.n2.2014.1245>
- Zalamea-León, E., & Quesada, F. (2017). Criterios de integración de energía solar activa en arquitectura. Potencial tecnológico y consideraciones proyectuales. *Revista de Arquitectura*, 19(1), 65–79. <https://doi.org/10.14718/revarq.2017.19.1.1018>
- Zgonena, T. (2004). *UL 1741 Update A Safety Standard For Distributed Generation*.

- Zhang, J., Xu, L., Shabunko, V., Tay, S. E. R., Sun, H., Lau, S. S. Y., & Reindl, T. (2019). Impact of urban block typology on building solar potential and energy use efficiency in tropical high-density city. *Applied Energy*, 240(August 2018), 513–533. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.033>
- Zini, G., Mangeant, C., & Merten, J. (2011). Reliability of large-scale grid-connected photovoltaic systems. *Renewable Energy*, 36(9), 2334–2340. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.01.036>

ANEXO 2 – Estructura

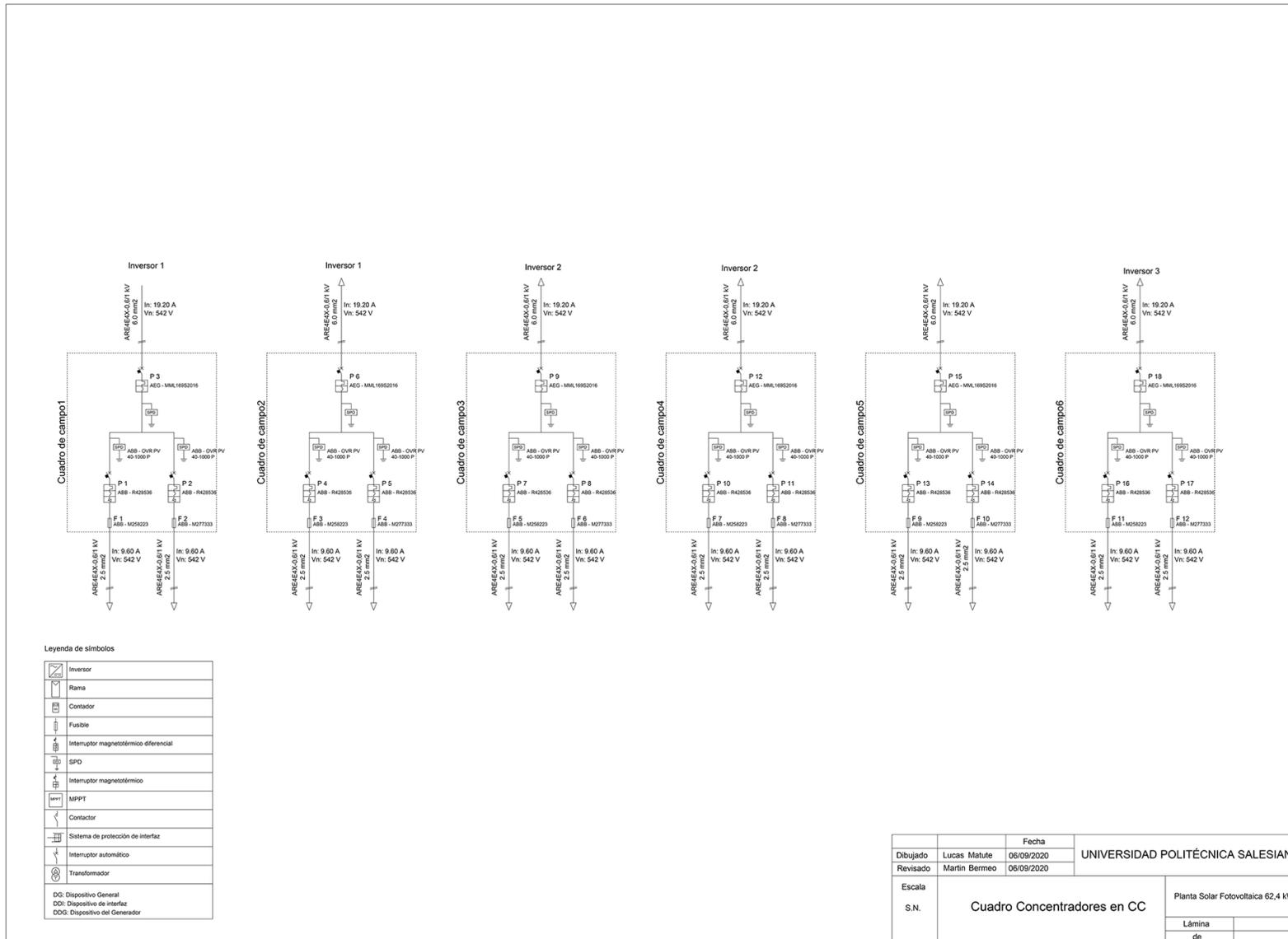


ANEXO 3 – Distancias del recorrido de cables



Dibujado	Lucas Matute	Fecha	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	
Revisado	Martin Bermeo	05/09/2020		
06/09/2020				
Escala			Planta Solar Fotovoltaica 62,4 kWp	
S.N.	Distancias del recorrido de cables		Lámina	
			de	

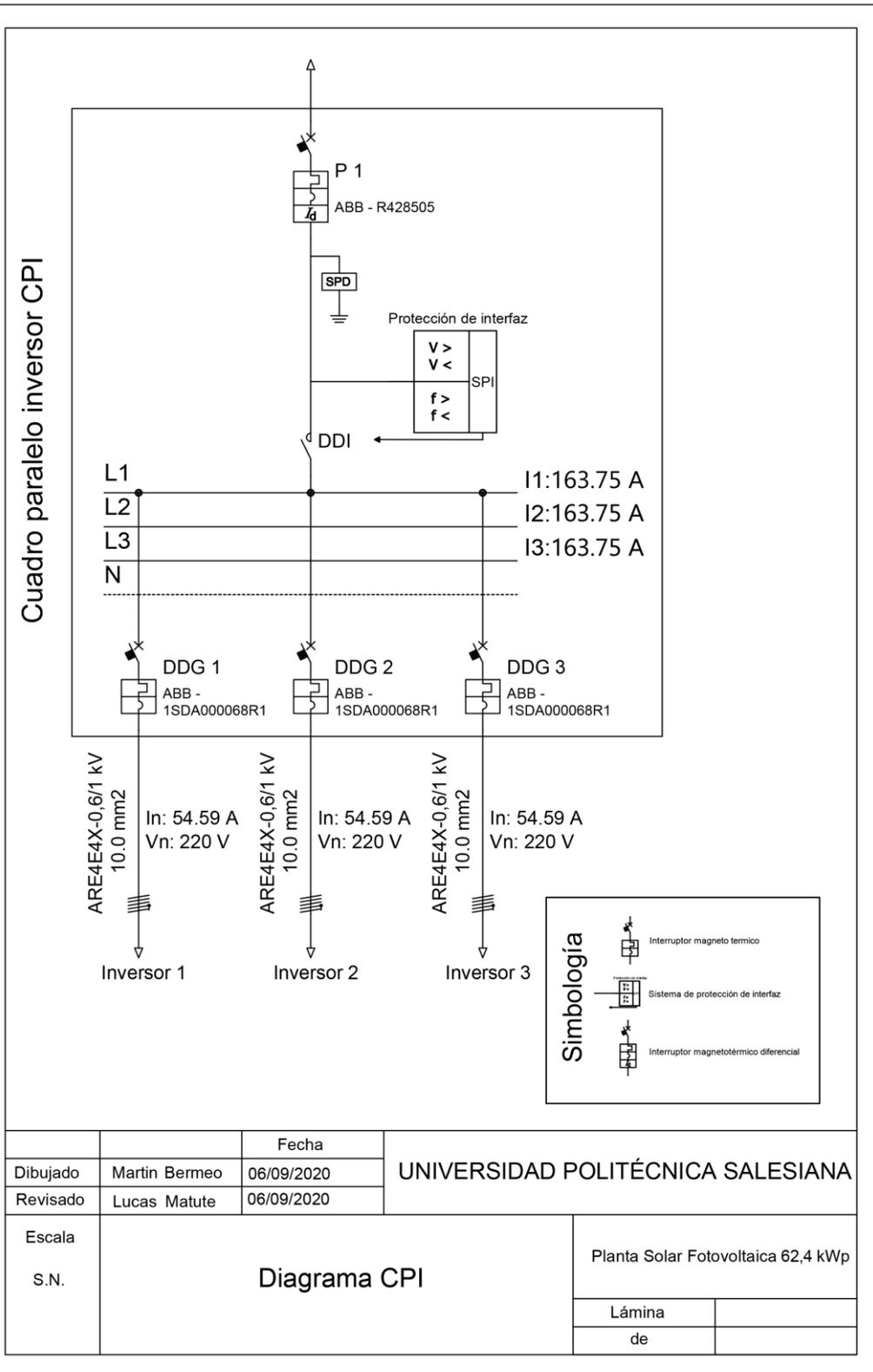
ANEXO 4 – Cuadro concentrador en CC



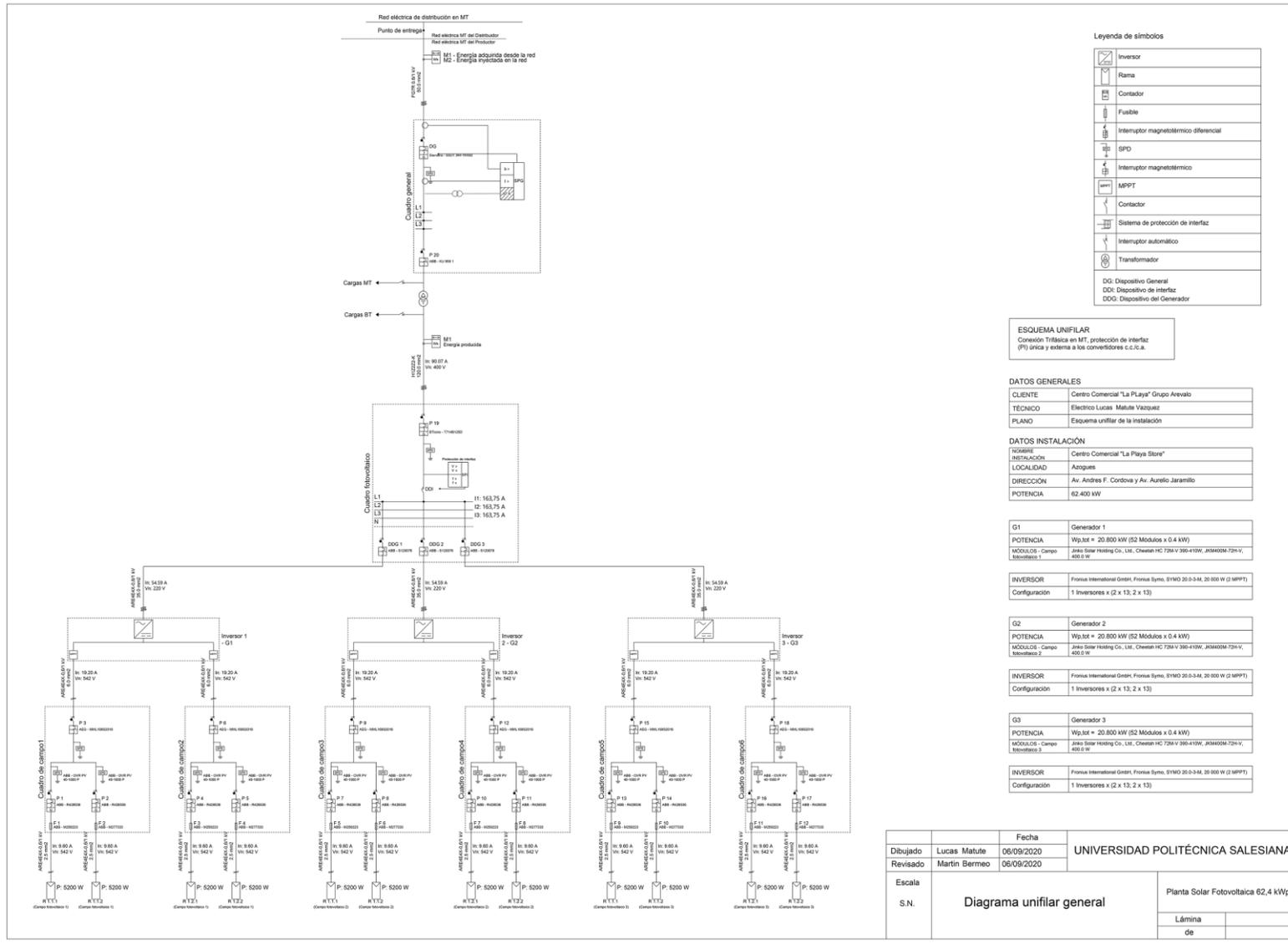
ANEXO 5 – Cuadro

Nombre	Designación	Sección [mm ²]	Longitud [m]	Corriente [A]	Ampacidad [A]		C.d.T [%]	
Red - Cuadro general								
[-] Cuadro general - Cuadro fotovoltaico	H1Z2Z2-K	120.0	1.00	90.07	166.34	✓	0.01	✓
[-] Cuadro fotovoltaico - Inversor 1	ARE4E4X-0,6/1 kV	35.0	5.00	30.02	66.99	✓	0.04	✓
[-] Inversor 1 - MPPT 1		6.0	1.00	19.20	39.10	✓	0.03	✓
[-] Inversor 1 - Cuadro de campo1	ARE4E4X-0,6/1 kV	6.0	42.76	19.20	34.02	✓	1.20	✓
[-] Cuadro de campo1 - R	ARE4E4X-0,6/1 kV	2.5	2.00	9.60	19.97	✓	0.07	✓
[-] Cuadro de campo1 - R	ARE4E4X-0,6/1 kV	2.5	2.00	9.60	19.97	✓	0.07	✓
[-] Inversor 1 - MPPT 2		6.0	1.00	19.20	39.10	✓	0.03	✓
[-] Inversor 1 - Cuadro de campo2	ARE4E4X-0,6/1 kV	6.0	42.76	19.20	34.02	✓	1.20	✓
[-] Cuadro de campo2 - R	ARE4E4X-0,6/1 kV	2.5	2.00	9.60	19.97	✓	0.07	✓
[-] Cuadro de campo2 - R	ARE4E4X-0,6/1 kV	2.5	2.00	9.60	19.97	✓	0.07	✓
[-] Cuadro fotovoltaico - Inversor 2	ARE4E4X-0,6/1 kV	35.0	5.00	30.02	66.99	✓	0.04	✓
[-] Inversor 2 - MPPT 1		6.0	1.00	19.20	39.10	✓	0.03	✓
[-] Inversor 2 - Cuadro de campo3	ARE4E4X-0,6/1 kV	6.0	41.00	19.20	34.02	✓	1.15	✓
[-] Cuadro de campo3 - R	ARE4E4X-0,6/1 kV	2.5	2.00	9.60	19.97	✓	0.07	✓
[-] Cuadro de campo3 - R	ARE4E4X-0,6/1 kV	2.5	2.00	9.60	19.97	✓	0.07	✓
[-] Inversor 2 - MPPT 2		6.0	1.00	19.20	39.10	✓	0.03	✓
[-] Inversor 2 - Cuadro de campo4	ARE4E4X-0,6/1 kV	6.0	41.00	19.20	34.02	✓	1.15	✓
[-] Cuadro de campo4 - R	ARE4E4X-0,6/1 kV	2.5	2.00	9.60	19.97	✓	0.07	✓
[-] Cuadro de campo4 - R	ARE4E4X-0,6/1 kV	2.5	2.00	9.60	19.97	✓	0.07	✓
[-] Cuadro fotovoltaico - Inversor 3	ARE4E4X-0,6/1 kV	35.0	5.00	30.02	66.99	✓	0.04	✓
[-] Inversor 3 - MPPT 1		6.0	1.00	19.20	39.10	✓	0.03	✓
[-] Inversor 3 - Cuadro de campo5	ARE4E4X-0,6/1 kV	6.0	31.50	19.20	34.02	✓	0.88	✓
[-] Cuadro de campo5 - R	ARE4E4X-0,6/1 kV	2.5	2.00	9.60	19.97	✓	0.07	✓
[-] Cuadro de campo5 - R	ARE4E4X-0,6/1 kV	2.5	2.00	9.60	19.97	✓	0.07	✓
[-] Inversor 3 - MPPT 2		6.0	1.00	19.20	39.10	✓	0.03	✓
[-] Inversor 3 - Cuadro de campo6	ARE4E4X-0,6/1 kV	6.0	31.50	19.20	34.02	✓	0.88	✓
[-] Cuadro de campo6 - R	ARE4E4X-0,6/1 kV	2.5	2.00	9.60	19.97	✓	0.07	✓
[-] Cuadro de campo6 - R	ARE4E4X-0,6/1 kV	2.5	2.00	9.60	19.97	✓	0.07	✓

ANEXO 6 – Diagrama CPI

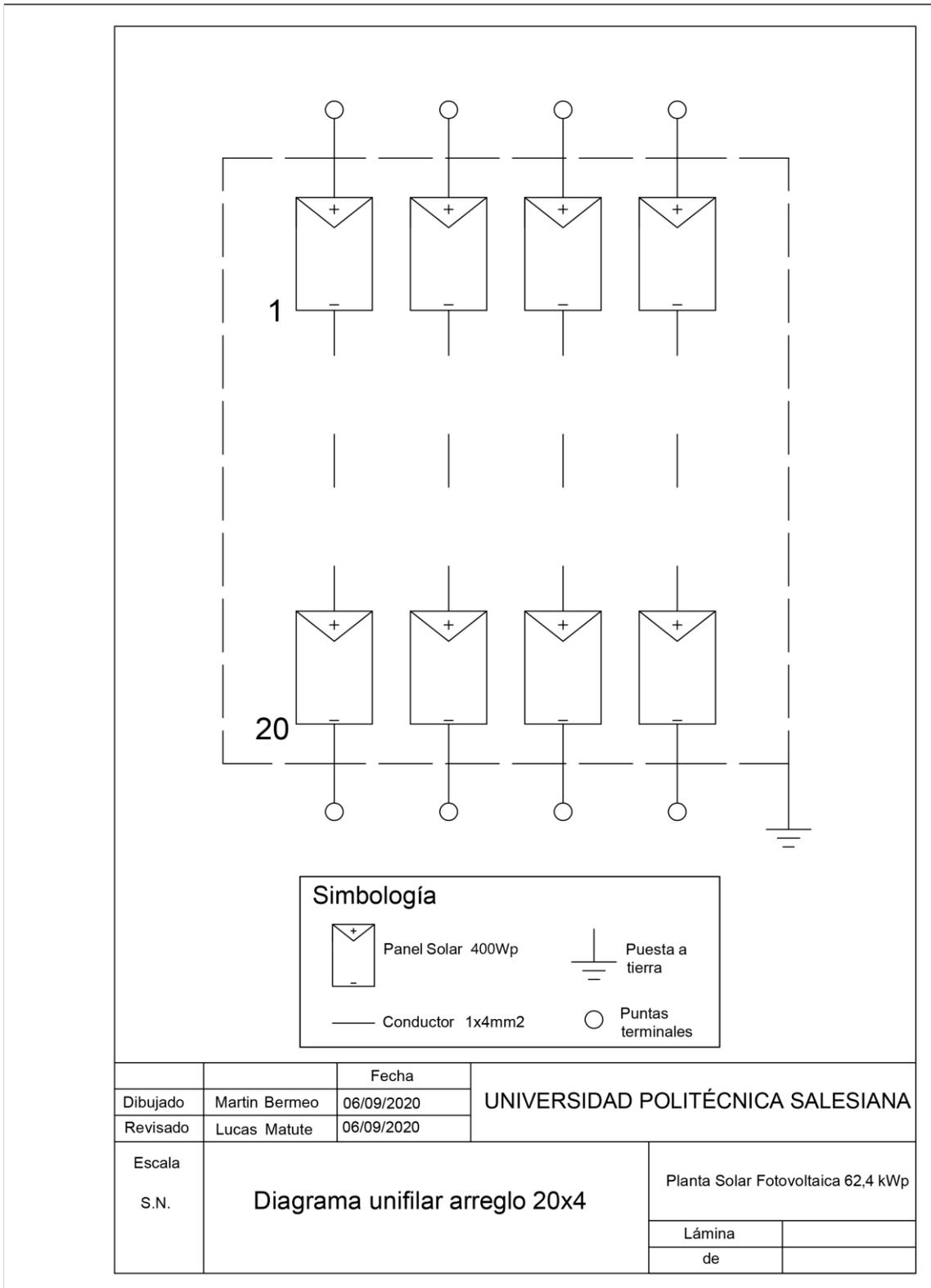


ANEXO 7 – Diagrama unifilar general



Dibujado	Lucas Matute	Fecha	06/09/2020	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
Revisado	Martin Bermeo	06/09/2020		
Escala	Diagrama unifilar general			Planta Solar Fotovoltaica 62,4 kWp
S.N.				Lámina de

ANEXO 8 – Diagrama unifilar arreglo 13x4



ANEXO 9 – Especificaciones de los equipos

Cable eléctrico 4mm ²	
Marca	AlphaWire
Designación	ARE-4E
Sección	4 mm ² ~ 10 AWG
Nivel de tensión del conductor	0,6/1 kV
Aislamiento	Muro de 0,017"
Rango de voltaje	1000 Vrms
Inductancia	0,03 µH/ft
Resistencia en CC	1,13 Ω/1000ft a 20°C

Cable eléctrico 50mm ²	
Marca	Centelsa
Designación	UG7OFR
Sección	50 mm ² ~ 0 AWG
Nivel de tensión del conductor	0,6/1 kV
Aislamiento (norma)	XLPE - IEC 60502-1
Rango de voltaje	1 000 Vrms
Ampacidad	260 A (según NEC)
Resistencia en DC	0,1688 Ω/1km a 20°C

Accesorios	
Abrazaderas dobles tubería EMT 1,5"	75 u
Abrazaderas dobles tubería EMT 2"	75 u
Abrazaderas simples tubería EMT 1,5"	76 u
Abrazaderas simple tubería EMT 2"	77 u
Caja aislante para montaje en pared 140x220x140 IP65	2 u
Caja aislante para montaje en pared 275x370x140 (24 paneles) IP65	12 u
Caja de concentración 205x22x140 IP65	5 u
Contador de energía producida	1 u
Cuadros de distribución 250x300x180 mm (24 paneles) IP65	12 u
Escalerilla metálica aluminio para conductor eléctrico	57 m
Escalerilla metálica para conductor eléctrico 3x1/0	3 m
Tapa escalerilla	57 m
Terminales cable eléctrico 10mm ²	50 u
Terminales cable eléctrico 4mm ²	50 u
Terminales cable eléctrico 50mm ²	30 u
Terminales mc4	480 u

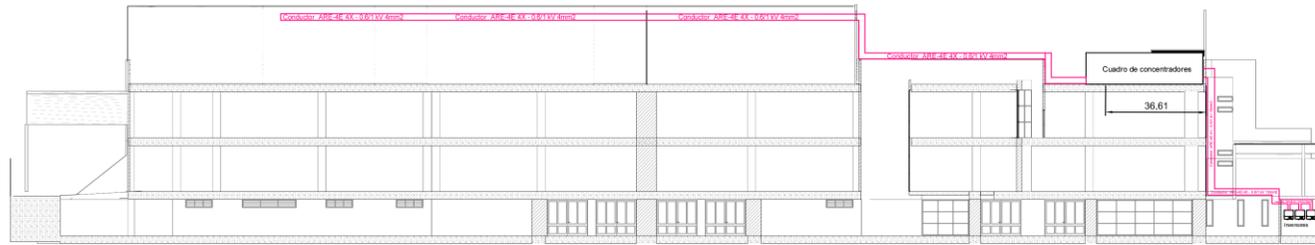
Cable eléctrico 10mm ²	
Marca	TE Connectivity / Raychem
Designación	ARE-4E
Sección	10 mm ² ~ 6 AWG
Nivel de tensión del conductor	0,6/1 kV
Aislamiento (Resistencia a la	2 000 lbf/in ² (13,8 n/mm ²)
Rango de voltaje	1 000 Vrms
Inductancia	N/A
Resistencia al choque térmico	260 ± 2 °C

Tuberías 1,5"	
Tipo	Metálico EMT 2m 1,5"
Espesor de pared	0,065"
Norma	ASTM A 653
Esfuerzo de influencia	25 000 psi
Esfuerzo de tensión	30 000 psi
Porcentaje de elongación	20%
Tolerancia de fabricación	± 0,015

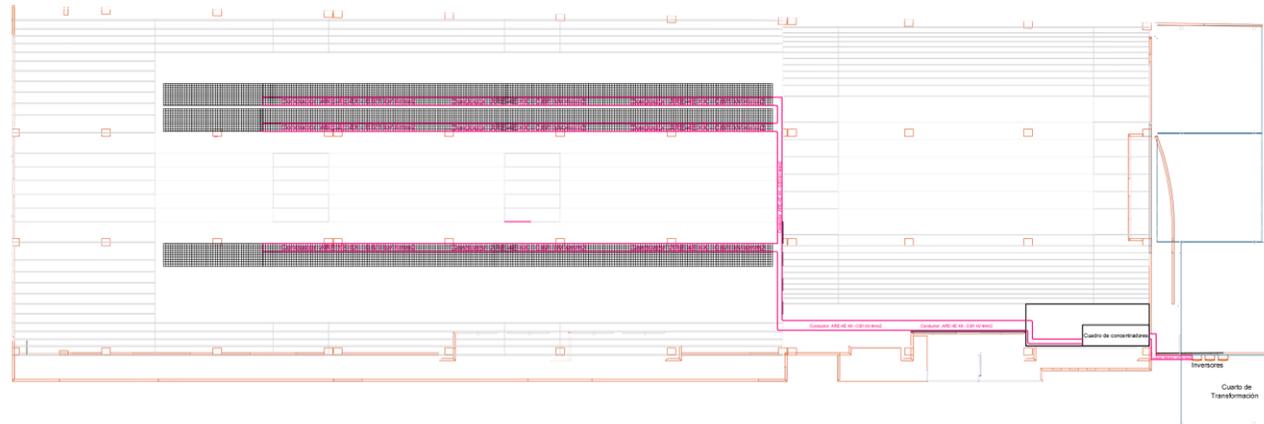
Tuberías 3"	
Tipo	Metálico EMT 2m 3"
Espesor de pared	0,072"
Norma	ASTM A 653
Esfuerzo de influencia	25 000 psi
Esfuerzo de tensión	30 000 psi
Porcentaje de elongación	20%

ANEXO 10 – Cableado

Vista lateral



Vista aérea



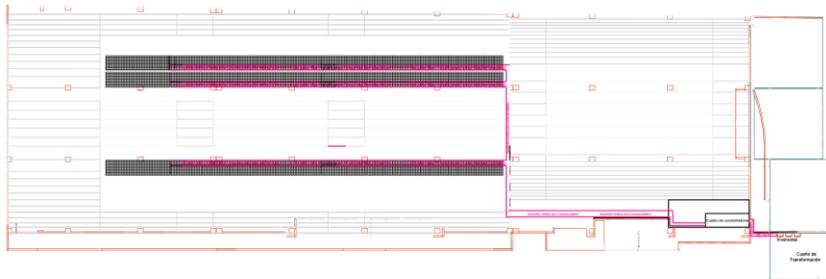
Dibujado	Lucas Matute	Fecha	06/09/2020	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
Revisado	Martin Bermeo	Fecha	06/09/2020	
Escala	S.N.			Planta Solar Fotovoltaica 62.4 kWp
	Cableado			
				Lámina
				de

ANEXO 11 – Ductos

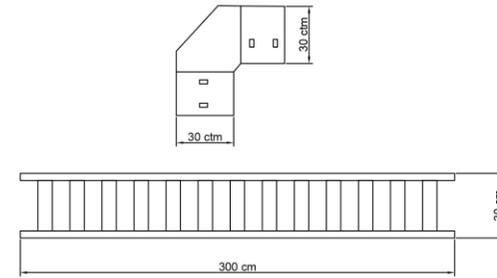
Vista lateral



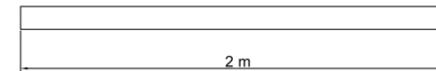
Vista aérea



Escalerilla eléctrica

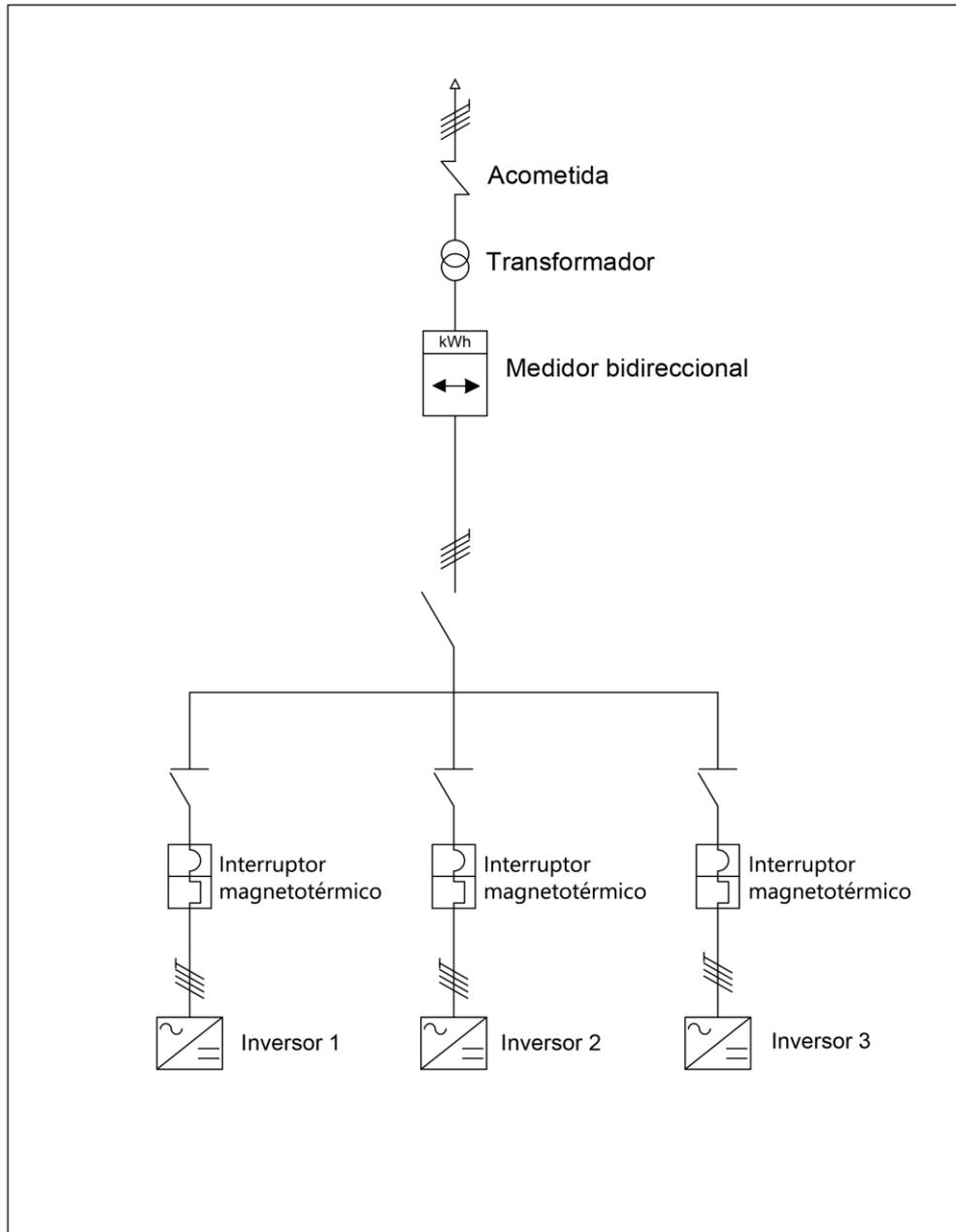


EMT 1,5"



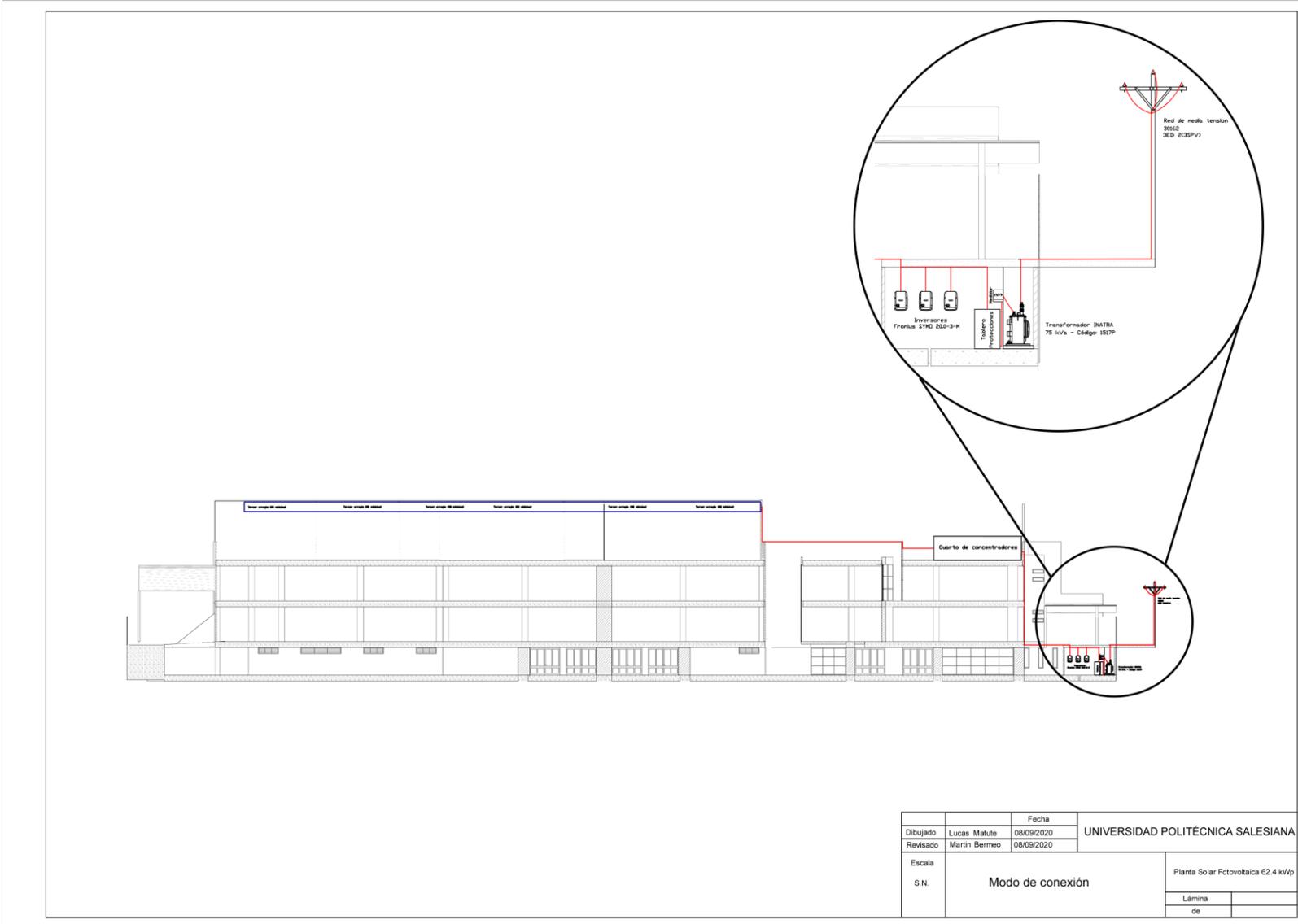
		Fecha	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	
Dibujado	Lucas Matute	06/09/2020		
Revisado	Martín Bermeo	06/09/2020		
Escala	Ducterías		Planta Solar Fotovoltaica 62,4 kWp	
S.N.			Lámina	
			de	

ANEXO 12 – Diagrama unifilar de conexión a la red



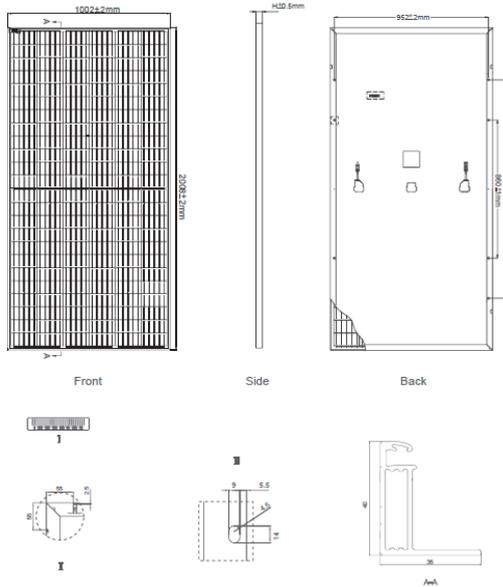
		Fecha	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	
Dibujado	Martin Bermeo	06/09/2020		
Revisado	Lucas Matute	06/09/2020		
Escala	Diagrama unifilar de conexión a la red		Planta Solar Fotovoltaica 62,4 kWp	
S.N.			Lámina	
			de	

ANEXO 13 – Modo de conexión



ANEXO 14 – Datasheet: Paneles fotovoltaicos

Engineering Drawings

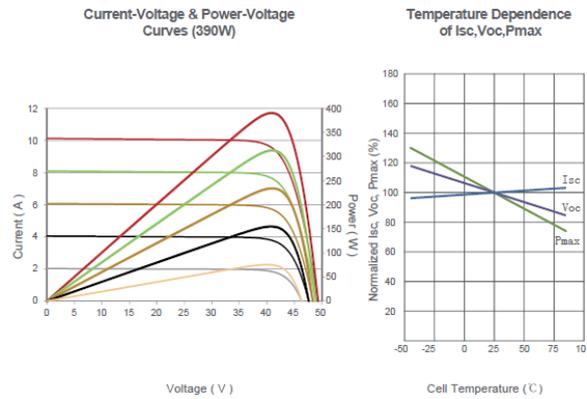


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

27pcs/pallet , 54pcs/stack, 594pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

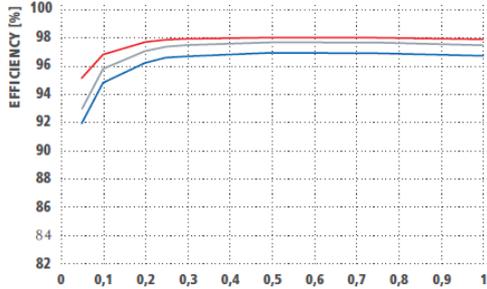
Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No. of Half-cells	144 (6×24)
Dimensions	2008×1002×40mm (79.06×39.45×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² , Anode 290mm, Cathode 145mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM390M-72H-V		JKM395M-72H-V		JKM400M-72H-V		JKM405M-72H-V		JKM410M-72H-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp	405Wp	306Wp	410Wp	310Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V	42.0V	39.8V	42.3V	40.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A	9.65A	7.72A	9.69A	7.76A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V	50.1V	48.7V	50.4V	48.9V
Short-circuit Current (Isc)	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A	10.48A	8.22A	10.60A	8.26A
Module Efficiency STC (%)	19.38%		19.63%		19.88%		20.13%		20.38%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.36%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

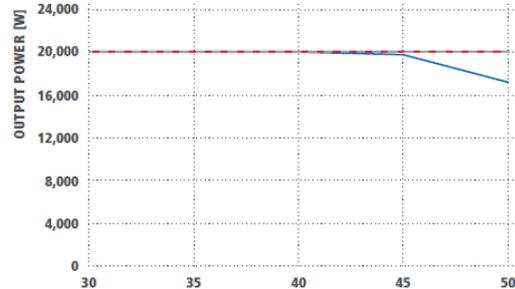
ANEXO 15 – Datasheet: Inversor

FRONIUS SYMO 20.0-3-M EFFICIENCY CURVE



STANDARDISED OUTPUT POWER $P_{dc}/P_{dc,R}$ ■ 420 V_{dc} ■ 600 V_{dc} ■ 800 V_{dc}

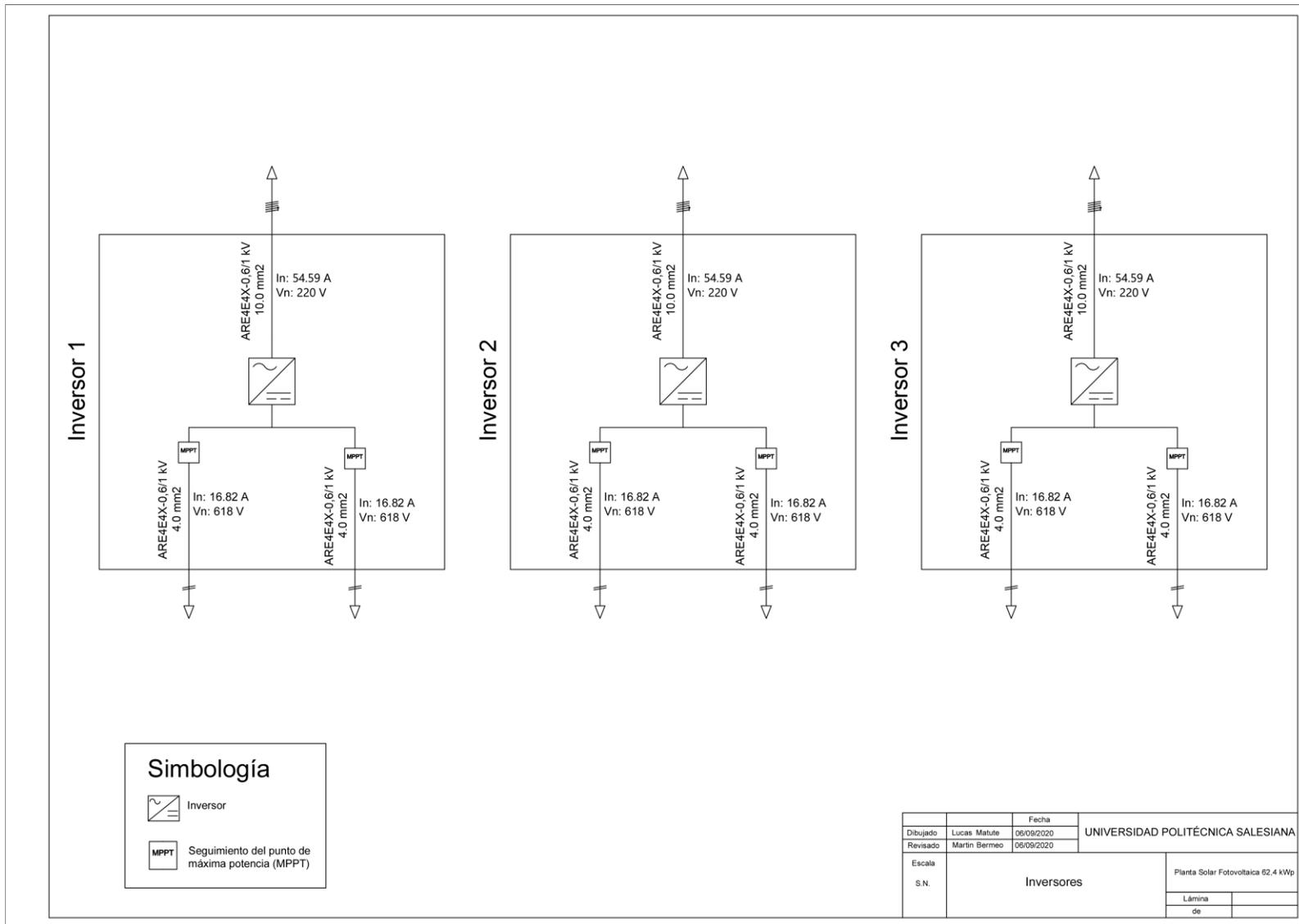
FRONIUS SYMO 20.0-3-M TEMPERATURE DERATING



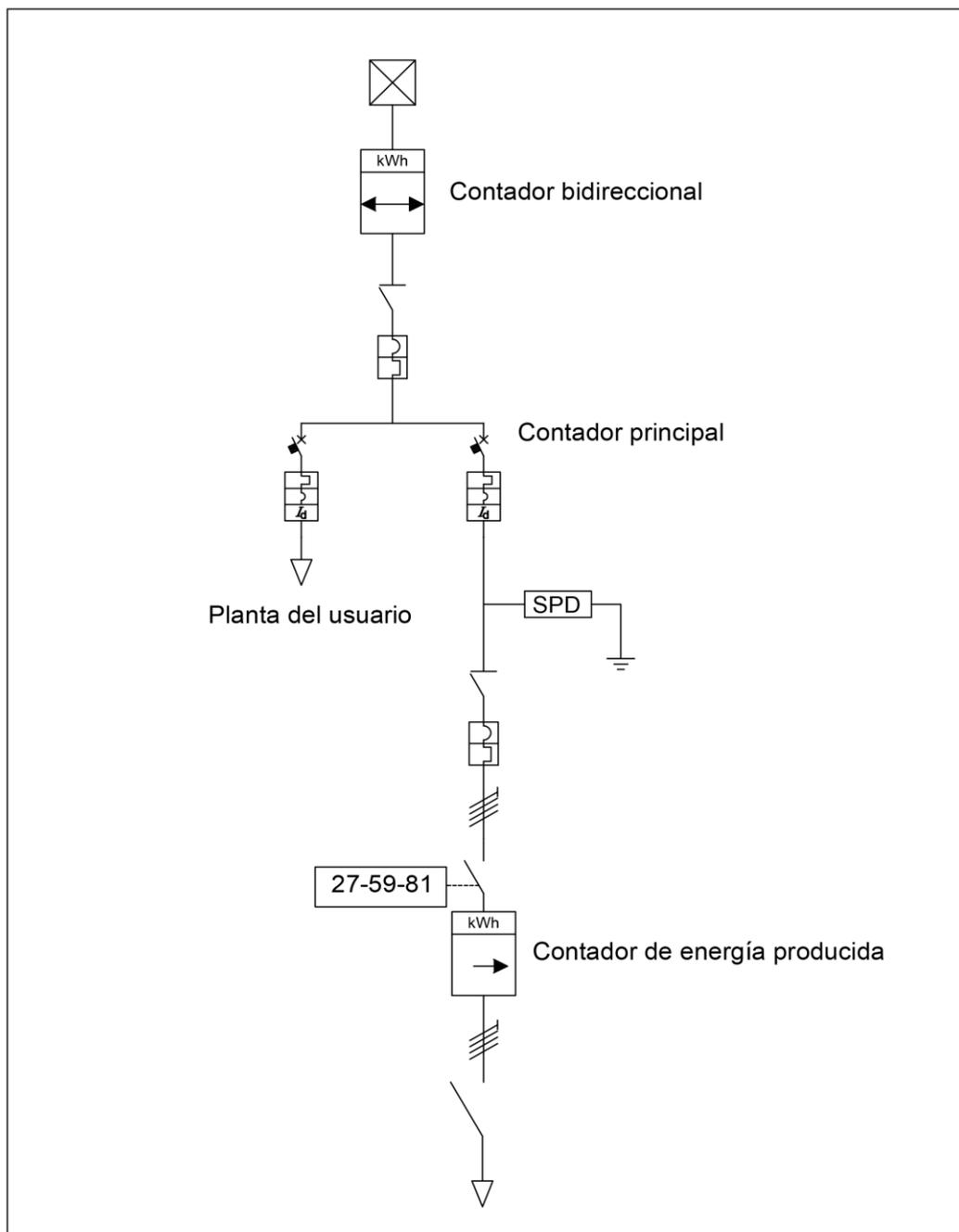
AMBIENT TEMPERATURE [°C] ■ 420 V_{dc} ■ 600 V_{dc} ■ 800 V_{dc}

INPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Number MPP trackers	2				
Max. input current ($I_{dc,max1} / I_{dc,max2}$)	27.0 A / 16.5 A ¹⁾		33.0 A / 27.0 A		
Max. usable input current total ($I_{dc,max1} + I_{dc,max2}$)	43.5 A				
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂)	40.5 A / 24.8 A		49.5 A / 40.5 A		
DC input voltage range ($U_{dc,min} - U_{dc,max}$)	200 - 1000 V				
Feed-in start voltage ($U_{dc,start}$)	200 V				
Usable MPP voltage range	200 - 800 V				
Number of DC connections	3+3				
Max. PV generator output ($P_{dc,max}$)	15.0 kW _{peak}	18.8 kW _{peak}	22.5 kW _{peak}	26.3 kW _{peak}	30.0 kW _{peak}
OUTPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
AC nominal output ($P_{ac,n}$)	10,000 W	12,500 W	15,000 W	17,500 W	20,000 W
Max. output power	10,000 VA	12,500 VA	15,000 VA	17,500 VA	20,000 VA
AC output current ($I_{ac,nom}$)	14.4 A	18.0 A	21.7 A	25.3 A	28.9 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	1.8 %	2.0 %	1.5 %	1.5 %	1.3 %
Power factor ($\cos \phi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.				
GENERAL DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensions (height x width x depth)	725 x 510 x 225 mm				
Weight	34.8 kg		43.4 kg		
Degree of protection	IP 66				
Protection class	1				
Overvoltage category (DC / AC) ²⁾	2 / 3				
Night time consumption	< 1 W				
Inverter design	Transformerless				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation (DIN rail)	Indoor and outdoor installation (106 x 90 x 66 mm)				
Ambient temperature range	-40 - +60 °C				
Permitted humidity	0 - 100 %				
Max. altitude	2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)				
DC connection technology	6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²				
AC connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²				
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

ANEXO 16 – Inversores



ANEXO 17 – Diagrama del sistema de medida



		Fecha	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	
Dibujado	Martin Bermeo	06/09/2020		
Revisado	Lucas Matute	06/09/2020		
Escala	Diagrama del sistema de Medida		Planta Solar Fotovoltaica 62,4 kWp	
S.N.			Lámina	
			de	