



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA DE UN
SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO
CONECTADO A RED PARA LA UNIDAD EDUCATIVA
TÉCNICO SALESIANO**

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

AUTOR: FREDDY FABIAN PIÑA PIÑA

TUTOR: ING. JOHNNY XAVIER SERRANO GUERRERO, PhD.

Cuenca - Ecuador

2024

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Freddy Fabian Piña Piña con documento de identificación N° 0302876545 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 22 de febrero del 2024

Atentamente,



Freddy Fabian Piña Piña
0302876545

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL
TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA
SALESIANA**

Yo, Freddy Fabian Piña Piña con documento de identificación N. 0302876545, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Proyecto técnico: "Factibilidad técnica-económica de un sistema de generación fotovoltaico conectado a red para la unidad Educativa Técnico Salesiano", el cual 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 concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 22 de febrero del 2024

Atentamente,



Freddy Fabian Piña Piña
0302876545

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Xavier Serrano Guerrero con documento de identificación N° 0104983382, docente de la Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED PARA LA UNIDAD EDUCATIVA TÉCNICO SALESIANO, realizado por Freddy Fabian Piña Piña con documento de identificación N° 0302876545, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 22 de febrero del 2024

Atentamente,



Xavier Serrano
0104983382

Ing. Johnny Xavier Serrano Guerrero, PhD.

0104983382

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios y a la Virgen de Guadalupe por guiarme y darme ánimos, a todos quienes formaron parte de mi vida universitaria, amigos y docentes.

Freddy Fabian Piña Piña

DEDICATORIA

Esta tesis la dedico a mis padres por el apoyo constante, a no dejarme solo y a animarme a salir adelante y cumplir uno de los propósitos deseados, a quienes me apoyaron y me acompañaron en este transcurso de la Universidad, y a mi enamorada por animarme.

Freddy Fabian Piña Piña

RESUMEN

Este estudio examina la posibilidad técnica y económica de implementar un sistema de generación fotovoltaica y evalúa cómo afectaría al sistema de distribución de energía. Se realiza un levantamiento del consumo de energía para calcular la potencia instalada necesaria para satisfacer la demanda, considerando también la disponibilidad de la superficie para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

Para el diseño del sistema se apoya en los programas Solarius PV, Excel y Auto-CAD, los cuales facilitan la gestión y cálculo necesarios para la integración y correcto funcionamiento del sistema. Es relevante destacar que los datos meteorológicos se obtienen a partir de mediciones previamente registradas en el colegio, lo cual resulta más práctico para determinar la radiación solar en cada mes.

Se realizan cálculos para determinar las caídas de tensión, corrientes máximas y mínimas en el sistema, asegurando el dimensionamiento adecuado de los conductores para garantizar un funcionamiento óptimo. Se instalan dispositivos de protección tanto en corriente alterna como en corriente continua para preservar la integridad del sistema. Se lleva a cabo el balance trifásico en cada salida de las líneas para asegurar una conexión correcta hacia el cuadro de distribución existente en el colegio.

Se realiza un análisis económico utilizando indicadores financieros como el VAR y TIR para evaluar la viabilidad del proyecto. Se considera la reducción de costos mediante la gestión de la demanda de consumo, especialmente reduciendo el consumo de energía activa durante los meses de mayor radiación solar. En casos de déficit energético, se recurre a la red eléctrica para compensar la demanda de

consumo.

Palabras clave: Tensión, Distribución, generación, meteorológicos.

ABSTRACT

In this study, an analysis of the technical and economic feasibility of a photovoltaic generation system and its impact on the power distribution system is carried out. A survey of energy consumption is carried out to calculate the installed power required to meet the demand, also considering the availability of the surface area for the installation of solar panels. The system design is supported by the Solarius PV, Excel and Auto-CAD programs, which facilitate the management and calculation necessary for the integration and correct operation of the system. It is important to note that the meteorological data is obtained from measurements previously recorded at the school, which is more practical to determine the solar radiation in each month.

Calculations are made to determine the voltage drops, maximum and minimum currents in the system, ensuring the proper sizing of the conductors to guarantee optimum operation. Protection devices are installed in both alternating and direct current to preserve the integrity of the system. Three-phase balancing is carried out at each output of the lines to ensure a correct connection to the school's existing distribution board.

An economic analysis is performed using indicators such as Net Present Value and Internal Rate of Return to assess the feasibility of the project. Cost reduction is considered by managing consumption demand, especially by reducing active energy consumption during the months of highest solar radiation. In cases of energy deficit, the power grid is used to offset the consumption demand.

ÍNDICE

0.1	Antecedentes	2
0.2	Justificación	4
1	Fundamentación teórica	6
1.1	Sistemas fotovoltaicos (SFVs)	6
1.2	Tipos de sistemas fotovoltaicos	6
1.2.1	Conectado a la red eléctrica	6
1.2.2	Sistemas aislados	7
1.2.3	Principales componentes	7
1.2.3.1	Panel solar	7
1.2.3.2	Inversor	8
1.2.3.3	Medidor bidireccional	9
1.2.3.4	Cables solares	10
1.3	Fenómeno fotovoltaico	10
1.3.1	Características de corriente y tensión de un panel solar	10
1.3.2	Curva característica de un panel solar	11
1.4	Hora de Sol pico	11
1.4.1	Movimientos de traslación y rotación	12
1.4.2	Posición del Sol	13
1.4.2.1	Azimut	13
1.4.2.2	Altitud	13
1.5	Radiación Solar	14
1.5.1	Sombreado en sistemas solares	15
1.5.2	Rendimiento del sistema estimado	15
1.5.3	Valoración de energía necesaria	16
1.5.4	Valoración de potencia necesaria a la salida de inversores	16
1.6	Cálculo de tensión y corriente máxima	16
1.6.1	Cálculo de costo total de implementación	18
1.6.2	Estudio de ahorro	18
1.6.3	Estimación de reducción de huella carbono	18
1.6.4	Evaluación de sensibilidad	18
1.6.5	Factor de planta FV	19

1.6.5.1	Factor de planta típico	19
1.6.5.2	Cálculo de factor de planta	19
1.7	Ponderación financiera	20
1.7.1	Evaluación técnica y financiera del proyecto	20
1.8	Indicadores financieros	21
1.8.1	El Valor presente neto (VAN)	21
1.8.2	Tasa de interna de retorno	22
1.9	Costos de producción de energía.	23
1.10	Situación del sector eléctrico ecuatoriano en generación	23
1.11	Normativas y regulación para aplicación de generación FV	24
1.11.1	Normativa Europea ITC-BT-40	24
1.11.2	Normativa UNE (Asociación Española de Normalización)	25
1.11.3	Normativa norteamericanas	26
1.11.4	Normativa local Ecuatoriana	26
1.11.5	REGULACIÓN No. ARCERNNR-008/23	26
1.11.5.1	Tensión de conexión y categoría	27
1.11.5.2	Dimensionamiento	27
1.11.6	MODALIDADES DE AUTO-ABASTECIMIENTO	27
1.11.6.1	Modalidad 1a: Autoabastecimiento individual local	28
1.11.6.2	Modalidad 1b: Autoabastecimiento múltiple local	28
1.11.6.3	Modalidad 2a: Autoabastecimiento individual remoto	28
1.11.6.4	Modalidad 2b: Autoabastecimiento múltiple remoto con consumidores concentrados	29
1.11.6.5	Modalidad 2c: Autoabastecimiento múltiple remoto con consumidores dispersos	29
1.12	Ángulo de inclinación óptima y orientación de los módulos fotovoltaicos	29
1.12.1	Influencia de ángulo de inclinación y orientación en superficie dado el clima local	30
2	Levantamiento de información preliminar de ITS	32
2.1	Levantamiento de ubicación del proyecto	32
2.2	Levantamiento de área de disposición	33
2.3	Levantamiento del consumo energético	33
2.4	Curva de consumo de potencia activa	35
2.5	Datos de potencia medida	36
2.6	Datos del transformador	37
2.7	Levantamiento de radiación energética	38
2.8	Equipos y materiales catalogados para la implementación	39
2.8.1	Especificaciones del panel solar modelo JKM 195M-72	39

2.8.2	Especificaciones del inversor SMA Sunny TriPower X trifásico conectado a red	40
3	Diseño de sistema de generación fotovoltaico conectado a la red	41
3.1	Topología de conexión eléctrica del ITS	41
3.2	Demanda energética media	42
3.3	Levantamiento de la institución en 3D	44
3.4	Diseño de la planta solar trifásica	44
3.5	Dimensionamiento de paneles solares	45
3.6	Cálculo de pico de hora solar	46
3.7	Inclinación de panel solar	47
3.8	Configuración de sistema de generación fotovoltaico	48
3.8.1	Configuración eléctrica de sub-arreglos de generación	49
3.8.2	Características de sub-arreglos de generación FV	50
3.8.3	Configuración de conexión de inversor a arreglo fotovoltaico	52
3.9	Plataforma de soporte de paneles FV	53
3.10	Cálculo de conductores para sistema FV	53
3.10.1	Ponderación de conductores en CC y CA del SFV	55
3.10.2	Dimensionamiento de conductores en CA	55
3.11	Cálculo de protección en CC	56
3.11.1	Dimensionamiento de fusible	56
3.11.2	Dimensionamiento de interruptor termomagnético	58
3.11.3	Protección en CA	58
3.11.3.1	Dimensionamiento de interruptor termomagnético en CA a la salida del inversor	59
3.11.3.2	Cálculo de interruptor termomagnético para la salida del planta solar	60
3.12	Simulación del SFV en Solarius PV	61
3.12.1	Parametrización de localidad de estudio	61
3.12.1.1	Configuración de conductores en CC y CA para el SFV en Solarius PV	63
3.12.1.2	Tramo de cadena en cuadro de campo de cada inversor	64
3.12.1.3	Configuración de protecciones en CC y CA en el SFV	65
3.12.2	Estructura de integración al montaje de paneles solares en el edificio Felipe II	67
3.12.3	Producción de energía	67
3.13	Reducción de emisiones	68
4	Estudio de factibilidad económica para implementación del sistema fotovoltaico	70

4.1	Análisis de costo de instalación y materiales para sistema fotovoltaico	70
4.2	Desglose de facturación por consumo energético	71
4.2.1	Análisis de reducción de consumo energética en periodo (A) .	73
4.3	Análisis de rentabilidad energética	76
4.4	Análisis de indicadores financieros	78
5	Conclusiones y recomendaciones	79
5.1	Conclusiones	79
5.2	Recomendaciones	80

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Sistema fotovoltaico conectado a la red	7
1.2	Estructura de un panel solar	8
1.3	Fenómeno fotovoltaico	10
1.4	Curva de radiación	11
1.5	Hora solar pico	12
1.6	Movimiento trasnlacional y rotacional de Sol	13
1.7	Ángulo de posición del sol, paso aparente	14
1.8	Potencia nominal de centrales de generación con fuente de energía renovables	24
1.9	Normativa para sistemas de generación fotovoltaica	24
1.10	Normativas UNE-EN.	25
1.11	Modalidad de autoabastecimiento. Modalidad 1a, SGDA puede o no inyectar excedentes a la red.	28
2.1	Ubicación del proyecto -2,916872 -79,016466	32
2.2	Área de disposición	33
2.3	Levantamiento de consumo energético	34
2.4	Potencia máxima registrado	35
2.5	Consumo de potencia en una semana dada	35
2.6	Tensión máxima registrado	36
2.7	Transformador Inatra 75kVA	38
2.8	Panel solar JinkoSolar M 195M-72.	39
2.9	Current-Voltage & Power-Voltage Curves	39
2.10	SMA Sunny TriPower X STP 25-US-50.	40
3.1	Distribución del poste al transformador interno por parte de la Empresa Centro Sur.	42
3.2	Datos de tensión y corriente medido los días Lunes, Martes Y Miércoles del sistema trifásico.	42
3.3	Datos de tensión y corriente medido los días Miércoles, Jueves y Viernes del sistema trifásico.	43
3.4	Edificación en 3D	44
3.5	Especificación de estructura de modulo solar.	45

3.6	Vista de estructura con montaje lateral de módulos	47
3.7	Ángulo de inclinación de panel fotovoltaico	47
3.8	Vista aérea de montaje de paneles solares	48
3.9	Estructura de arreglo de panel solar	53
3.10	Configuración de salida CA del inversor	58
3.11	Diagrama unifilar de protección en CA	60
3.12	Dato de irradiación en la ciudad de Cuenca - Ecuador	61
3.13	Sombrado en la localidad	62
3.14	Configuración de panel solar	62
3.15	Configuración de inversor	62
3.16	Configuración de conductor en sub-arreglos	63
3.17	Configuración de cuadro fotovoltaico	63
3.18	Conexión de cuadro fotovoltaico - Inversor	64
3.19	Dimensión de conductor para inversor - cuadro de campo 1	64
3.20	Dimensión de conductor para inversor - cuadro de campo 2	65
3.21	Dimensión de conductor para cuadro de campo - R	65
3.22	Protección en la salida del cuadro fotovoltaico	66
3.23	Protección en la salida y entrada del cuadro fotovoltaico	66
3.24	Protección en la salida de cuadro de campo	66
3.25	Vista derecha de estructura de montaje de módulos	67
3.26	Vista izquierda de estructura de montaje de módulos	67
3.27	Producción de energía activa anual	68
3.28	Potencia instalada de generación fotovoltaica	68
3.29	Reducción de emisiones	69
4.1	Análisis de periodo (A)	74
4.2	Análisis de recuperación de inversión	77
4.3	Análisis de Cash-flow	77
5.1	Catálogo de inversor SMA 25 kW	84
5.2	Catálogo de panel solar modelo Jinko Solar 570kW	85
5.3	Diagrama unifilar de sistema fotovoltaico	86
5.4	Diagrama de conexión a la red	87
5.5	Plano estructural de la superficie del techo	88
5.6	Vista lateral del edificio FELIPE II	89
5.7	Diseño en 3D del edificio FELIPE II	90
5.8	Mediciones realizadas en el área de distribución	91
5.9	Ubicación y estado de cuadros de distribución	92
5.10	Tasa de interés	93

Índice de tablas

1.1	Costo de producción de energía eléctrica [1]	23
1.2	Voltajes de conexión y categorías de SGDA.	27
1.3	Variable meteorológica en la ciudad de Cuenca con datos desde 2014-2017 [2].	30
1.4	Captación de irradiación según modelo de KLUTCHER para diferentes posiciones.	31
2.1	Consumo de energía eléctrica horario	34
2.2	Energía y costo por planilla	35
2.3	Medición de consumo pico	36
2.4	Medición de consumo promedio	37
2.5	Medición de consumo potencia activa	37
2.6	Datos meteorológicos	38
3.1	Promedio total de factor de potencia	43
3.2	Distancia de sección de tramo en CC	54
3.3	Distancia de tramos en CA	54
3.4	Distancia de sección de tramo en CC	55
3.5	Distancia de sección de tramo en CA	56
3.6	Parámetros de fusible	58
3.7	Parámetros de termomagnético	58
3.8	Datos para cálculo de interruptor termomagnético en CA	59
3.9	Datos para cálculo de interruptor termomagnético	60
4.1	Costo de instalación y materiales para sistema fotovoltaico	70
4.2	Desglose de facturación de energía eléctrica	71
4.3	Desglose de facturación de consumo de energía de 08H00 a 18H00	72
4.4	Desglose de facturación de consumo de energía de 18H00 a 22H00	72
4.5	Desglose de facturación de consumo de energía de 22H00 a 08H00	72
4.6	Costo por demanda facturable [kW]	73
4.7	Costo de consumo energético kWh con sistema fotovoltaico horario: 08H00 a 18H00	73
4.8	Costo de consumo energético kWh con sistema fotovoltaico	74

4.9	Análisis de costo de facturación sin SFV y con SFV	75
4.10	Análisis de flujo de caja	76

INTRODUCCIÓN

La utilización de la radiación solar que llega a la Tierra ha estado presente desde tiempos antiguos, empleando diferentes tecnologías que han evolucionado a lo largo del tiempo. En la actualidad, la energía del Sol, tanto en forma de calor como de luz, puede ser aprovechada mediante una variedad de dispositivos como recolectores fotovoltaicas (FV), lo que permite convertirla en energía eléctrica o térmica. Este tipo de energía, conocida como energía renovable o limpia, tiene el potencial de abordar algunos de los desafíos más apremiantes que enfrenta la humanidad [3].

Por consiguiente, el estudio de caso se lleva a cabo en la Unidad Educativa Técnico Salesiano, situado en la ciudad de Cuenca, donde la demanda de consumo de energía eléctrica es elevada. A través de la recopilación de información sobre el consumo diario registrado, se identifica el pico de consumo durante el día, lo que determina la viabilidad de instalar un sistema de generación FV para satisfacer parte de esa demanda. Además, se evalúa la viabilidad económica de dicha implementación, así como las normativas y parámetros que puedan influir en el proceso.

Basándose en los materiales disponibles, el sistema fotovoltaico (SFV) puede variar su tamaño, cantidad y capacidad de acuerdo a los requisitos específicos. Estos materiales se clasifican según sus especificaciones para la instalación e implementación del sistema. Para garantizar un rendimiento del 100%, se consideran las condiciones STC (Standard Test Conditions) del panel, que implican una irradiancia de $1000\text{W}/\text{m}^2$ a una temperatura de operación de 25°C [4].

El estudio propuesto se vincula a la red eléctrica existente. Los sistemas fotovoltaicos (SFV) requieren un mantenimiento mínimo, principalmente consistente en limpiar los paneles solares para eliminar la suciedad y el polvo. Un sistema estándar incluye paneles solares, un inversor de corriente interactivo que funciona conectado a la red eléctrica, un sistema de montaje para los paneles, cables especializados, conectores y accesorios. Estos sistemas tienen una vida útil de al menos 25 años. [5].

0.1 Antecedentes

El efecto FV, identificado por primera vez en 1839 por el físico francés Alexandre Edmond Becquerel, dio origen a los paneles solares. Este efecto se basa en la generación de electricidad al exponer dos electrodos metálicos a la luz solar. Inicialmente utilizado en la generación eléctrica espacial, con el tiempo se ha extendido su aplicación a sectores residenciales, industriales y micro-centrales [6], [7].

En los últimos tiempos, ha crecido el interés en los Sistemas de Energía Distribuida (DES). Los SFV están ganando popularidad y son especialmente adecuados para la generación distribuida. Las estrictas regulaciones ambientales y la falta de espacio para construir sistemas de transmisión de alto voltaje son desafíos de seguridad y rentabilidad. Esto ha llevado a que las centrales eléctricas más grandes resulten poco rentables en muchas regiones [8].

Los avances tecnológicos recientes en generadores pequeños, electrónica de potencia y dispositivos de almacenamiento de energía han generado una nueva oportunidad para los recursos de energía distribuida que están más cerca de las cargas. Varios gobiernos han implementado incentivos para fomentar el uso de energías renovables, lo que respalda un enfoque más descentralizado en los sistemas de suministro de energía [9].

A pesar de su coste relativamente alto, ha habido un crecimiento significativo en la instalación de SFV. Estudios recientes indican un aumento exponencial en la capacidad de energía FV instalada a nivel mundial. Se están llevando a cabo investigaciones para reducir los costos y mejorar la eficiencia. Además, las nuevas leyes regulatorias que requieren el uso de energías renovables han expandido este mercado a nivel mundial [10].

En la actualidad, se está promoviendo activamente la implementación de SFV para abordar problemas ambientales como el efecto invernadero y la contaminación del aire. La energía solar es la principal fuente de energía renovable en el mundo y está disponible en todas partes en diversas cantidades. Los paneles FV, al no tener partes móviles, funcionan de manera silenciosa y sin generar emisiones. Otra ventaja es que la tecnología solar es altamente modular y puede escalarse fácilmente para proporcionar la potencia necesaria para diferentes cargas [11].

Mediante este sistema, la energía generada se integra en la red eléctrica para su disponibilidad cuando sea requerida. Alternativamente, se puede establecer un sistema aislado que provea electricidad en áreas donde la red eléctrica no está disponible [12].

Aunque el Sol está presente en cualquier lugar geográfico, los grandes parques solares se instalan preferiblemente en áreas con alta radiación solar, como zonas desérticas o semi-desérticas con terrenos de escaso valor agrícola y climas que presentan pocos días nublados al año. Además, aunque se prefiere un alto índice de radiación solar, también es deseable que el clima no sea extremadamente cálido, ya que las altas temperaturas pueden reducir el rendimiento de los paneles solares [13]. Esto hace que los grandes parques solares se ubiquen en lugares distantes de las zonas de consumo, lo que requiere el transporte de energía a través de líneas de alta tensión. Tanto la generación FV como la eólica se clasifican como generación intermitente debido a su dependencia de las condiciones climáticas cambiantes [14].

Por otro lado, la generación de energías renovables, esencialmente considerada como un sistema energético sostenible, contribuye a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que a su vez ayuda a mitigar el efecto del calentamiento global [15]. Además, la implementación de estos sistemas renovables ayuda a impulsar la riqueza y el empleo a nivel local, promoviendo así un desarrollo sostenible [16].

Gracias al progreso y la actualización de los sistemas de generación eléctrica, hoy en día varios sectores industriales y comerciales están optando por la generación solar. Esto se debe a la viabilidad que ofrece esta fuente de energía y a los beneficios sostenibles de su operación. En línea con esto, sectores como la industria, la agricultura, la manufactura, la farmacéutica, la alimentaria, entre otros, están buscando reducir su huella ecológica y ahorrar en gastos operativos mediante el uso de la energía solar [7].

En la aplicación industrial, el amplio espacio de operación resulta óptimo para el montaje de sistemas de generación solar, ya que se pueden aprovechar los galpones que ofrecen un gran espacio. Este tipo de instalación no interfiere ni utiliza espacio superficial adicional, lo que la convierte en una inversión de largo plazo [17].

0.2 Justificación

Un sistema de generación de energía renovable contribuye a reducir la contaminación ambiental, los costos de implementación y mantenimiento. Además, ofrece una solución sostenible a largo plazo. Por esta razón, su aplicación es factible en diversos ámbitos, incluyendo el industrial, empresarial, institucional y residencial. Estos sistemas proporcionan autoabastecimiento y la capacidad de compensar la demanda energética.

Un usuario con un mayor consumo eléctrico se beneficia en mayor medida de un SFV, reduciendo las facturas de consumo eléctrico.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

El objetivo de este estudio es evaluar la viabilidad técnica y económica de implementar un sistema de generación fotovoltaica conectado a la red eléctrica para la Unidad Educativa Técnico Salesiano. Esto se llevará a cabo considerando la demanda de energía eléctrica actual de la institución y los espacios físicos disponibles para la instalación de paneles solares. El propósito principal es reducir los costos asociados al consumo de energía eléctrica y, por ende, disminuir el gasto en las facturas de electricidad.

OBJETIVO ESPECIFICO

- Realizar el levantamiento de los espacios físicos y el consumo histórico de energía eléctrica de la Unidad Educativa Técnico Salesiano.
- Diseñar un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red para la Unidad Educativa Técnico Salesiano, basado en el levantamiento de información preliminar.
- Realizar un estudio de factibilidad económica de la implementación del sistema fotovoltaico, considerando costos nivelados de energía, retorno de inversión, TIR y VAN.

CAPÍTULO 1

Fundamentación teórica

1.1 Sistemas fotovoltaicos (SFVs)

Un sistema fotovoltaico (FV) consiste en la interconexión de paneles solares que generan energía en forma de corriente continua (CC). Esta corriente continua se convierte en corriente alterna (CA) a través de un inversor y se conecta en paralelo con la red eléctrica pública. Estos SFVs conectados a la red permiten a los usuarios generar electricidad para su propio consumo o para inyectarla en la red eléctrica, lo que posibilita el auto-consumo o la contribución a la energía del sistema interconectado.

1.2 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Los sistemas de generación de energía renovable se pueden conectar de varias maneras, lo que determina cómo se suministrará energía al usuario. A continuación, se describen los principales tipos de conexiones:

1.2.1 Conectado a la red eléctrica

Este enfoque se emplea en áreas con acceso a una red pública de distribución eléctrica. En este escenario, un sistema fotovoltaico (SFV) se conecta directamente a la red eléctrica, ajustando su tensión y corriente según los estándares de la red. Su principal objetivo es satisfacer la demanda de consumo y, además, vender energía eléctrica a la red pública. Este tipo de sistema prescinde de un almacenamiento de

energía adicional y opera en coordinación con la red eléctrica. Durante la generación, el usuario puede utilizar la energía producida, transfiriendo cualquier excedente a la red. Cuando la producción solar es insuficiente, la red eléctrica suministra la energía necesaria. Este enfoque es adecuado para una amplia gama de instalaciones, desde pequeñas hasta grandes, incluyendo las centrales fotovoltaicas [18].

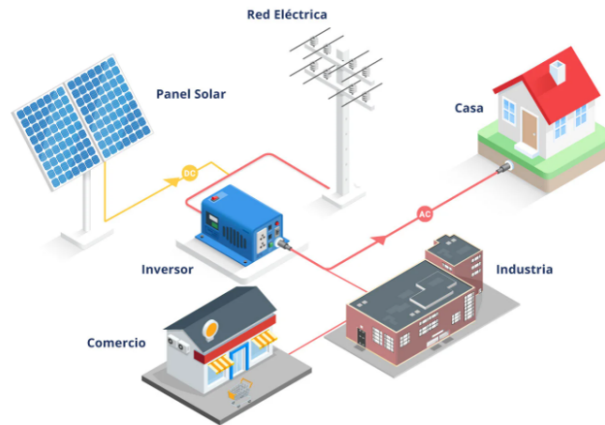


Figura 1.1: Sistema fotovoltaico conectado a la red

1.2.2 Sistemas aislados

Este tipo de sistema representa una opción más sostenible en comparación con el anterior, ya que toda la energía consumida proviene exclusivamente del SFV. En otras palabras, no está conectada a la red eléctrica, lo cual es posible gracias a la presencia de bancos de baterías. Estas baterías también proporcionan energía en días nublados o con poca luz solar, garantizando así un suministro continuo y confiable.

1.2.3 Principales componentes

1.2.3.1 Panel solar

Dispositivo responsable de captar la energía del Sol a través de las células FV se conoce como módulo FV. Existen varios tipos de módulos entre los que se puede definir:

Silicio mono-cristalino: Los paneles solares de silicio mono-cristalino se fab-

rican desde 1954. Para obtener este material, se funde silicio puro con pequeñas proporciones de boro. Su estructura cristalina es casi perfecta, lo que les otorga un color azul homogéneo distintivo. El rendimiento de estas células varía entre el 15% y el 18% en relación con la radiación incidente sobre su superficie [12].

Silicio poli-cristalino: Se caracterizan por tener un tono azul oscuro. Estas células tienen menos fotones de cristalización en comparación con las células de silicio mono-cristalino, funcionan mejor en condiciones de alta temperatura, evitando pérdidas por sobrecalentamiento y degradación del material, son menos puros y más delgados. La eficiencia varía entre el 11% y el 16%, dependiendo de la marca, el proceso de fabricación y su efecto en el semiconductor [19].

Silicio amorfo: Con las células solares amorfas es posible fabricar paneles solares flexibles gracias a la tecnología de capa delgada que ofrecen. Debido a su bajo costo de adquisición, son ampliamente utilizadas en dispositivos de baja eficiencia como calculadoras o relojes solares. Estas células tienen un color marrón distintivo y su rendimiento suele estar por debajo del 10% en relación con la radiación incidente sobre su superficie [20].

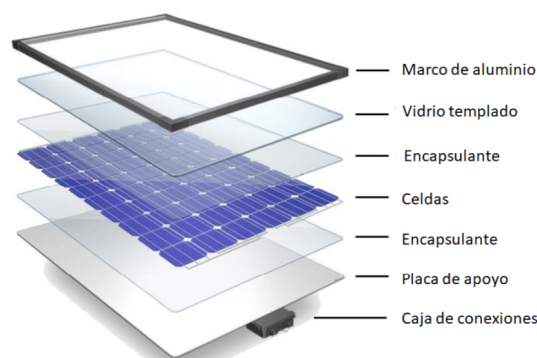


Figura 1.2: Estructura de un panel solar

1.2.3.2 Inversor

El inversor es un aparato que convierte la corriente continua en corriente alterna, adaptando los niveles de voltaje y frecuencia según las necesidades de los dispositivos que abastece. La corriente alterna (CA) puede ser de una sola fase o de tres fases, con un voltaje que puede variar. Usualmente, transforma voltajes de 12, 24 o 48 V a 110 o 220 V, con frecuencias de 50 o 60 Hz. El inversor está compuesto por tres bloques de circuitos principales: el oscilador, el convertidor de CC/CA y el sistema de protección [14].

Al elegir un inversor, es importante considerar las especificaciones técnicas relevantes:

- La forma de la onda puede ser sinusoidal, modificada o cuadrada.
- Voltaje nominal de ingreso
- Voltaje de salida
- Frecuencia
- Rendimiento
- Auto consumo

1.2.3.3 Medidor bidireccional

Un medidor bidireccional mide tanto la electricidad consumida de la red local como la energía generada por un (SFV). Gracias a este dispositivo, se puede determinar con precisión el costo del consumo de energía hacia la red, ya sea a nivel doméstico, comercial o industrial [7].

A diferencia de los sistemas regulares, un medidor bidireccional registra tanto la energía entrante como la energía saliente, permitiendo la medición de tres tipos de medidas:

- La energía recibida, suministro de red.
- La energía neta generada por el SFV.
- La energía proporcionada, excedentes que no utiliza y envía a la red.

El medidor bidireccional permite la información sobre la producción de los paneles solares, ya que registra cuando estos generan más electricidad de la necesaria y la envían a la red. Los excedentes de energía pueden restarse de la factura eléctrica y, en algunos casos según el contrato de interconexión registrado, pueden ser vendidos a la empresa eléctrica.

1.2.3.4 Cables solares

Los cables destinados a aplicaciones en exteriores están diseñados para proporcionar eficacia y resistencia a la intemperie. Estos cables típicamente tienen una cubierta de goma y un aislamiento con una clasificación nominal de 0.6/1 kV en cuanto a su capacidad de soportar voltaje. Son resistentes a la presencia ultravioleta (UV) y pueden operar a temperaturas de hasta 90°C .

1.3 Fenómeno fotovoltaico

Los paneles solares constan de tres capas principales: una de silicio tipo 'n', una unión 'pn' y una de silicio tipo 'p', conectadas mediante un cable eléctrico en sus extremos. Este proceso se desencadena cuando el material de la célula solar absorbe fotones del sol. Al impactar un fotón en el material semiconductor, puede liberar suficiente energía para excitar un electrón, que luego se mueve de la región 'n' a la región 'p', generando así una corriente eléctrica que puede ser aprovechada para alimentar dispositivos eléctricos.

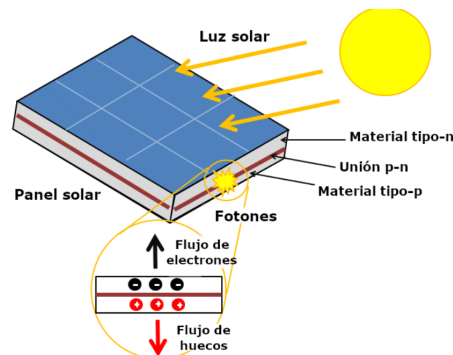


Figura 1.3: Fenómeno fotovoltaico

1.3.1 Características de corriente y tensión de un panel solar

Corriente de cortocircuito (I_{sc}).- La corriente máxima que puede generar un panel solar en condiciones de cortocircuito, donde la tensión en sus terminales es cero y la radiación solar es máxima, se conoce como corriente de cortocircuito. Es el valor máximo de corriente que fluye a través del panel en estas circunstancias.

Voltaje a circuito abierto (V_{oc}).- El voltaje máximo que puede proporcionar un panel solar en condiciones de circuito abierto, donde la corriente en sus terminales es cero y la radiación solar es máxima, se conoce como voltaje de circuito abierto. Es el valor máximo de tensión que se puede medir en los terminales del panel en estas circunstancias.

1.3.2 Curva característica de un panel solar

Las características y el rendimiento de un módulo solar se ven reflejados en sus curvas de tensión-intensidad (V-I). Estas curvas, que varían según la radiación y la temperatura, nos muestran la cantidad de voltaje y corriente que puede generar un panel en diferentes condiciones. En la Figura 1.4 se visualiza las curvas características de tensión-intensidad (V-I) en un módulo solar muestran los valores potenciales de tensión y corriente que se pueden obtener en función de la temperatura y la radiación solar incidente en las células del módulo. Estas curvas proporcionan información crucial sobre el rendimiento del módulo en diversas condiciones ambientales.

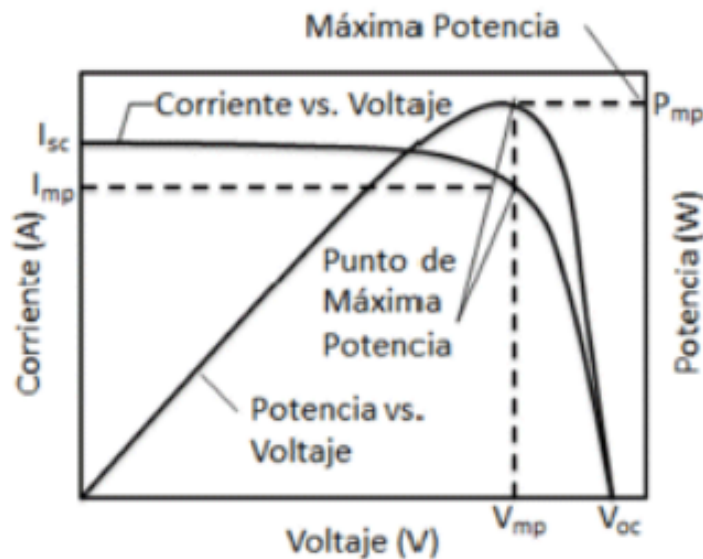


Figura 1.4: Curva de radiación

1.4 Hora de Sol pico

Las horas de sol pico se definen como las horas del día en las que la radiación solar alcanza una irradiancia de 1000 W/m^2 , de manera que la suma de la radiación

recibida durante esas horas sea igual a la irradiación total real recibida durante todo el día. Este concepto es crucial, ya que cuando la irradiancia se aproxima numéricamente a las horas de sol pico (H.S.P.), ayuda a estimar la potencia generada por los paneles fotovoltaicos, junto con un factor de pérdidas. La distribución de la radiación solar a lo largo del día y el concepto de horas pico de sol se ilustran en la Figura 1.5.

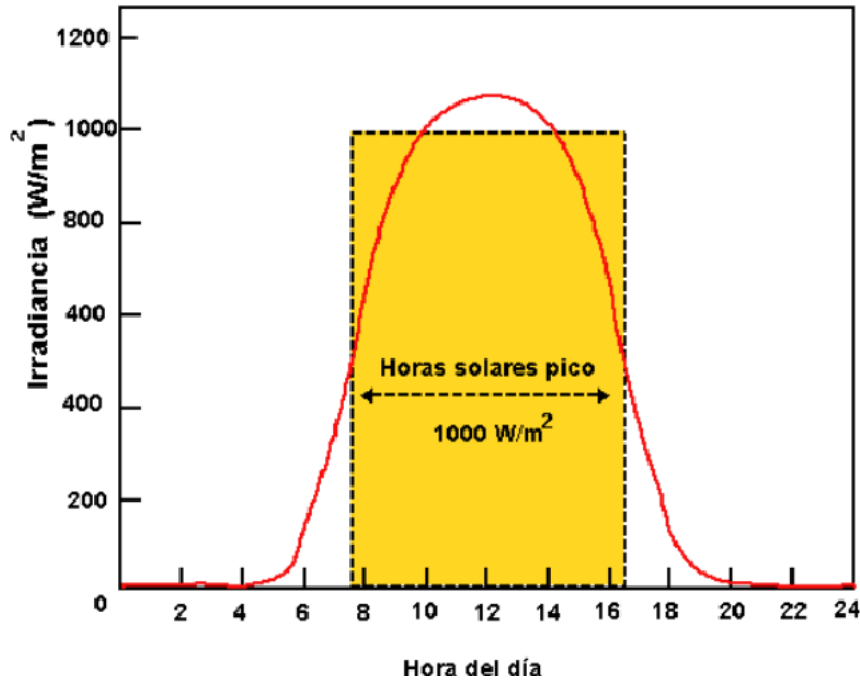


Figura 1.5: Hora solar pico

1.4.1 Movimientos de traslación y rotación

La Tierra realiza dos movimientos principales en el espacio: la rotación sobre su eje y la traslación alrededor del Sol. El movimiento de traslación describe una órbita elíptica alrededor del Sol, lo que resulta en los solsticios y equinoccios a lo largo del año. Estos eventos son de gran importancia para estimar la cantidad de radiación solar que llega a la superficie terrestre durante el año. El eje de rotación de la Tierra forma un ángulo con la perpendicular al plano de su órbita elíptica alrededor del Sol, conocido como declinación. Esta declinación varía en un rango de aproximadamente -23.45°C en invierno a 23.45°C en verano, en la Figura 1.6 se ve la rotación del Sol y como influye la radiación solar hacia el eje de la tierra.

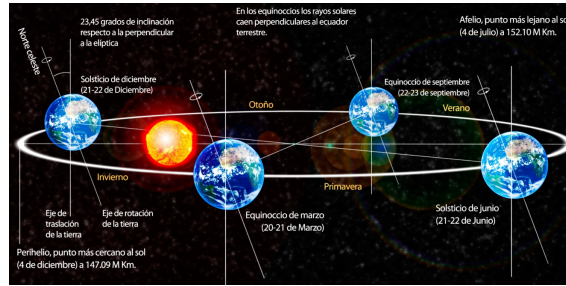


Figura 1.6: Movimiento traslacional y rotacional de Sol

1.4.2 Posición del Sol

La determinación precisa de la posición del sol permite calcular la orientación y el ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos. En este contexto, se supone que la Tierra está fija en el espacio, mientras que el sol describe un movimiento alrededor de la Tierra. El origen del sistema de coordenadas se ubica en el lugar de estudio, lo que facilita la estimación de la posición del sol en relación con el sitio específico.

Para determinar la posición del Sol, se emplean dos enfoques: las coordenadas horarias y las coordenadas angulares. Las coordenadas horarias se basan en tres ángulos: declinación, latitud y ángulo horario, mientras que las coordenadas angulares utilizan dos ángulos: azimut y altitud, con referencia al plano horizontal en el lugar de estudio.

1.4.2.1 Azimut

El ángulo azimut es la medida del ángulo entre la proyección del Sol sobre un plano horizontal dado y la dirección sur. Cuando el azimut es 0, indica que la proyección del Sol coincide con la orientación hacia el norte. Los ángulos positivos se miden hacia el oeste, mientras que los negativos se miden hacia el este.

1.4.2.2 Altitud

El ángulo de elevación es la medida del ángulo entre la posición del Sol y su proyección sobre un plano horizontal dado, con su origen en el horizonte. Los ángulos positivos se miden en sentido ascendente desde el horizonte hacia arriba. En la Figura 1.7 se ilustran los ángulos de azimut y elevación

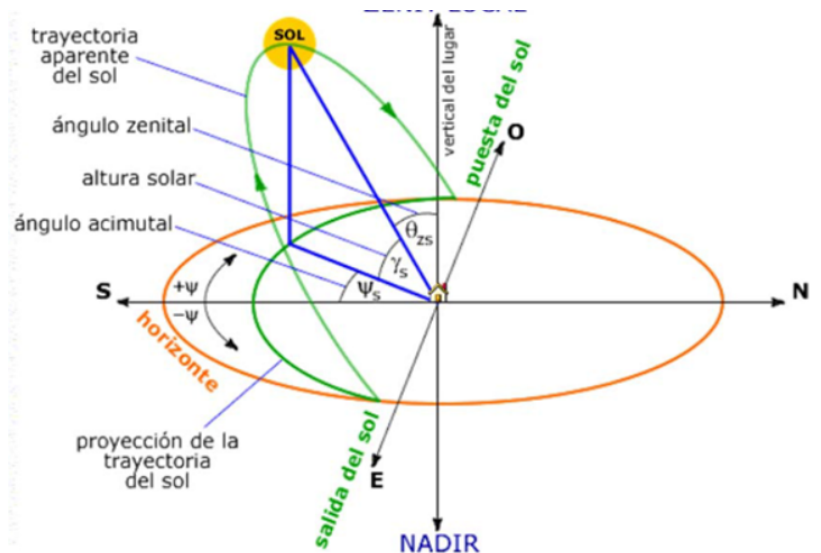


Figura 1.7: Ángulo de posición del sol, paso aparente

1.5 Radiación Solar

La radiación solar, proveniente del Sol, es una fuente de energía que proporciona luz y calor a nuestro planeta. Esta energía es aprovechada por los paneles solares para su conversión. En la superficie terrestre, recibimos diversos tipos de radiación, pero hay tres tipos principales que pueden ser aprovechados por un panel solar:

Radiación directa.- Es la energía que proviene del Sol y llega a una superficie con un ángulo específico y preciso, sin cambiar de dirección.

Radiación difusa.- Su origen es la radiación directa, es la energía atenuada por la atmósfera debido a la reflexión de las nubes, alcanza la superficie de la Tierra en distintas direcciones.

Albedo.- Es la combinación de la radiación directa y difusa que llega a una superficie después de haberse reflejado en el suelo u otras superficies cercanas.

Radiación global.- Es la incorporación de la radiación directa y difusa.

Irradiancia.- Es la potencia de radiación solar que se recibe en un instante determinado sobre un metro cuadrado de superficie, se expresa en W/m^2 .

Irradiación solar.- La energía solar recibida durante un período de tiempo específico, que generalmente puede ser una hora, un día, o cualquier otro intervalo,

se obtiene mediante la integración de la irradiancia, se expresa en kWh//m².

1.5.1 Sombreado en sistemas solares

En la instalación de SFVs, uno de los factores a influenciar en la generación son la disponibilidad del área y objetos que puedan ocasionar sombras, abriendo la posibilidad de que exista sombras que influyan directamente sobre los módulos, pueden pasar de un modo de generación a un modo de auto-consumo por la disminución de energía solar. Debido a estos se puede presentar sobrecalentamiento que disminuya la eficiencia y en algunos casos generar punto calientes donde dañen la células de las placas solares. Una de la soluciones es la instalación de diodos de bypass que van conectados en la parte del sombreado, actualmente este sistema ya viene incorporado en los módulos garantizando el funcionamiento óptimo y su mayor eficiencia.

1.5.2 Rendimiento del sistema estimado

La utilización como relato del método Vega, donde se obtiene el rendimiento del sistema mediante la ecuación 1.1.

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v) * (1 - \frac{K_a * N}{P_d}) \quad (1.1)$$

Donde:

- kb: El coeficiente de pérdidas debido al rendimiento del acumulador se establece en 0 porque el sistema carece de acumulador de energía. Se elige un valor de 0.05 en sistemas que no experimentan descargas profundas, mientras que se utiliza un valor de 0.1 en sistemas diseñados con descargas profundas.
- kc: El coeficiente de pérdidas del inversor se establece en 0.05, dado que se trata de un inversor de onda sinusoidal pura con una eficiencia del 96 %. Este valor se elige para inversores de salida sinusoidal pura en condiciones óptimas de operación. Se utiliza un valor de 0.1 para condiciones de trabajo más exigentes o alejadas de las óptimas.
- kv: El coeficiente de pérdidas varias se establece en 0.1, teniendo en cuenta las

pérdidas atmosféricas, de cableado, sombreado, suciedad, tolerancia de paneles y temperatura. Este valor debe estar en el rango de $0.05 < kv < 0.15$.

- Ka: El coeficiente de auto-descarga diaria de las baterías se establece en 0 porque el sistema no tiene acumulador de energía.
- N: Los días de autonomía de la instalación se establecen en 0 días, ya que el sistema no necesita operar con energía almacenada y no requiere de reserva de autonomía.
- Pd: La profundidad de descarga se elige como 100% debido a que el sistema no experimenta pérdidas por almacenamiento de energía.

1.5.3 Valoración de energía necesaria

En función de la ecuación 1.2 se determina la energía necesaria diaria.

$$E = \frac{\text{Consumo diario [KWh]}}{\text{Eficiencia del sistema}} \quad (1.2)$$

1.5.4 Valoración de potencia necesaria a la salida de inversores

En función de la ecuación 1.3 se allá la potencia total necesaria la salida de los inversores.

$$P_I = \frac{E_T[\text{KWh}/\text{dia}]}{HSP[\text{h}/\text{dia}]} [\text{kW}] \quad (1.3)$$

1.6 Cálculo de tensión y corriente máxima

La tensión máxima de un Sistema Fotovoltaico (SFV) en la salida de corriente directa se determina sumando la tensión de circuito abierto (Voc) de los módulos fotovoltaicos conectados en serie. Esta suma se multiplica por un factor de corrección que tiene en cuenta la temperatura ambiente más baja esperada.

Este cálculo se realiza con el fin de determinar la tensión nominal de los cables, dispositivos de protección contra sobre corriente, dispositivos de seccionamiento, entre otros elementos del sistema. Además, se consideran los factores de corrección por temperatura en los conductores, entre otros aspectos relevantes para garantizar el funcionamiento seguro y eficiente del sistema fotovoltaico.

Con respecto a la corriente máxima, su valor máximo se calcula sumando las corrientes nominales de cortocircuito (I_{sc}) de los módulos fotovoltaicos conectados en paralelo y luego multiplicando por 125%. Para el valor nominal (I_{nom}) de los dispositivos de protección contra sobre-corriente, se calcula multiplicando la corriente máxima por el 25%. Seguidamente, se determina mediante la ecuación 1.4, la cantidad mínima y máxima de paneles a instalar, para que el inversor funcione de manera correcta.

$$\text{Máxima cantidad de paneles}_{\text{serie}} = \frac{\text{Rango de tensión superior}([V]}{V_p[V]} \quad (1.4)$$

$$\text{Mínima cantidad de paneles}_{\text{serie}} = \frac{\text{Rango de tensión inferior}([V]}{V_{mp}[V]} \quad (1.5)$$

El voltaje máxima se determina mediante la ecuación.

$$V_{max} = V_{oc_{arreglo}} * \text{factor de corrección} \quad (1.6)$$

$$V_{oc_{arreglo}} = V_{oc_{panel}} * \text{cantidad de paneles}_{\text{serie}} \quad (1.7)$$

Para la corriente máxima o limite se usa la ecuación.

$$I_{max} = I_{SC}(A) * 1.25 \quad (1.8)$$

Además, dado la ecuación 1.9 se determina la corriente nominal para el cálculo de las protecciones por corriente elevada, en donde el valor de 1.25 se toma a paneles en paralelo a los sub-arreglos o entradas MPPT.

$$I_{nom} = I_{max}(A) * 1.25 \quad (1.9)$$

Donde:

- $I_{SC}(A)$: Corriente de corto circuito
- $I_{max}(A)$: Corriente máxima a la salida de campo fotovoltaico

- *Voc*: Voltaje en circuito abierto

1.6.1 Cálculo de costo total de implementación

Se establece el costo de la implementación del sistema con referencia al mercado local. Se recomienda este último enfoque para abordar el tema de las garantías de manera efectiva.

1.6.2 Estudio de ahorro

Para cuantificar el ahorro anual al implementar el proyecto, se lleva a cabo una simulación de la puesta en marcha de la solución. Luego, se realiza una comparación mediante una tabla que muestra los costos anuales actuales versus los costos con el sistema fotovoltaico (FV).

1.6.3 Estimación de reducción de huella carbono

Se determina el CO₂ Subsahados en la reducción de contaminación anual. Este último se determina mediante la ecuación 1.10.

$$CO_2[Ton] = \frac{C. \text{ Anual eléctrico evitado}[kWh] * F. \text{ de emisión (kg de CO}_2 \text{ eq/kWh)}}{1000} \quad (1.10)$$

1.6.4 Evaluación de sensibilidad

Opcionalmente, se sugiere elaborar un estudio de sensibilidad que permita analizar el comportamiento del sistema en casos hipotéticos de interés para el lugar de emplazamiento. Esto proporcionaría una visión más detallada sobre cómo podrían afectar ciertos factores variables al rendimiento y la rentabilidad del sistema.

1.6.5 Factor de planta FV

El factor de planta se refiere a la capacidad de generación de una central eléctrica, calculada como la vinculación entre la energía real generada en el periodo específico y la energía que habría generado si hubiera funcionado a plena carga durante ese mismo periodo, de acuerdo con el valor nominal de las características del equipo.

Existe una variación considerable en función del tipo de combustible utilizado y el diseño específico de la planta, a su vez, el FC nunca es el 100% de capacidad debido a los siguientes factores que disminuyen su factor:

- Operaciones de mantenimiento, fallos de equipamientos.
- Reducción de generación por la ausencia de demanda eléctrica.
- Ausencia de materia prima para generación.
- Pérdidas por sombras en sistemas fotovoltaicos, inversor y líneas de transmisión interna.

1.6.5.1 Factor de planta típico

- Generación eólico: 10-40%
- Generación fotovoltaico: 10-30%
- Generación hidroeléctrica: 60%
- Generación nuclear: 60-98%

1.6.5.2 Cálculo de factor de planta

$$FP = \text{energia} / (\text{potencia} * 8760) \quad (1.11)$$

1.7 Ponderación financiera

Correcto, esto forma parte del proceso de toma de decisiones en el cual se realiza un análisis de sensibilidad durante un período de tiempo específico. Este análisis permite estudiar los costos y beneficios del proyecto, así como las alternativas de inversión a corto y largo plazo. Para realizar este análisis se deben considerar una variedad de factores, como los flujos de efectivo, la tasa interna de retorno (TIR), las rentabilidades y estimaciones de los proyectos de inversión, los activos fijos, el capital de trabajo, los costos de oportunidad, los estados financieros, el flujo de fondos, el punto de equilibrio, el costo de capital, estudios de mercado, entre otros indicadores de rentabilidad.

1.7.1 Evaluación técnica y financiera del proyecto

Para realizar la evaluación técnica se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Tamaño del proyecto.
- Localización del proyecto.
- Marco legal del aspecto técnico y financiero del proyecto.

El tamaño del proyecto se determina teniendo en cuenta la demanda energética que se necesita cubrir. Con esta información, se puede estimar la cantidad de paneles solares que se implementarán para satisfacer la demanda energética en un cierto porcentaje deseado. De esta manera, se puede evaluar si el tamaño del proyecto implementado es adecuado para cumplir con los requerimientos de energía específicos.

En el punto de ubicación del proyecto, se deben considerar ciertos parámetros que son importantes en la toma de decisiones. Por ejemplo, para garantizar el óptimo funcionamiento de un sistema solar FV, es crucial evitar la presencia de sombras en los paneles, ya que estas afectan su rendimiento. Además, se debe tener en cuenta la ubicación del cuarto de inversores, ya que estos requieren de un espacio adecuado y deben estar cerca de los módulos solares para una eficiente operación del sistema.

Al evaluar la ingeniería del proyecto, se considera la generación del sistema bajo condiciones locales específicas. Esto implica tener en cuenta la posición y orientación óptimas de los módulos fotovoltaicos que maximice la captación de luz solar.

También se evalúa el calibre de los cables para garantizar una eficiente transmisión de energía, así como la capacidad y características técnicas de los inversores, que son cruciales para la conversión de la energía solar en electricidad utilizable. Estos aspectos técnicos son fundamentales para asegurar el rendimiento y la fiabilidad del SFV.

Por otra parte, en el punto del marco legal del aspecto técnico y financiero se realiza una revisión bibliográfica de las normativas existentes en Ecuador aplicables a sistemas solares FVs.

En la evaluación financiera de un proyecto solar se determinan los costos asociados a la instalación de la planta solar y los costos de generación de energía. Teniendo en cuenta la inversión inicial del proyecto, se realiza una evaluación a lo largo del tiempo con el objetivo principal de obtener dos indicadores financieros clave: (VPN) y (TIR).

1.8 Indicadores financieros

Cuando se emprende un proyecto, es esencial considerar la inversión inicial y evaluar las posibilidades de éxito, rentabilidad, beneficios y viabilidad del proyecto. Con este fin, se utilizan una serie de indicadores financieros clave.

1.8.1 El Valor presente neto (VAN)

Indicador financiero fundamental para evaluar la viabilidad y rentabilidad de un proyecto de inversión. Se calcula mediante la actualización de los flujos de ingresos y gastos futuros del proyecto, descontando la inversión inicial. Un resultado positivo indica que el proyecto es viable, y proporciona una medida de rentabilidad a través de una ecuación matemática. Se utilizan valores de flujo de efectivo (ingresos y egresos) descontados a una tasa de interés específica. La ecuación 1.12 conocida a calcular es [21]:

$$VAN = \text{Beneficio Neto Actualizado (BAN)} - \text{Inversión Inicial (Io)} \quad (1.12)$$

En donde el BNA hace referencia al valor actualizado del flujo de caja obtenido en la estipulación del valor de venta a futuro, es decir se calcula el valor en que podría venderse en el futuro. Dando como resultado las siguientes posibilidades de viabilidad del proyecto.

$VAN = 0$. *El proyecto es indefinido*

$VAN > 0$. *El proyecto es rentable*

$VAN < 0$. *El proyecto no es rentable*

1.8.2 Tasa de interna de retorno

El método de evaluación de proyectos de inversión es una herramienta utilizada para analizar la viabilidad de un proyecto y determinar la tasa de beneficio o rentabilidad que puede obtenerse de esa inversión. Su resultado se expresa en un valor porcentual que indica la tasa de rendimiento que el proyecto puede generar.

El método utiliza el flujo de caja neto proyectado en relación con el monto de la inversión del proyecto. Sin embargo, la confiabilidad de este enfoque se ve comprometida cuando se compara la rentabilidad de dos proyectos diferentes. Esto se refleja en el porcentaje de beneficio o pérdida que puede obtenerse de una inversión, lo que dificulta la comparación directa de la rentabilidad entre proyectos distintos.

El objetivo de la (TIR) es mostrar el rendimiento de la inversión realizada de manera comparable a una tasa de interés, expresada en porcentaje. La ecuación 1.13 la define, como sigue:

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n} = 0 \quad (1.13)$$

Donde:

- Fn: Flujo de caja en periodo n
- n: Número de periodos

- i: Valor de la inversión inicial

Dando como resultado la interpretación de las siguiente manera definido "r" como el costo de oportunidad.

- $TIR > 0$. El proyecto no rentable
- $TIR < r$ El proyecto es viable

En caso de que la $TIR = 0$, el proyecto no es rentable al principio, ya que a nivel financiero no compensa asumir dicho riesgo.

1.9 Costos de producción de energía.

El coste nivelado de la electricidad (LCOE) es calculado utilizando la ecuación (1.14). A su vez, se presenta la Tabla 1.14 en donde define los costos de producción energética para las diferentes alternativas de generación [1].

$$LCOE = \sum_t \frac{[Inv_t + O\&M_t](1+r)^{-t}}{\sum_t (1+r)^{-t}} \quad (1.14)$$

Tabla 1.1: Costo de producción de energía eléctrica [1]

Alternativa	% Inv	US\$/kW	Lifetime: year	Work hours	US\$/MWh
Biomass	3.3 ^a	262	40 ^a	7000 ^b	153
Biogas	16 ^c	1269	20 ^c	8000 ^d	275
Vertedero de biogás	7.4 ^a	198	22 ^e	8000 ^c	63
Incineración	4.0 ^c	1451	20 ^c	8000 ^c	713
De marea	3.7 ^a	802	20 ^a	2450 ^f	1365
Pequeñas hidroeléctricas	2 ^a	136	70 ^g	6132 ^h	133
Pequeños vientos	3.2 ^a	70	20 ⁱ	1533 ^j	213
Fotovoltaica	1.2 ^a	26	25 ^k	1450 ^l	183

1.10 Situación del sector eléctrico ecuatoriano en generación

En la generación de la energía eléctrica, las centrales FVs van tomando su importancia debido a su rentabilidad y su recurso renovable, donde, a lo que va del año

la generación renovable abarca los 3.438,65 MW que representa el (39.79%) de la generación.

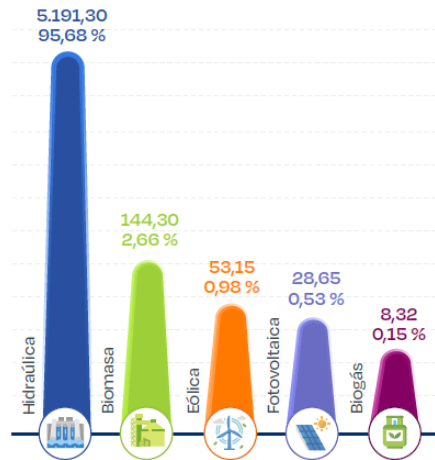


Figura 1.8: Potencia nominal de centrales de generación con fuente de energía renovables

1.11 Normativas y regulación para aplicación de generación FV

Cada proyecto debe satisfacer los estándares técnicos de seguridad establecidos por las regulaciones y normativas nacional e internacional, lo cual es crucial para la interconexión con la red eléctrica pública. Por lo tanto, en la Figura 1.9 se muestran las normativas vigentes y adecuadas para la implementación del proyecto.

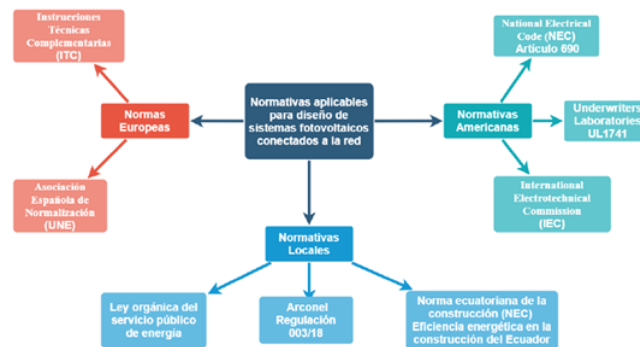


Figura 1.9: Normativa para sistemas de generación fotovoltaica

1.11.1 Normativa Europea ITC-BT-40

Para los sistemas FVs conectados a la red se definen las siguientes condiciones para su conexión (Asociación Española de Normalización y certificación 2013).

- La tensión estará entre el rango de 85% a 110% de la nominal con la necesidad de una protección de mínima tensión y sobre-tensiones, la frecuencia estará en +- 1Hz, necesitando una protección de mínima y máxima frecuencia, el factor de potencia estará en el rango de 0.8-1.
- La caída de Voltaje entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución no superara el 1.5%.
- La existencia de un punto de accesible a la empresa distribuidora para la instalación de un interruptor automático.
- La instalación de un dispositivo para medir la energía inyectada a la red.

1.11.2 Normativa UNE (Asociación Española de Normalización)

El objetivo de la normativa UNE es dar a conocer los parámetros técnicos de equipos a utilizar y las condiciones que se debe regir para su correcto uso, en lo cual se presenta en la Figura 1.10.

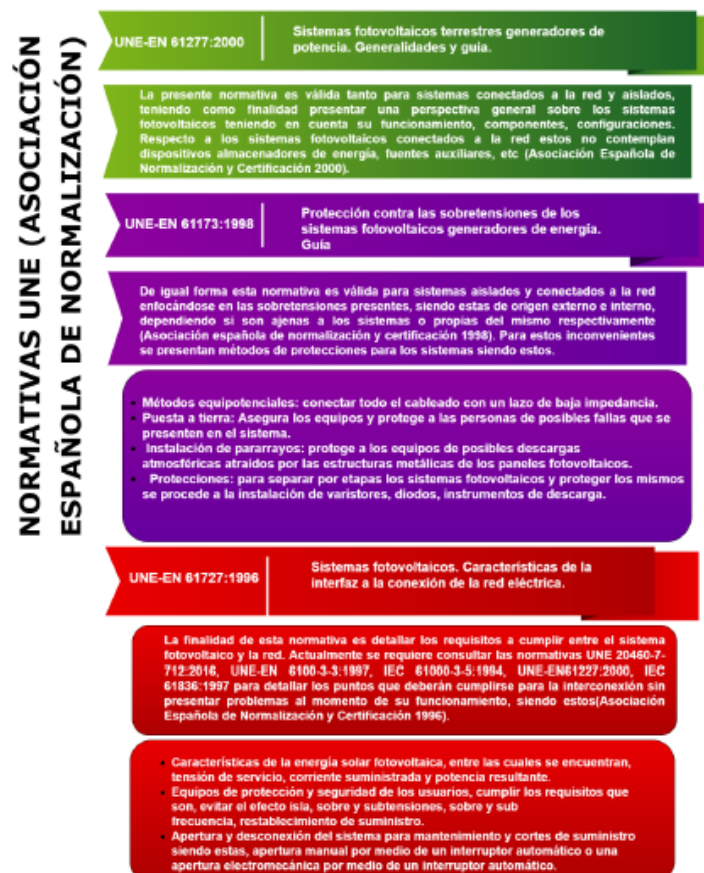


Figura 1.10: Normativas UNE-EN.

1.11.3 Normativa norteamericanas

Esta normativa de igual forma hace referencia al manejo y instalación de sistemas de generación solar y su conexión a la red la cual se clasifican en los siguientes apartados:

- **National Electrical Code (NEC artículo 690):** Diseño e implementación de sistemas de generación FV en la que destaca; la determinación de conductores, Voltaje y corriente máxima del sistema, detección de fallas a tierra, dispositivos de desconexión, corriente por conducción 125% de la corriente de corto circuito.
- **National Electrical Safety Code (NESC):** hace referencia al dimensionamiento de seguridad y conexiones a tierra, niveles de tensión de línea aérea, medidas de operación y separación de conductores, cargas admitidas y aislamiento.

1.11.4 Normativa local Ecuatoriana

1.11.5 REGULACIÓN No. ARCERNNR-008/23

Establece la disposiciones para la habilitación, instalación, conexión, operación y mantenimiento del sistema de generación para Auto-abastecimiento (SGDA) de consumidores regulados que limita la potencia nominal de un SGDA definido de la siguiente manera [22]:

- Si el proyecto no está conectado a la red eléctrica pública, la potencia de instalación debe coincidir con la potencia de la demanda máxima registrada y la capacidad de conexión aprobada por la empresa distribuidora de energía.
- Si el proyecto está conectado a la red de distribución, la potencia de instalación nominal está limitada a 2 MW.

1.11.5.1 Tensión de conexión y categoría

Las tensiones de conexión se dividen en categoría para SGDA en lo cual se define en la tabla 1.2 como:

Tabla 1.2: Voltajes de conexión y categorías de SGDA.

Voltaje de conexión	Potencia nominal, P_n	Categoría
Bajo voltaje	$P_n \leq 5$ kW, monofásica $P_n \leq 10$ kW, bifásica $P_n \leq 50$ kW, trifásica	Categoría 1
Medio voltaje	$P_n \leq 2$ MW conectada a la red de distribución, la potencia nominal inferior a la capacidad de conexión aprobado por la empresa, en donde exista escases de inyección de energía a la red publica	Categoría 2

1.11.5.2 Dimensionamiento

El dimensionamiento de un Sistema de Generación Distribuida de Auto-consumo (SGDA) es responsabilidad exclusiva de los Consumidores Regulados asociados a él. La Potencia Nominal del Sistema (SGDA) se establecerá mediante un estudio técnico cuyo propósito es satisfacer la demanda de energía eléctrica anual de uno o varios Consumidores Regulados. La producción anual de energía del SGDA debe ser igual o menor que la demanda anual de energía de los Consumidores Regulados.

Para el dimensionamiento de un (SGDA) se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- Para los consumidores regulados existentes, se pueden emplear los registros históricos de consumo de energía de los últimos 24 meses, así como realizar proyecciones de la demanda de energía esperada durante la vida útil del Sistema de Generación Distribuida con Auto-consumo (SGDA).

1.11.6 MODALIDADES DE AUTO-ABASTECIMIENTO

La modalidad para la generación distribuida se considera en la Figura 1.11.

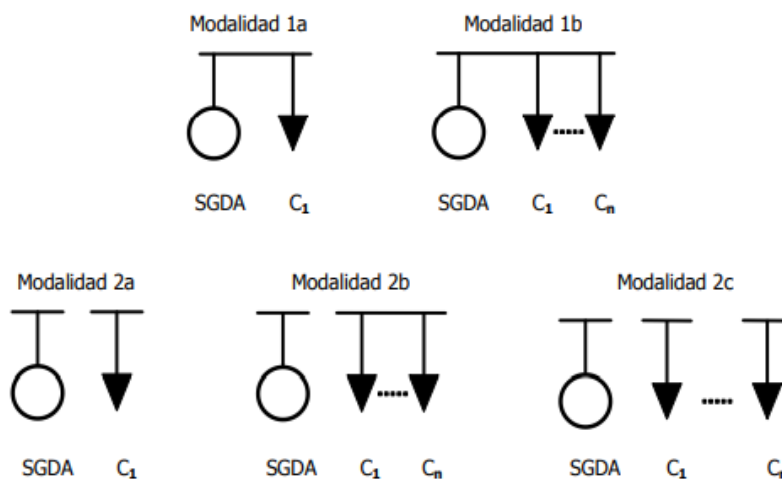


Figura 1.11: Modalidad de autoabastecimiento. Modalidad 1a, SGDA puede o no inyectar excedentes a la red.

1.11.6.1 Modalidad 1a: Autoabastecimiento individual local

En esta configuración, tanto el Sistema de Generación Distribuida con Autoconsumo (SGDA) como el Consumidor Regulado se encuentran en el mismo inmueble. En esta modalidad, el SGDA puede o no inyectar excedentes de energía eléctrica a la red de distribución.

1.11.6.2 Modalidad 1b: Autoabastecimiento múltiple local

El (SGDA) y los Consumidores Regulados se encuentran en un mismo inmueble que está constituido en condominio o declarado bajo el régimen de propiedad horizontal.

1.11.6.3 Modalidad 2a: Autoabastecimiento individual remoto

El (SGDA) y el Consumidor Regulado se encuentran en inmuebles diferentes. Es importante destacar que el inmueble donde se ubica el Consumidor Regulado no debe estar constituido en condominio o declarado bajo el régimen de propiedad horizontal.

1.11.6.4 Modalidad 2b: Autoabastecimiento múltiple remoto con consumidores concentrados

En este escenario, el SGDA y los Consumidores Regulados están ubicados en distintos inmuebles. Sin embargo, los Consumidores Regulados se encuentran agrupados en un solo inmueble que está estructurado como condominio o está bajo el régimen de propiedad horizontal.

1.11.6.5 Modalidad 2c: Autoabastecimiento múltiple remoto con consumidores dispersos

En esta disposición, el Sistema de Generación Distribuida con Autoconsumo (SGDA) y los Consumidores Regulados asociados a él se encuentran en inmuebles separados, y los Consumidores Regulados están dispersos en varios lugares. Es importante destacar que los Consumidores Regulados deben ser parte de la misma persona jurídica.

1.12 Ángulo de inclinación óptima y orientación de los módulos fotovoltaicos

Para la inclinación óptima de los módulos en el Ecuador, un estudio reciente dado por un grupo de investigadores, determina la inclinación óptima que abarca los resultados en superficies planas de captación solar, donde la orientación va desde los 20 y 60 grados con respecto al norte, y con un ángulo de inclinación entre 12° y 19° [23]. Para la determinación de estos parámetros, se utilizan modelos matemáticos como el modelo Liu y Jordán, el Modelo Temps y Coulson y el modelo de Klucher y Perez. Cada modelo define y considera la radiación difusa como uno de los parámetros clave para la determinación angular, corrigiendo y estimando las condiciones del cielo en diferentes escenarios.

1.12.1 Influencia de ángulo de inclinación y orientación en superficie dado el clima local

En el caso de las zonas ecuatoriales, se establece un ángulo de inclinación mínima de 5° que facilita la limpieza de los paneles solares debido a la suciedad acumulada. Además, en áreas cercanas al Ecuador, se sugiere que el ángulo de inclinación sea cercano a cero, ya que la cantidad de radiación captada es inversamente proporcional al ángulo de inclinación. Esto significa que a medida que aumenta el ángulo de inclinación, la cantidad de radiación captada disminuye en zonas horizontales, verticales e inclinadas [2].

La correcta selección del ángulo de inclinación basado en la ubicación geográfica puede aumentar la eficiencia de la instalación solar, reducir el tiempo de retorno de la inversión, disminuir el área necesaria para la captación solar y evitar impactos ambientales negativos.

Tabla 1.3: Variable meteorológica en la ciudad de Cuenca con datos desde 2014-2017 [2].

Información General	Irradiación Global [Wh/m2 día]	Irradiación Difusa [Wh/m2 día]	Irradiación Directa [Wh/m2 día]	Temperatura [°C]
Enero	5086.65	3470.24	1616.41	16
Febrero	4985.90	3467.15	1518.75	16.27
Marzo	4287.18	3274.07	1013.11	15.75
Abril	4287.99	3034.14	1253.85	15.55
Mayo	4218.26	3048.26	1170.01	15.49
Junio	3906.86	2545.60	1361.26	14.28
Julio	3851.60	2334.58	1517.02	14.24
Agosto	4160.53	3350.83	809.70	14.2
Septiembre	4682.40	3515.40	1167.00	14.81
Octubre	4744.91	4021.93	722.98	15.14
Noviembre	5449.21	4179.73	1269.49	15.54
Diciembre	5043.35	3980.76	1062.59	15.7
Media anual	4558.74	3351.89	1206.85	15.25

La influencia de la variable climática es importante en las zonas cercanas al Ecuador, en la Tabla 1.4, muestra la característica de la radiación solar en Cuenca, en donde se aprecia la influencia de las estaciones lluviosas que se asemejan con la procedencia de la radiación solar desde el Norte. Según el análisis de datos, se observa que el 21.3% de la irradiación solar se registra cuando los rayos solares inciden desde el Sur. Además, se nota que el 17.3% del tiempo adicional está asociado con la radiación solar proveniente del Norte.

Tabla 1.4: Captación de irradiación según modelo de KLUTCHER para diferentes posiciones.

MES	Declinación media mensual[°]	Incidencia radiación solar con respecto al cenit a las 12 horas solares [°]	Procedencia geográfica de la radiación solar	Irradiación Media Global [Wh/m ² día]
Enero	-20,92	-18,04	S	5117.27
Febrero	-13,3	-10,42	S	4992.02
Marzo	-2,42	0,46	N	4292.91
Abril	9,41	12,29	N	4213.58
Mayo	18,79	21,67	N	4243.94
Junio	23,08	25,96	N	3645.5
Julio	21,18	24,06	N	3777.77
Agosto	13,45	16,33	N	4007.04
Septiembre	2,22	5,1	N	4740.87
Octubre	-9,97	-7,09	S	4672.81
Noviembre	-19,15	-16,27	S	5396.14
Diciembre	-23,12	-20,24	S	5149.41

CAPÍTULO 2

Levantamiento de información preliminar de ITS

2.1 Levantamiento de ubicación del proyecto

En la fase inicial del proyecto, se ha seleccionado la ciudad de Cuenca, específicamente el Colegio Técnico Salesiano, sección del edificio FELIPE II DON BOSCO 1 como la ubicación para la implementación del sistema de energía solar. Durante esta etapa, se ha recopilado información detallada sobre el consumo promedio en esta ubicación. Además, se evalúan las condiciones del entorno, como el área disponible, el consumo promedio de energía, la capacidad del transformador, la radiación solar característica de la ubicación, las horas solares pico y el operador de red al cual se conectará el sistema. Estos análisis son fundamentales para realizar una planificación precisa y una implementación efectiva del proyecto.



Figura 2.1: Ubicación del proyecto -2,916872 -79,016466

2.2 Levantamiento de área de disposición

A través del análisis de la ubicación geográfica del proyecto, se han determinado los valores estándar de radiación solar de la región. Esta información es crucial para comprender el recurso energético disponible en la zona. En este sentido, es importante destacar que la institución cuenta con una cubierta metálica cuyas bases son de acero. Estas bases no solo son adecuadas, sino que están diseñadas para soportar la carga estructural del SFV, lo que garantiza una integración efectiva y segura del mismo.



Figura 2.2: Área de disposición

Datos de área:

Superficie total: **967,65 m^2 (10.415,69 pies²)**

Distancia total: **177,74 m(583,13 pies)**

2.3 Levantamiento del consumo energético

El análisis del consumo energético es proporcionada por la cuenta de servicio de energía eléctrica de la Empresa Centro Sur. En este contexto, se han definido los valores de consumo correspondientes a los meses de Enero de 2021 hasta Diciembre del mismo año, estableciendo así un periodo adecuado para evaluar tanto los niveles máximos como mínimos de consumo. Además, se realiza un análisis detallado de los 12 meses del año con el propósito de obtener una comprensión completa de los patrones de consumo a lo largo del tiempo.

Tabla 2.1: Consumo de energía eléctrica horario

Mes	HORA A (08H00- 18H00) kWh	HORA B (18H00- 22H00) kWh	HORA C (22H00- 08H00) kWh	Costo A (08H00- 18H00)	Costo B (18H00- 22H00)	Costo C (22H00- 08H00)
Enero	5.153,04	1.436,16	3.474,12	489,54	136,44	267,51
Febrero	6.664,68	1.340,28	3.362,94	633,14	127,33	258,95
Marzo	9.078	1.536,12	3.708,72	862,41	145,93	285,57
Abril	4.832,76	1.894,14	4.546,14	459,11	179,94	350,05
Mayo	10.439,7	1.740,12	4.256,46	991,77	165,31	327,75
Junio	7.784,64	1.511,64	3.524,1	739,54	143,61	271,36
Julio	5.381,52	1.357,62	3.244,62	511,24	128,97	249,84
Agosto	3.468	1.181,16	2.579,58	329,46	112,21	198,63
Septiembre	11.209,8	1.700,34	3.550,62	1.064,93	161,53	273,40
Octubre	11.875,86	2.105,28	3.999,42	1.128,21	200,00	307,96
Noviembre	5.209,14	1.884,96	4.651,2	494,87	179,07	358,14
Diciembre	11.810,58	2.594,88	4.133,04	1.122,01	246,51	318,24

Dada la condición de la institución como consumidor intensivo de energía, ha sido clasificada en la categoría de tarifas de media tensión comercial con demanda horaria. En este contexto, se ha calculado un promedio de consumo energético durante el horario de 08h00 a 18h00, alcanzando los 6.891 kWh. Asimismo, se registra un consumo de 1707 kWh de 18h00 a 22h00, y de 3.665 kWh de 22h00 a 08h00, tomando en cuenta el promedio de los meses considerados para la evaluación correspondiente. Estos datos proporcionan una visión detallada del perfil de consumo, fundamentando así la necesidad de implementar estrategias eficientes de gestión energética.

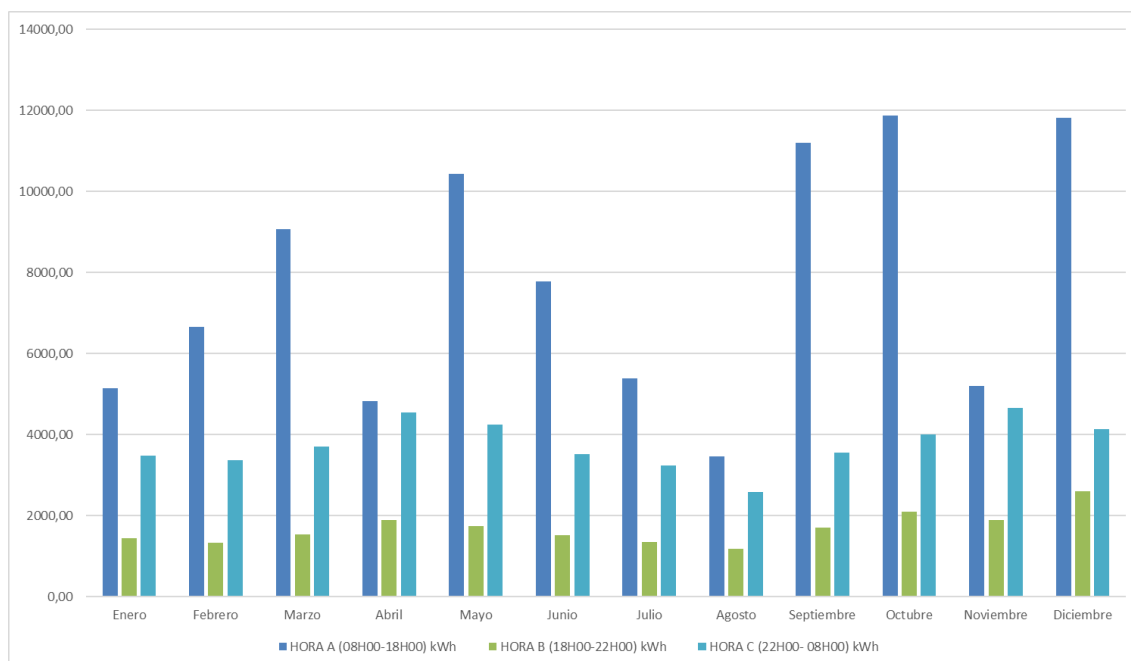


Figura 2.3: Levantamiento de consumo energético

A continuación, se resume el levantamiento de la energía activa y reactiva obtenida a partir de la extracción de datos de las planillas. En donde, se presenta el costo total por el servicio correspondiente a estos consumos energéticos.

Tabla 2.2: Energía y costo por planilla

Mes	ENERGÍA ACTIVA	ENERGÍA REACTIVA	Costo Total
Enero	10.063,32	2.279,12	1.153,66
Febrero	11.367,90	1.746,74	1.324,96
Marzo	14.322,84	2.500,54	1.644,78
Abril	11.273,04	4.337,43	1.240,96
Mayo	16.436,28	2.928,05	1.914,75
Junio	12.820,38	2.253,55	1.491,10
Julio	9.983,76	1.415,37	1.148,51
Agosto	7.228,74	2.459,59	805,84
Septiembre	16.460,76	3.351,10	1.924,99
Octubre	17.980,56	4.157,03	2.087,40
Noviembre	11.745,30	3.906,15	1.252,30
Diciembre	18.538,50	3.935,59	2.187,13

2.4 Curva de consumo de potencia activa

Dado la Figura 2.4 y Fig 2.5, se presenta la representación aprecia del consumo de potencia activa en la institución. En este análisis, se examina el comportamiento a lo largo del día, centrándose especialmente en la satisfacción de la demanda durante las horas pico de radiación solar. Es esencial evaluar la viabilidad durante la proyección de la potencia instalada del SFV, garantizando así la capacidad de cubrir la demanda horaria y lograr una reducción efectiva de costos en la factura energética.

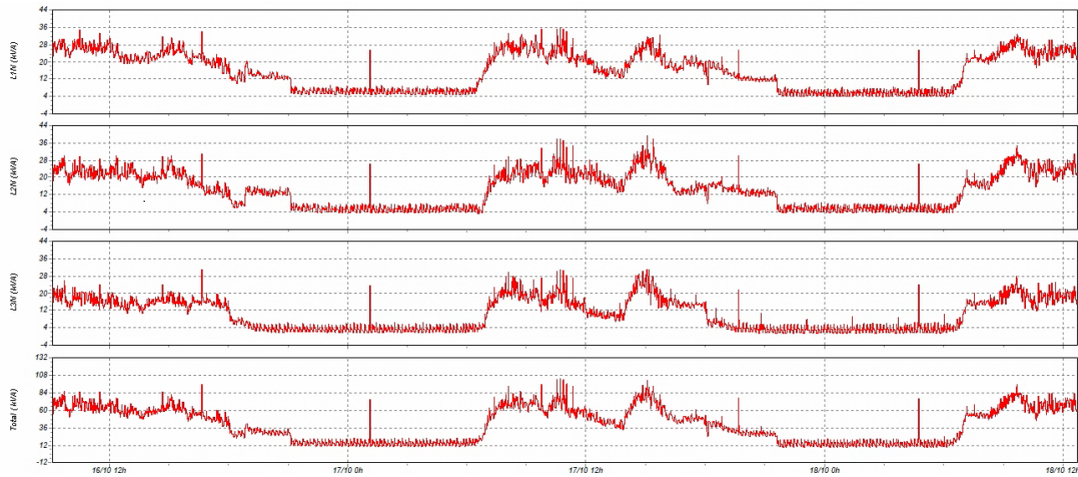


Figura 2.4: Potencia máxima registrado



Figura 2.5: Consumo de potencia en una semana dada

2.5 Datos de potencia medida

Utilizando el Fluke 1753, se llevan a cabo mediciones detalladas de potencia activa, reactiva, aparente y energía. Estas mediciones permitieron identificar los picos de consumo mínimo, medio y máximo a lo largo de una semana específica. Estos datos no solo respaldan el proceso de dimensionamiento del sistema, sino que también definen los valores promedio de consumo mínimo, medio y máximo. Estos resultados se presentan en los siguientes recuadros.

Tabla 2.3: Medición de consumo pico

Descripción	MIN	MED	MAX
Energía Activa (kWh)	851	783.308	1.717.437
Energía Reactiva (kVARh)	77	108.945	272.202
Potencia Aparente (VA)	8.730	32.310	109.800
Potencia reactiva	-3.510	3.810	58.950

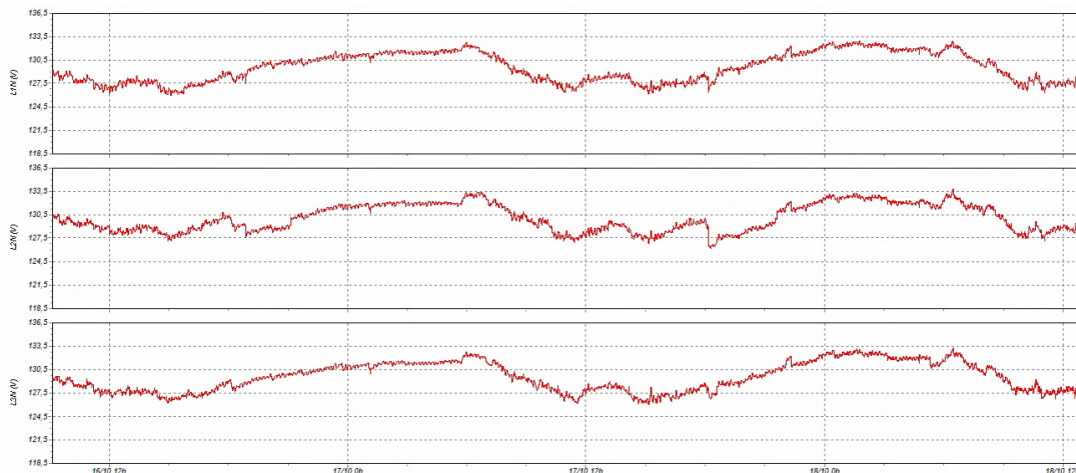


Figura 2.6: Tensión máxima registrado

Las mediciones de potencia activa, reactiva y aparente brindan una perspectiva detallada sobre el desempeño del sistema eléctrico en la institución. Estos valores no solo reflejan la eficiencia operativa del sistema, sino que también destacan la importancia de mantener niveles de tensión adecuados. En conjunto, ofrecen una comprensión integral de la potencia total en el sistema.

Como se ilustra en la Tabla 2.4, la demanda de consumo de energía exhibe picos en los valores de potencia activa y aparente, entre otros. Se observa que, en ciertos momentos, el sistema experimenta un consumo que supera la capacidad nominal del transformador, como se aprecia en la Tabla 2.5:

Tabla 2.4: Medición de consumo promedio

Descripción	MIN	MED	MAX
Energía Activa (kWh)	810.437	810.437	810.437
Energía Reactiva (kVArh)	115.863	115.863	115.863
Potencia Aparente (VA)	31.432	33.276	38.535
Potencia reactiva (VAR)	4.190	5.286	9.510

Tabla 2.5: Medición de consumo potencia activa

Descripción	MIN (kW)	MED (kW)	MAX (kW)
Consumo pico	8.220	30.360	95.040
Consumo promedio	29.839	31.723	36.419

Tras la medición del consumo energético, se identifica el momento de máximo consumo. Utilizando un medidor de calidad de energía, se establece que el lapso de mayor demanda abarca desde las 10H00 hasta las 15H00, siendo este intervalo de tiempo cuando la potencia de suministro alcanza su punto máximo. En particular, el pico máximo de consumo registrado se sitúa aproximadamente entre las 11H00 y las 13H00.

2.6 Datos del transformador

Debido al elevado consumo de energía, la institución se clasifica como cliente de media tensión. Por ende, cuenta con un transformador interno en dicha categoría que abastece al edificio FELIPE II DON BOSCO 1. Este transformador, conectado internamente, suministra energía al tablero de distribución, el cual, a su vez, alimenta cada punto específico dentro del edificio y sus diferentes áreas.

Una de las características del transformador es su potencia instalada de 75kVA en conexión delta - estrella en configuración 5($\Delta Y 5$), perteneciente a la empresa Eléctrica Regional Centro Sur.



Figura 2.7: Transformador Inatra 75kVA

2.7 Levantamiento de radiación energética

Siguiendo la teoría del concepto de hora solar pico, que representa las horas óptimas para aprovechar la máxima energía solar, se utilizará para determinar el dimensionamiento de los paneles y la potencia instalada final. En este contexto, la obtención de la irradiancia del sitio se basa en el análisis de mediciones previas realizadas en la institución, considerando un periodo de tres años. Para un análisis más detallado, se determinan los valores promedios diarios de cada mes.

Tabla 2.6: Datos meteorológicos

Mes	SRDIFAVG1H ($kWh/m^2/dia$)	SRGLOAVG1H ($kWh/m^2/dia$)	TAAVG1H C°
Enero	4,52	5,22	15,70
Febrero	3,73	4,83	15,90
Marzo	3,58	4,12	15,38
Abril	3,38	3,86	15,28
Mayo	3,10	4,00	15,29
Junio	2,33	3,47	14,02
Julio	2,31	3,67	14,17
Agosto	2,43	3,68	14,30
Septiembre	3,98	4,49	14,54
Octubre	3,52	4,07	15,27
Noviembre	4,71	4,99	15,07
Diciembre	4,26	5,15	15,32

2.8 Equipos y materiales catalogados para la implementación

2.8.1 Especificaciones del panel solar modelo JKM 195M-72

En el diseño del SFV, se opta por utilizar paneles solares monocristalinos, los cuales están compuestos por células de un único cristal de silicio. Estos paneles exhiben una eficiencia y rendimiento superiores en comparación con los paneles solares policristalinos que generan energía con la misma cantidad de luz solar. Además de su mayor eficiencia, los paneles monocristalinos tienden a ser más duraderos que sus contrapartes policristalinas, ofreciendo una mayor resistencia a la sombra y al viento. Esta durabilidad reduce la necesidad de mantenimiento a largo plazo, y gracias a su estructura, un panel monocristalino tiene menos probabilidad de degradarse con el tiempo, marcando notables diferencias respecto a los paneles policristalinos.



Figura 2.8: Panel solar JinkoSolar M 195M-72.

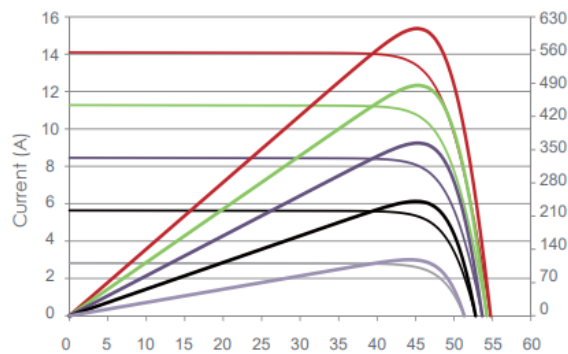


Figura 2.9: Current-Voltage & Power-Voltage Curves

2.8.2 Especificaciones del inversor SMA Sunny TriPower X trifásico conectado a red

Innovadora solución de inversor para sistemas fotovoltaicos comerciales que ofrece tres seguidores MPP con la tecnología de optimización de strings SMA ShadeFix. Esto proporciona una flexibilidad óptima en el diseño del conjunto fotovoltaico, asegurando un rendimiento energético máximo. El inversor incluye un soporte de apagado rápido integrado y probado por SMA, brindando una protección confiable contra fallas de arco AFCI de CC para garantizar una mayor seguridad del sistema.

A continuación, se proporcionan los detalles del modelo y las especificaciones técnicas del inversor. Además, los datos técnicos están definidos en una [Figura 5.1](#) adjunta:



Figura 2.10: SMA Sunny TriPower X STP 25-US-50.

CAPÍTULO 3

Diseño de sistema de generación fotovoltaico conectado a la red

Este capítulo detalla la metodología empleada en el diseño del SFV, utilizando una variedad de programas como Fluke, Solarius PV, PVsyst, Excel y Autocad para el análisis y recopilación de datos. Para obtener los datos de consumo de energía activa, se requirió recopilar información de las planillas de consumo eléctrico, como se detalla en el Capítulo 2 donde se aborda el levantamiento del consumo energético. Según este análisis, se determinó un consumo promedio mensual de 13.185,12 kWh y un consumo anual total de 158.221,38 kWh.

En relación a la parte estructural, se lleva a cabo un levantamiento de las dimensiones del edificio FELIPE II para facilitar la instalación parcialmente integrada. Esto permite la instalación de los paneles solares y sus componentes de manera superpuesta.

3.1 Topología de conexión eléctrica del ITS

La Figura 3.1 ilustra la ubicación de la alimentación hacia el edificio FELIPE II, obtenida del Geovisor Público de la Empresa Eléctrica Centro Sur. Esta conexión proviene de un suministro de media tensión que cuenta con un transformador interno de 75 kVA.

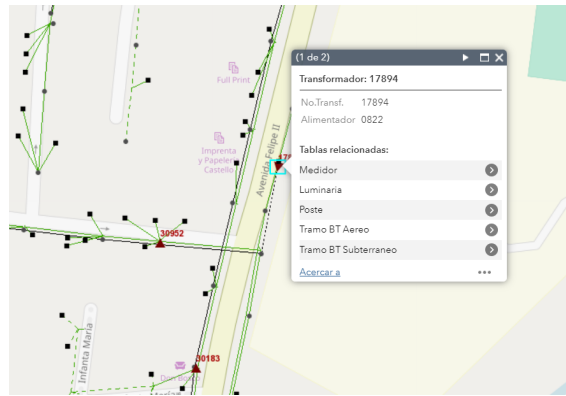


Figura 3.1: Distribución del poste al transformador interno por parte de la Empresa Centro Sur.

3.2 Demanda energética media

Mediante el analizador Fluke 1735 se realiza el levantamiento del consumo energético como parte de un respaldo para evidenciar la demanda de consumo. Las mediciones se realizan en una semana laborable desde el día lunes 16 de Octubre al 20 de Octubre del 2023, definida en el levantamiento que se detalla en el Capítulo 2. La energía activa máxima de consumo es de 95.040 kWh, valor que evidencia los picos máximos consumo energía.

Dado la Figura 3.2 y Fig 3.3 se visualiza el comportamiento de la tensión en cada linea y las corrientes del sistema trifásico medidas durante la semana laboral de registro.

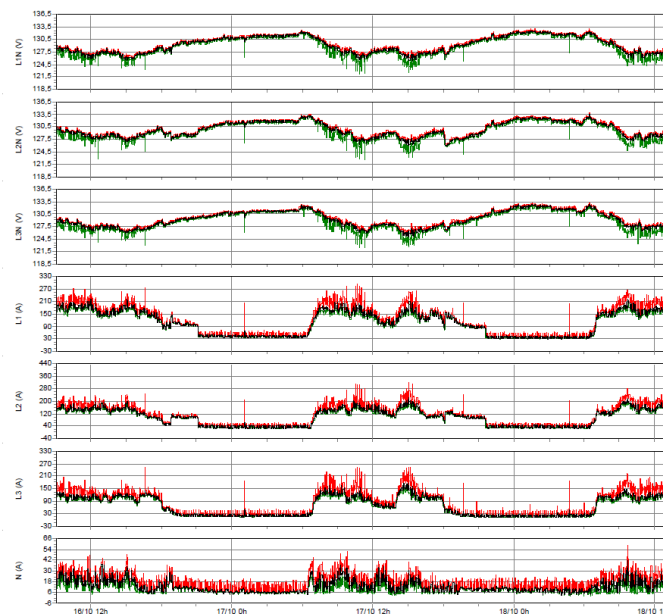


Figura 3.2: Datos de tensión y corriente medido los días Lunes, Martes Y Miércoles del sistema trifásico.

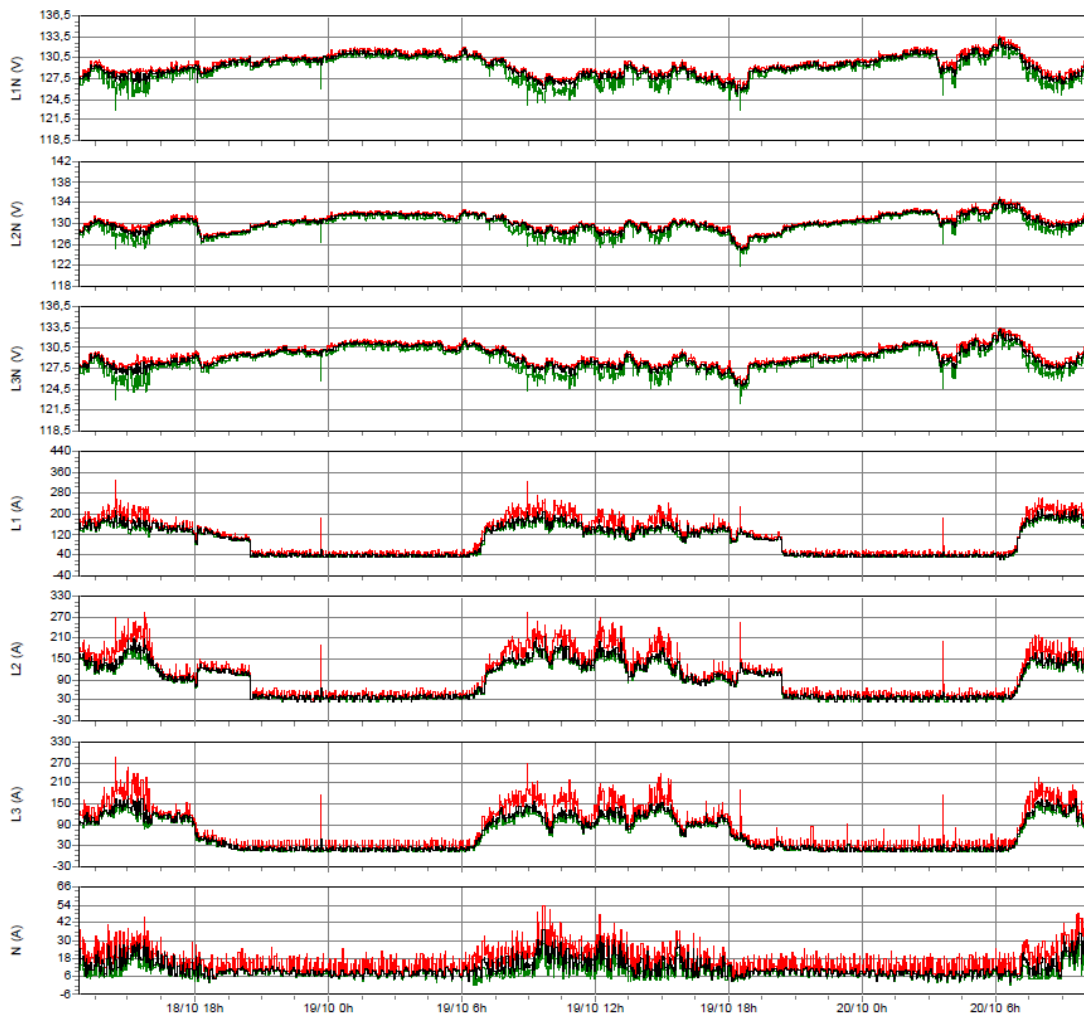


Figura 3.3: Datos de tensión y corriente medido los días Miércoles, Jueves y Viernes del sistema trifásico.

En la Tabla 3.1, se muestra el indicador de aprovechamiento de la energía donde oscila en los 0,9, indicando que el valor de consumo es casi en su totalidad transformado en trabajo.

Factor de Potencia		
Prom Mínimo	Prom Medio	Prom Máximo
0,9031	0,9438	0,9651

Tabla 3.1: Promedio total de factor de potencia

3.3 Levantamiento de la institución en 3D

Con base en las mediciones de la parte estructural de la edificación, se procede a realizar el levantamiento en 3D para tener una perspectiva visual de la implementación del sistema fotovoltaico. En la Figura 3.4, se aprecia la vista frontal del Instituto simulada en el software Solarius PV que ayuda a visualizar sistemas FVs en 3D.

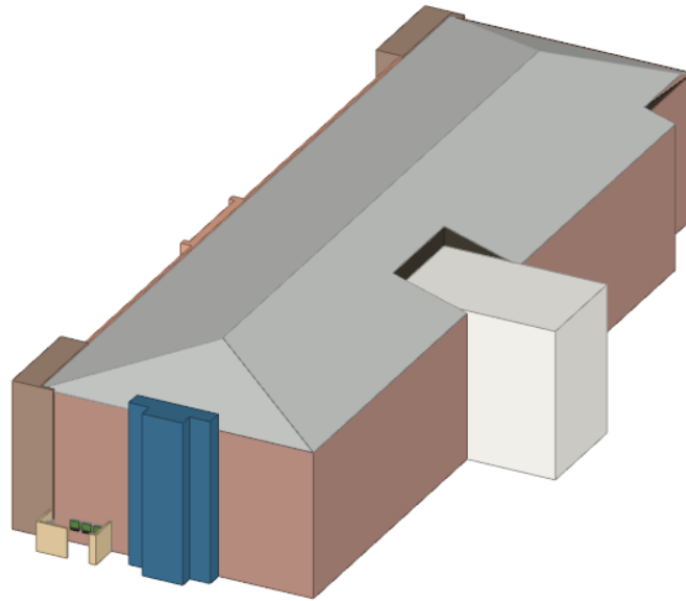


Figura 3.4: Edificación en 3D

3.4 Diseño de la planta solar trifásica

El proceso de dimensionamiento del sistema comienza con un análisis de las facturas de consumo de energía activa, detalladas en la Tabla 2.2, y la disponibilidad del área actual, que es de $997,65 \text{ m}^2$. Utilizando estos datos, se lleva a cabo una simulación en el software Solarius PV para determinar la potencia instalada. Antes de obtener los resultados de producción de energía, se realiza el montaje de los módulos en el software, teniendo en cuenta la estructura del techo del edificio.

De acuerdo con la normativa ARCERNR 008/23, que rige el desarrollo del proyecto, la capacidad de instalación de sistemas de generación distribuida de energía (SGDA) está restringida para centros comerciales e instituciones que inyectan energía a una red de distribución. Según esta regulación, la Potencia nominal de un SGDA no puede exceder los 2 MW.

3.5 Dimensionamiento de paneles solares

La disposición del área de la cubierta es de $967,65 \text{ m}^2$, para ello se utiliza paneles solares de la empresa Jinko Solar, detalla en la Tabla 5.2, donde tiene una máxima potencia de módulo de 570 Wp cuya dimensión de aprecia en la Figura 3.5.

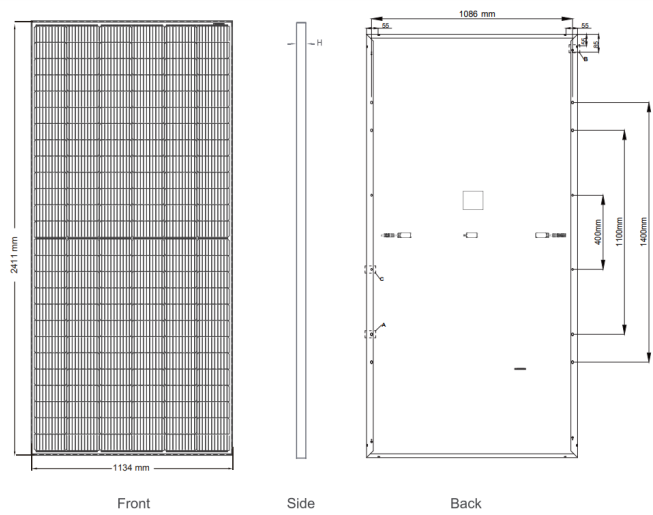


Figura 3.5: Especificación de estructura de modulo solar.

Se procede a calcular la potencia instalada en el sistema concuerde a la demanda de energía anual y luego usando la ecuación 3.2 el número de paneles a instalar.

$$P = \frac{\text{Demanda energética anual}}{Fp * 8760} \quad (3.1)$$

$$P = \frac{158221.38kWh}{17\% * 8760h}$$

$$P = 106kW$$

La potencia requerida para la generación FV es de 106 kW. En función de la estructura del techo, se han seleccionado tres inversores de la marca SMA, disponibles en el mercado ecuatoriano, cada uno con una potencia de 25 kW, lo que totaliza aproximadamente los 106 kW necesarios. Sin embargo, en la configuración del software se proyecta una potencia de 82.080 kW. Para lograr un equilibrio en la salida de los inversores en corriente alterna de las líneas trifásicas, se ajusta la potencia y el número de módulos en cada subsección.

$$Num_{paneles} = \frac{P_{ps}}{P_{pfv}} \quad (3.2)$$

En donde:

P_{pfv} : Potencia de la planta solar

P_{ps} : Potencia de panel

$$Num_{paneles} = \frac{82.080kW}{570W}$$

$$Num_{paneles} = 144$$

3.6 Cálculo de pico de hora solar

La determinación de las horas de radiación solar en el día se toma como parámetros de irradiación de $1000W/m^2$, donde incide en forma perpendicular en la superficie de los módulos FV.

$$HPS = \frac{I_{\infty}(\frac{kJ}{m^2}) * 100(\frac{J}{kJ}) * \frac{1}{3600}(\frac{h}{s})}{1000(\frac{W}{m^2})} \quad (3.3)$$

Para la determinación se toma como parámetro la irradiación del mes en la que registra un valor menor, ya que representa uno de los meses con peor condición de generación mensual.

$$I_{\infty} = \frac{\text{Nivel de irradiancia mas bajo del año}}{m^2} * \frac{\text{Segundos día}}{\text{hora día}} * \frac{1k}{1000} \quad (3.4)$$

$$I_{\infty} = \frac{144,55W}{m^2} * \frac{86400s}{\text{hora día}} * \frac{1k}{1000}$$

$$I_{\infty} = 12.489,12 \frac{kJ}{m^2}$$

Dada la transformación de radiación ($W * m^2$) a energía (J) por medio de la ecuación 3.3 se calcula la hora solar pico en condiciones mínimas de generación.

$$HPS = \frac{12.489,12 \left(\frac{kJ}{m^2}\right) * 1000 \left(\frac{J}{kJ}\right) * \frac{1}{3600} \left(\frac{h}{s}\right)}{1000 \left(\frac{W}{m^2}\right)} \quad (3.5)$$

$$HSP = 3,469 \text{ Horas}$$

3.7 Inclinación de panel solar

Concuere al ángulo de inclinación definida en el Capitulo 1, la inclinación óptima se da a los 17°. Esto considerando el mantenimiento y limpieza de los módulos con fines de rendimiento óptimo y eficiencia, en la Figura 3.6 se evidencia el montaje visto desde una sección lateral.

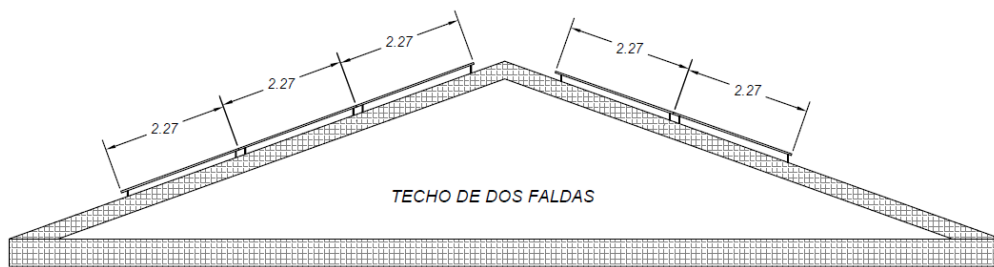


Figura 3.6: Vista de estructura con montaje lateral de módulos

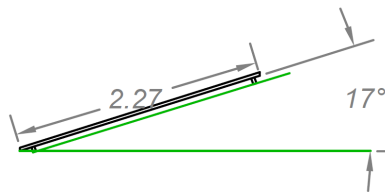


Figura 3.7: Ángulo de inclinación de panel fotovoltaico

En la Figura 3.8, se evidencia la posición de los módulos en el techo, el área a ocupar por los módulos es de 371,95 m² de los 967,65 m² que dispone la superficie del techo.

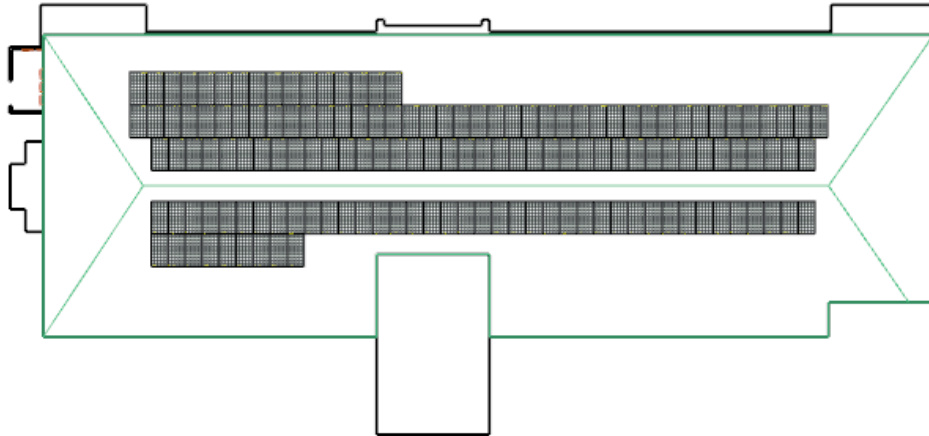


Figura 3.8: Vista aérea de montaje de paneles solares

3.8 Configuración de sistema de generación fotovoltaico

Dada la estimación de la potencia instalada, se decide implementar 3 sub-arreglos en el sistema de generación, donde se utiliza tres inversor de 25kW descritos en la Tabla 5.1, por ello, la implementación de tres sub-arreglos nos ayuda a la evitar pérdidas de generación en ocasiones en donde exista fallo, dando como resultado la intervención en solo la parte afectada del sub-arreglo.

Para colocación de los paneles se da en una superficie de la cubierta con faldones (cubierta de 4 aguas o techo cadera) y se distribuye por dos campos fotovoltaicos, a su vez en sub-arreglos. La primera sección esta conectado a 48 módulos de la marca Jinko Solar de 570 Wp a un inversor de 25 kWp obteniendo a la salida del primer sub arreglo 27.360 kW de potencia. En el segundo arreglo se conecta a 96 módulos de la marca Jinko Solar de 570 Wp a dos inversores de 25kWp cada uno dando como resultado una potencia de salida de 54,72 KW.

Para la sección 1 la potencia instalada es de 27.360 kW ocupando una superficie total de $124 m^2$, para el arreglo dos la potencia instalada es de 54,72 kW ocupando una superficie de $247,99 m^2$. Dando como resultado un total de superficie a utilizar de $371,93$ quedando disponible $595,72 m^2$.

3.8.1 Configuración eléctrica de sub-arreglos de generación

Con base en la configuración en el Software Solarius PV cada arreglo esta compuesto de 16x1 paneles en cada entrada MPP en CC a la entrada del inversor, donde los arreglos fotovoltaicos tienen una potencia instalada de 9.120 W. En base a los parámetros definidos del inversor se determina las corrientes y tensiones idóneas respecto al nivel de operación.

En primera instancia se analiza el voltaje sin carga limite, mínimos y máximos de tensión con respecto a su punto MPP. Es importante tener en cuenta la temperatura de operación según las características técnicas eléctricas de los paneles solares que van desde los $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ A $85\text{ }^{\circ}\text{C}$ con una temperatura de funcionamiento de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$. De acuerdo a las características estándar de operación se calcula las variaciones de tensión en circuitos abiertos de los paneles.

$$V_{oc}(T) = V_{oc} - N_s * \beta * (25 - T_{cel}) \quad (3.6)$$

Donde:

V_{oc} : Tensión de circuito abierto en condición estándar del modulo.

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

N_s : Número de células en serie del módulo.

T_{cel} : Temperatura de funcionamiento en de módulo.

Es importante determinar el coeficiente de variación de tensión ya que nos ayuda a parametrizar la tensión de circuito abierto en el sistema, por ende se determina β para el modelo de panel solar especificados en la Tabla 5.2.

$$V_{oc} = -25 \frac{\%}{\text{C}} \quad (3.7)$$

$$\beta = -\frac{0,25}{100} * 50,74$$

$$\beta_{m1} = -0,126$$

Concuerde al valor determinado de β , se procede a determinar el nivel de tensión sin carga para un modulo al estar bajo la temperatura mínima de funcionamiento, que en este caso oscila los $-10^{\circ}C$.

$$V_{\text{sin carg max panel}} = 50,74 - 1 * (-0,126) * (25 + 10)$$

$$V_{\text{sin carg max panel(m1)}} = 55,15V$$

Determinación de tensión mínima MPP

Conocido también por nivel de tensión V_{mp} o punto de máxima potencia en el módulo bajo temperatura máxima de operación, en donde en el estudio del sistema se toma la temperatura de $70^{\circ}C$.

$$V_{\text{mín MPP de panel}} = 42,07 - 1 * (-0,126) * (25 - 70)$$

$$V_{\text{mín MPP de panel(m1)}} = 36,4V$$

Determinación de tensión máxima MPP

Conocido también por el nivel de tensión V_{mp} del modulo en el punto de temperatura mínima, que en condiciones de funcionamiento para el campo FV de nuestro estudio tomamos como $10^{\circ}C$.

$$V_{\text{máx MPP de panel}} = 42,07 - 1 * (-0,126) * (25 + 10)$$

$$V_{\text{máx MPP de panel(m1)}} = 46,48V$$

3.8.2 Características de sub-arreglos de generación FV

La determinación de los parámetros en los sub-arreglos a la entrada de CC del inversor, el cual se analiza 16x1 sub-arreglos. Se calcula V_{MPP} la máxima tensión en cada arreglo en función del número de módulos en serie y el tensión máximo de los

módulos a usar.

$$V_{MPP} = Num_{paneles\ en\ serie} * V_{mp} \quad (3.8)$$

$$V_{MPP} = 16 * 42,07$$

$$V_{MPP} = 673,12V$$

Según los parámetros del modulo FV la corriente de cortocircuito es de $I_{sc} = 11,55A$.

Determinación de tensión sin carga máxima de módulos para la evaluación de las cadenas 16x1 en serie.

$$V_{sin\ carga\ max} = Num_{paneles\ en\ serie} * V_{sin\ carga\ máx\ en\ panel} \quad (3.9)$$

$$V_{sin\ carga\ max} = 16 * 55,15V$$

$$V_{sin\ carga\ max} = 882,4V$$

Determinación de tensión mínima MPP de un panel con respecto a la cadena de 16 elementos en serie.

$$V_{min\ MPP} = Num_{paneles\ serie} * V_{min\ MPP\ panel} \quad (3.10)$$

$$V_{min\ MPP} = 16 * 36,4V$$

$$V_{min\ MPP} = 582,4V$$

Por ultimo se determina la tensión máxima MPP para cada cadena de 16 módulos en serie, en base a la ecuación [3.11](#).

$$V_{max\ MPP} = Num_{paneles\ en\ serie} * V_{max\ MPP\ de\ panel} \quad (3.11)$$

$$V_{max\ MPP} = 16 * 46,48V$$

$$V_{max\ MPP} = 743,68V$$

3.8.3 Configuración de conexión de inversor a arreglo fotovoltaico

En la configuración del inversor hacia los módulos, es importante parametrizar las tensiones máximas y mínimas de operación el cual viene definido en las especificaciones del inversor. Ahora se procede a comparar las tensiones en el circuito abierto de los extremos de cada cadena en donde debe ser menor el valor respecto al voltaje de ingreso máxima en las entradas del inversor.

$$V_{sin\ carga\ max} < V_{max\ de\ inversor} \quad (3.12)$$

$$882,4 < 1000V$$

En el voltaje mínima de MPP de la cadena su valor no puede ser menor al voltaje mínima MPP del inversor.

$$V_{min\ MPP} > V_{min\ MPP\ inversor} \quad (3.13)$$

$$582,4 > 430V$$

El voltaje de MPP máxima de cadena debe ser inferior al voltaje máxima de MPP del inversor.

$$V_{max\ MPP\ cadena} < V_{max\ MPP\ de\ inversor} \quad (3.14)$$

$$743,68 < 800V$$

Para la corriente de cortocircuito máxima no debe ser mayor a la corriente de

corto del inversor por seguidores MPP en cada cadena.

$$I_{sc} < 35A$$

$$11,55 < 37,5A$$

3.9 Plataforma de soporte de paneles FV

En la Figura 3.9, se visualiza la estructura de los paneles y las dimensiones que ocupa, también se toma en cuenta el acceso para el mantenimiento previo de los módulos.

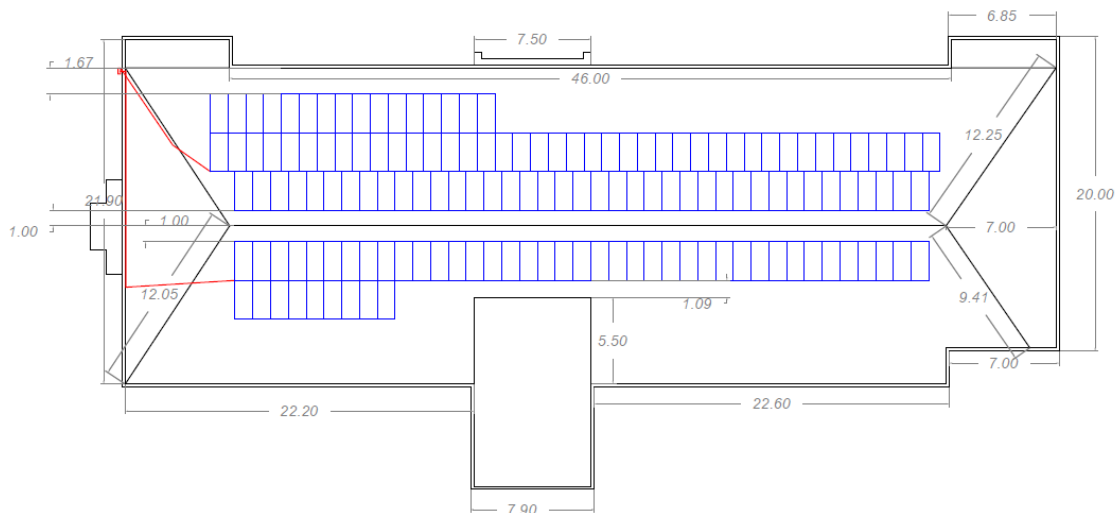


Figura 3.9: Estructura de arreglo de panel solar

3.10 Cálculo de conductores para sistema FV

Para la determinación del número de conductor nos basamos en la ITC-BT-19 [24], que habla sobre el diseño de la sección de conductores el cual debe cumplir los siguiente:

- Corriente máxima admisible por un conductor donde debe ser mayor a la corriente que circula por el mismo.

- La caída de voltaje producida en el cable a su corriente máxima que debe ser menor al valor propuesto en donde la caída de voltaje es menor al 1,5% en CC, y en CA menor a 2%.

En el dimensionamiento del cable es importante conocer las diferentes conexión que se va a dar como la variación de tramos, la red, generación y sub-arreglos FVs. Por ello, en la Tabla 3.2, se procede a la acotación de la ruta conveniente que recorrerá los conductores desde la parte de generación de los módulos hasta los inversores y aguas abajo hacia el cuadro de cargas.

Tabla 3.2: Distancia de sección de tramo en CC

Distancia de tramo en CC		
Sección	Distancia (m)	Número de conductor
Cable de sección de campo 1,1	2	Polo negativo y positivo
Cable de sección de campo 1,2	2	Polo negativo y positivo
Cable de sección de campo 1,3	2	Polo negativo y positivo
Cable de sección de campo 2,1	2	Polo negativo y positivo
Cable de sección de campo 2,2	2	Polo negativo y positivo
Cable de sección de campo 2,3	2	Polo negativo y positivo
Cable de sección de campo 3,1	2	Polo negativo y positivo
Cable de sección de campo 3,2	2	Polo negativo y positivo
Cable de sección de campo 3,3	2	Polo negativo y positivo
Cable cuadro 1,1 - 1,2 - 1,3 Inversor 1	35	Polo negativo y positivo (unión campo 1,1 - 1,2 - 1,3)
Cable cuadro 2,1 - 2,2 - 2,3 Inversor 2	35	Polo negativo y positivo (unión campo 2,1 - 2,2 - 3,3)
Cable cuadro 3,1 - 3,2 - 3,3 Inversor 3	45	Polo negativo y positivo (unión campo 3,1 - 3,2 - 3,3)
Distancia en tramo CC		266,0

El total aproximado de conductores es de 266 m en diferentes calibres para cubrir los tramos en CC. Ahora, para la conexión de CA se visualiza en la Tabla (3.3):

Tabla 3.3: Distancia de tramos en CA

Distancia de tramo en CA		
Sección	Distancia (m)	Número de conductor
Primer Inversor - Cuadro SF	5	4 polos: 3 fases y neutro
Segundo Inversor - Cuadro SF	5	4 polos: 3 fases y neutro
Tercer Inversor - Cuadro SF	5	4 polos: 3 fases y neutro
Cuadro SF - Cuadro general	5	4 polos: 3 fases y neutro

3.10.1 Ponderación de conductores en CC y CA del SFV

Para la ponderación de conductores en CC de los tramos del sistema, se toma en cuenta la caída de tensión concuerde al material y tipo de conductor a utilizar. En el estudio del caso se utiliza el cobre y la resistividad de $0,022\Omega mm^2/m$.

Tabla 3.4: Distancia de sección de tramo en CC

Distancia de tramo en CC								
Tramo	L (m)	Imp (A)	No. Módulos en serie	Vmp (V)	Sección calculada mm^2	Sección mm^2	Sección AWG	Caída tensión
Cable del cuadro de campo 1,1	2	13,62	16	42,07	0,616	2,5	14	0,08
cable del cuadro de campo 1,2	2	13,62	16	42,07	0,616	2,5	14	0,08
cable del cuadro de campo 1,3	2	13,62	16	42,07	0,616	2,5	14	0,08
cable del cuadro de campo 2,1	2	13,55	16	42,07	0,612	2,5	14	0,08
cable del cuadro de campo 2,2	2	13,55	16	42,07	0,612	2,5	14	0,08
cable del cuadro de campo 2,3	2	13,55	16	42,07	0,612	2,5	14	0,08
cable del cuadro de campo 3,1	2	13,55	16	42,22	0,612	2,5	14	0,08
cable del cuadro de campo 3,2	2	13,55	16	42,22	0,612	2,5	14	0,08
cable del cuadro de campo 3,3	2	13,55	16	42,22	0,612	2,5	14	0,08
Cable cuadro 1,1 - 1,2 - 1,3 Inversor 1	35	13,62	48	42,07	10,773	16	6	0,2
Cable cuadro 2,1 - 2,2 - 2,3 Inversor 2	35	13,55	48	42,07	10,718	16	6	0,2
Cable cuadro 3,1 - 3,2 - 3,3 Inversor 3	45	13,55	48	42,22	13,780	16	4	0,26

3.10.2 Dimensionamiento de conductores en CA

Para el cálculo del número de calibre del conductor en CA se utiliza la siguiente Ecuación 3.15 [25], en función de la corriente:

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos\varphi}{\Delta U * Y_{\theta}} \quad (3.15)$$

Donde se define como:

Y_{θ} : Conductividad del conductor (sm/mm^2)

S : Sección del conductor (mm^2)

ΔU : Caída de tensión máxima permitida en la línea

P : Potencia activa transportada por la línea (W)

I : Intensidad prevista en la línea

$\cos\varphi$: Factor de potencia de la carga final

Para el cálculo de los conductores en CA se debe tomar en cuenta la tensión de salida a la cual está configurado el inversor.

Tabla 3.5: Distancia de sección de tramo en CA

Distancia de tramo en CA								
Tramo	L (m)	salida del inversor en (V)	Factor de Potencia del inversor	I(A)	Sección calculada mm^2	Sección mm^2	Sección AWG	Caída tensión
Inversor 1 - Cuadro fotovoltaico	5	220	1	36,09	14,75	25	4	0,07
Inversor 2 - Cuadro fotovoltaico	5	220	1	36,09	14,75	25	4	0,07
Inversor 3 - Cuadro fotovoltaico	5	220	1	36,09	14,75	25	4	0,07
Cuadro fotovoltaico - Cuadro general	5	220	1	108,2	44,25	70	1/0	0,04

3.11 Cálculo de protección en CC

La protección de los equipos y del sistema es crucial durante su funcionamiento para evitar daños en los equipos y garantizar la seguridad del personal de mantenimiento en caso de ser necesario. Dado que el sistema cuenta con tres sub-campos de igual capacidad de instalación, el diseño de protección será el mismo para los tres, asegurando así una protección uniforme y efectiva en todo el sistema.

3.11.1 Dimensionamiento de fusible

Según la normativa UNE - EN 60269 - 6 [26], es importante la colocación de protecciones frente a sobre-corrientes que se generan en los cuadros de campo o sub-

arreglos, el objetivo general es la factibilidad de la sustitución por otro elemento de las mismas características.

Concuere a la normativa si el número módulos de cadenas en paralelo es menor a 3 y la corriente que circula por los conductores es de $1,56 I_{SC}$, se recomienda el uso de fusibles en el sistema.

$$I_{2.5mm^2} = 18A$$

$$1,56 * I_{SC} < I_{2.5mm^2}$$

$$1,56 * 11.55 < I_{2.5mm^2}$$

$$18,01 > 18$$

$$1.1 * V_{sin\ carg\ max} = 1.1 * N_s * V_{sin\ carg\ max\ panel} \quad (3.16)$$

$$1,1 * 16 * 55,15$$

$$970,64V$$

En donde la definición de la intensidad para el fusible I_n se da por la siguiente ecuación (3.17) [26].

$$1,5 * I_{SC} \leq I_n \leq 2 * I_{SC} \quad (3.17)$$

$$1,5 * 11,55A \leq I_n \leq 2 * 11,55A$$

$$17,33A \leq I_n \leq 23,1A$$

El rango de corriente en el fusible debe ir desde los 17,33 A a los 23,1 A el cual según el estándar UNE - EN - 60269 [26], comprende los valores de disponibilidad de fusible de: 6A, 10A, 12A, 15A, 20A, 40A, etc. El fusible a implementar se presenta en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6: Parámetros de fusible

Parámetros de fusible	
$V_{oc}Arreglo$	882,4 V
V fusible	970,64 V
$1.5 * I_{SC}$	17,33 A
$2 * I_{SC}$	23,1 A
Valor a implementar	20,00 A

3.11.2 Dimensionamiento de interruptor termomagnético

De acuerdo con la normativa ITC - BT - 22 [27], la determinación de la I_n viene dado por la ecuación (3.18), en donde el calculo es igual al fusible.

$$I_b \leq I_N \leq I_z \quad (3.18)$$

Tabla 3.7: Parámetros de termomagnético

Sección termomagnético	
$V_{oc}Arreglo$	882 V
I_{max}	20 A

3.11.3 Protección en CA

La salida de voltaje nominal es de 400 V en el inversor, pero gracias a su configuración electrónica se configura a la tensión nominal de 220 V para el acoplamiento hacia la red existente de 220 V, conservando la potencia de generación en el cuadro de interconexión. Este valor de voltaje se toma en cuenta para el cálculo de la protección en cada tramo del sistema fotovoltaico. Según la normativa ITC -CT- 40 [28], establece las características para la composición de un sistema de generación.

Parámetros eléctricos en salida			
Potencia nominal [W]	25 000	Dist. corriente [%]	3
Tensión nominal [V]	220,400,41	Frecuencia [Hz]	50,60
Rendimiento máx. [%]	98.20	Rend. europeo [%]	98.00

Figura 3.10: Configuración de salida CA del inversor

3.11.3.1 Dimensionamiento de interruptor termomagnético en CA a la salida del inversor

De acuerdo a la normativa UNE - EN 60947 - 2 [29] la salida de CA deben presentar interruptores automáticos que ayuden a la desconexión del sistema previa a ocasiones en los que sea necesario. Para el cálculo nos basamos en la Tabla 3.5 en donde el interruptor esta diseñado para actuar a la salida del inversor.

Tabla 3.8: Datos para cálculo de interruptor termomagnético en CA

Diámetro de conductor	25 mm ²
<i>I</i> _{circulación en conductor}	54,20 A
Potencia de generación	27.360 W
Tensión de salida	220 V

Según los datos del inversor las potencia activa y aparente se define lo siguiente:

$$P = 25.000W$$

$$S = 25.000VA$$

Donde:

$$f.p = \frac{25.000W}{25.000VA} = 1$$

Mediante la ecuación 3.19 se calcula la corriente en el sistema trifásico para el interruptor.

$$P = \sqrt{3}VICos(\varphi) \quad (3.19)$$

A continuación despejamos la corriente;

$$I = \frac{27.360}{\sqrt{3} * 220 * Cos(1)}$$
$$I = 132,89A$$

El rango de corriente nominal para el interruptor debe ir en lo siguiente:

$$54,20A \leq I_n \leq 132,89A$$

Tabla 3.9: Datos para cálculo de interruptor termomagnético

Diámetro de conductor	70 mm ²
<i>I</i> _{circulación en conductor}	208,28 A
Potencia de generación	82.080 W
Tensión de salida	220 V

3.11.3.2 Cálculo de interruptor termomagnético para la salida del planta solar

$$I = \frac{82.080}{\sqrt{3} * 220 \cos(1)}$$
$$I = 398,67A$$

El rango de corriente nominal para el interruptor debe ir en lo siguiente parámetros para cada inversor:

$$208,28A \leq I_n \leq 398,67A$$

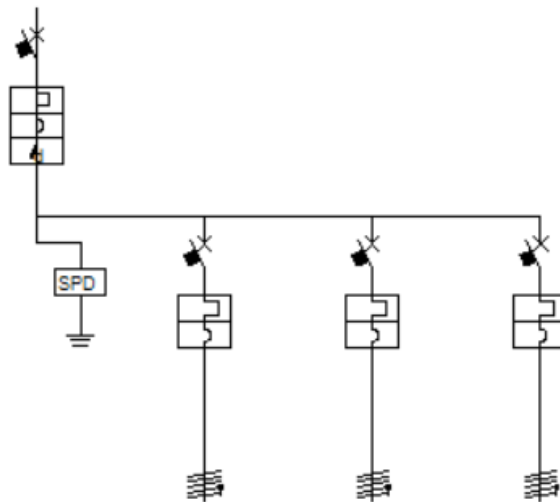


Figura 3.11: Diagrama unifilar de protección en CA

3.12 Simulación del SFV en Solarius PV

Para la implementación del sistema de generación, se utiliza el diseño en el software Solarius PV, el cual es conocido por su confiabilidad en proyectos de media y baja tensión.

3.12.1 Parametrización de localidad de estudio

Es importante la parametrización de latitud y altitud, la cual ayuda a definir la producción energética y la posición para obtener la mejor radicación solar. Para este caso se procede a definir la localidad, cabe recalcar que los datos ingresados de irradiación diaria se define por la Tabla 2.6, que fue adquirida por las mediciones dadas en la institución con fines de proyectos a futuro y estudios, a continuación en la Figura 3.12, se evidencia los parámetros ingresados.

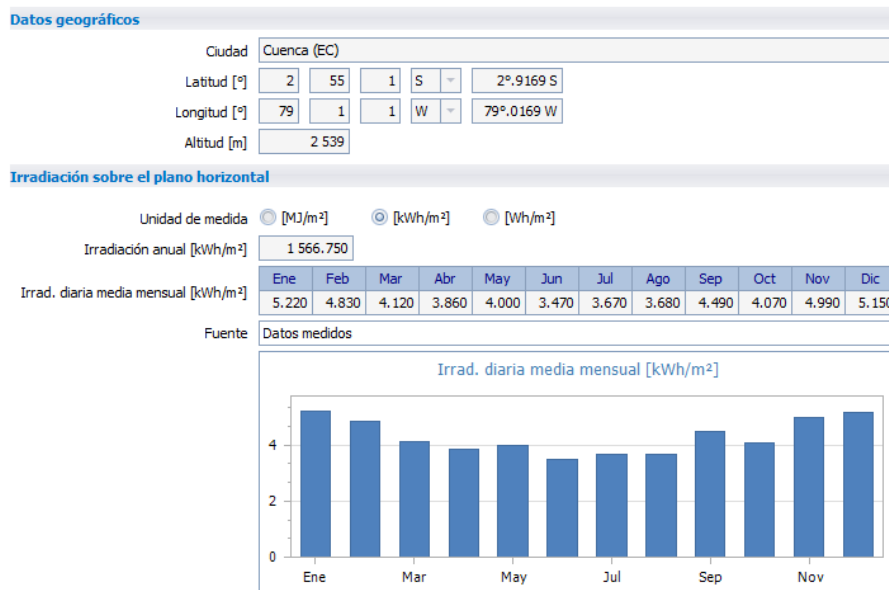


Figura 3.12: Dato de irradiación en la ciudad de Cuenca - Ecuador

Mediante el barrido panorámico de la cubierta el software proporciona la carta solar definida en la Figura 3.13, donde define el rendimiento a lo largo del año previo a las sombras que pueda ocasionarse. Concuere al levantamiento del área es evidente la ausencia de sombras debido a su estructura que tiene una altura de 10.8 metros de la superficie.

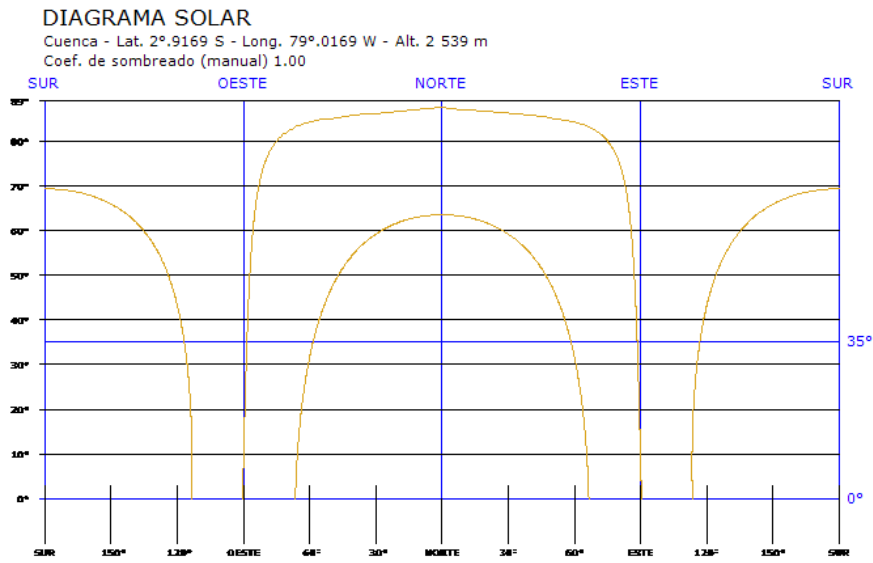


Figura 3.13: Sombrado en la localidad

La siguiente Figura 3.14, muestra la configuración del módulo a implementar en la instalación que son de la marca Jinko Solar modelo JKM570N-72HL4 con la potencia de generación de 570 kW cada módulo.

Módulo seleccionado

Marca <input type="text" value="Jinko Solar Holding Co., Ltd."/>	Eficiencia [%] <input type="text" value="22.07"/>
Serie <input type="text" value="Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 565-585W"/>	Potencia pico [W] <input type="text" value="570.0"/>
Modelo <input type="text" value="JKM570N-72HL4/JKM570N-72HL4-V"/>	Superficie [m²] <input type="text" value="2.583"/>
Tipo material <input type="text" value="Si monocristalino"/>	

Figura 3.14: Configuración de panel solar

Definido lo inversores a utilizar, en la Figura 3.15 se muestra la configuración trifásica y el número de MPPT que tiene a la entrada en CC.

Inversor

Tipo de inversor: BOS [%]: Mostrar obsoletos: Visualizar todos:

Margen de seguridad comprob. eléctricas [%]: Filtrar inversores contenidos en:

Arrastre una columna aquí para agrupar por dicha columna									
Marca	Serie	Modelo	Tipo	Potencia	Núm. MPPT	Almacenam...	Tensión nom...	Frecuencia n...	Precio
<input checked="" type="checkbox"/>	SMA Solar Technology AG	Sunny Tripower X 12/15/20/...	Sunny Tripower X 25	25 000	3	-	220,400,415	50,60	0,00
<input type="checkbox"/>	AEG / Solar Solutions AG	AS-ECO1-2 Series (120W-300...	AS-ECO1-25000-2	25 000	2	-	-	50	0,00
<input type="checkbox"/>	AROS Solar Technology (RPS)...	SRIO Central	K25	25 000	1	-	400	50	0,00
<input type="checkbox"/>	GiHong (Solar) Technologies...	Sole-125-40K-US-SW	Sole-25K-US-SW	25 000	4	-	-	60	0,00
<input type="checkbox"/>	GoodWe Technologies Co., Ltd.	ET Series	GW25K-ET	25 000	3	-	380,400	50,60	0,00
<input type="checkbox"/>	GoodWe Technologies Co., Ltd.	SMT Series	GW25K-SMT	25 000	3	-	400	50,60	0,00
<input type="checkbox"/>	Layer Electronics S.r.l.	Windsun GC-234-242	GC-237	25 000	1	-	380,400,415	50,60	0,00
<input type="checkbox"/>	Ningbo Sunways Technology...	STT-4-25KTL-P	STT-25KTL-P	25 000	2	-	220,380,400	50,60	0,00
<input type="checkbox"/>	Regtec Solar	RT-HKTL-25KTL	RT-25KTL	25 000	2	-	-	50,60	0,00
<input type="checkbox"/>	Shanghai Crest-Driver Syste...	SCA20/25kW	CP5 SCA25KTL-00	25 000	2	-	-	50,60	0,00
<input type="checkbox"/>	Shenzhen Senergy Technolo...	SE 25/28/30KTL-03	SE 25KTL-03	25 000	2	-	-	50,60	0,00

Inversor seleccionado

Marca <input type="text" value="SMA Solar Technology AG"/>	Tipo fase <input type="text" value="Trifásico"/>	Energía total anual [kWh] <input type="text" value="62 223.13"/>
Serie <input type="text" value="Sunny Tripower X 12/15/20/25kW"/>	Potencia [W] <input type="text" value="25 000"/>	
Modelo <input type="text" value="Sunny Tripower X 25"/>	Número MPPT <input type="text" value="3"/>	

Figura 3.15: Configuración de inversor

3.12.1.1 Configuración de conductores en CC y CA para el SFV en Solarius PV

En la Tabla 3.5 y Tabla 3.4 se presenta las distancias de conductores a utilizar en el sistema, por ende, en la Figura 3.16 se visualiza la configuración de los conductores en el software en cada tramo CC y CA.

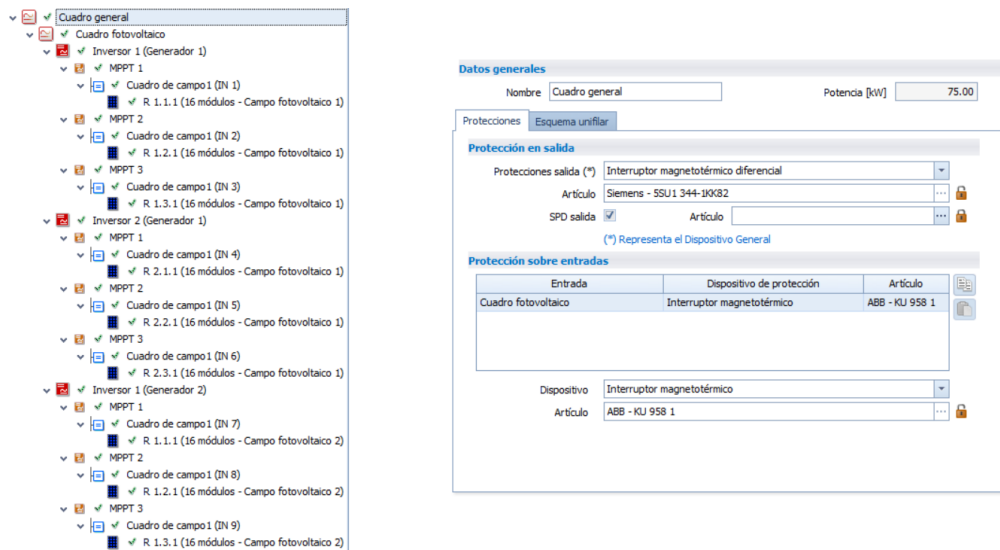


Figura 3.16: Configuración de conductor en sub-arreglos

La configuración del cuadro general, donde se conectarán los tres inversores, especifica el uso de cables unipolares con aislamiento de PVC con una resistividad designada como ARE4EX-0.6/1 kV y una sección transversal de 70 mm^2 , visto en la Figura 3.17.

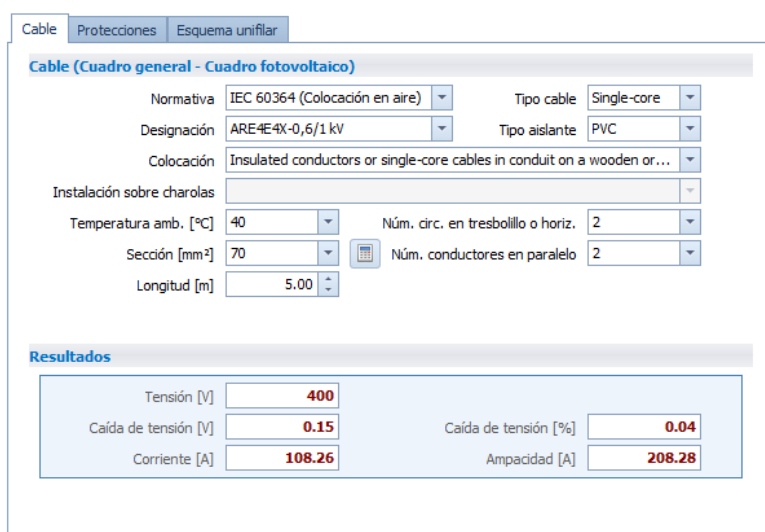


Figura 3.17: Configuración de cuadro fotovoltaico

Los cables unipolares de cobre con aislamiento de PVC se utilizan para la salida

de corriente alterna (CA) de los inversores. La configuración de las salidas es idéntica para cada inversor, apreciados en la Figura 3.17.

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 charolas			
Temperatura amb. [°C]	40	Núm. circ. en tresbolillo o horiz.	3
Sección [mm ²]	25	Núm. conductores en paralelo	1
Longitud [m]	5.00		

Resultados

Tensión [V]	400	Caída de tensión [%]	0.07
Caída de tensión [V]	0.29	Ampacidad [A]	54.20
Corriente [A]	36.09		

Figura 3.18: Conexión de cuadro fotovoltaico - Inversor

3.12.1.2 Tramo de cadena en cuadro de campo de cada inversor

Los subcampos FV se conectarán a una entrada de corriente continua (CC) de cada inversor. En este escenario, se emplean tres subcampos por cada punto (MPPT). Para el cableado, se utilizarán el conductor unipolar de cobre con cubrimiento de PVC, con un nivel de aislamiento de 0.6/1kV y las distancias de cableado para cada inversor.

Cable Protecciones Esquema unifilar

Cable (Inversor 1 - Cuadro de campo1 (IN 1))

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 x cable diameter...		
Instalación sobre charolas	Single layer on wall, floor or unperforated cable tray systems with on...		
Temperatura amb. [°C]	40	Núm. circuitos	2
Sección [mm ²]	16	Núm. conductores en paralelo	1
Longitud [m]	35.00		

Resultados

Tensión [V]	673	Caída de tensión [%]	0.20
Caída de tensión [V]	1.38	Ampacidad [A]	62.86
Corriente [A]	13.55		

Figura 3.19: Dimensión de conductor para inversor - cuadro de campo 1

Cable		Protecciones	Esquema unifilar
Cable (Inversor 1 - Cuadro de campo1 (IN 7))			
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 charolas	Single layer on wall, floor or unperforated cable tray systems with on...		
Temperatura amb. [°C]	40	Núm. circuitos	2
Sección [mm²]	16	Núm. conductores en paralelo	1
Longitud [m]	45.00		
Resultados			
Tensión [V]	673	Caída de tensión [%]	0.26
Caída de tensión [V]	1.77	Ampacidad [A]	62.86
Corriente [A]	13.55		

Figura 3.20: Dimensión de conductor para inversor - cuadro de campo 2

Cable		Protecciones	Esquema unifilar
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 charolas	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]	673	Caída de tensión [%]	0.08
Caída de tensión [V]	0.52	Ampacidad [A]	19.97
Corriente [A]	13.55		

Figura 3.21: Dimensión de conductor para cuadro de campo - R

3.12.1.3 Configuración de protecciones en CC y CA en el SFV

Dado que la sistema solar FV opera a diversos niveles de voltaje y corriente, es crucial realizar un dimensionamiento adecuado de las protecciones eléctricas en distintos puntos. El software proporciona dispositivos estándar con características similares a los cálculos previamente realizados en la salida de corriente alterna (CA). Esto garantiza una protección adecuada y coherente en todo el sistema eléctrico.

Protecciones Esquema unifilar

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 - KJ 958 1

Dispositivo Interruptor magnetotérmico

Artículo ABB - KJ 958 1

Figura 3.22: Protección en la salida del cuadro fotovoltaico

Cable Protecciones Esquema unifilar

Protección en salida

Protecciones salida Interruptor magnetotérmico diferencial

Artículo BTicino - T714B12SD

SPD salida Artículo

Protección sobre entradas

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

Dispositivo Interruptor magnetotérmico

Artículo ABB - S120078

Figura 3.23: Protección en la salida y entrada del cuadro fotovoltaico

Cable Protecciones Esquema unifilar

Protección en salida

Protecciones salida Interruptor magnetotérmico

Artículo AEG - M1L69S2016

SPD salida Artículo

Protección sobre entradas

Entrada	Dispositivo de protección	Artículo	Diodo	Fusible	SPD
R 1.1.1 (16 módulos - Ca...	Interruptor magnetotérmico	ABB - R4...	No	Fusible	Sí

Dispositivo Interruptor magnetotérmico

Artículo ABB - R428536

Diodo presente Descripción

Fusible/Seccionador Fusible Artículo

SPD presente Artículo

Figura 3.24: Protección en la salida de cuadro de campo

3.12.2 Estructura de integración al montaje de paneles solares en el edificio Felipe II

En las Figuras 3.25 y 3.26 se presenta la integración de los módulos FV, donde se pueden apreciar los subarreglos en cada falda del techo. Estas figuras ofrecen una visualización de cómo quedaría el sistema de generación en un futuro.

En la sección de anexos se puede apreciar con claridad la estructura utilizada en el proyecto.

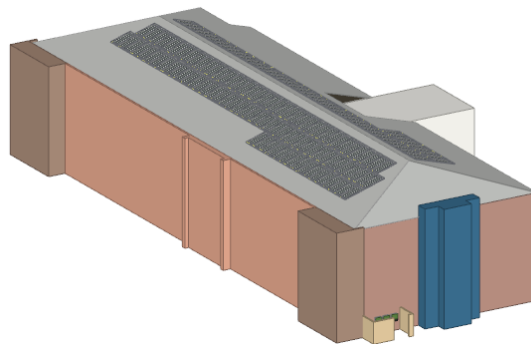


Figura 3.25: Vista derecha de estructura de montaje de módulos

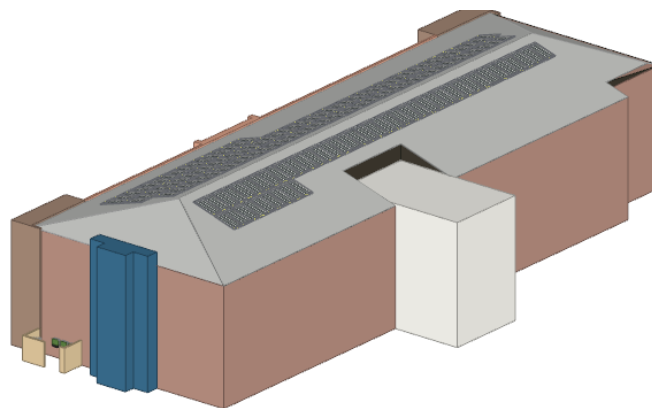


Figura 3.26: Vista izquierda de estructura de montaje de módulos

3.12.3 Producción de energía

Una vez completada la conexión y el montaje del sistema de generación FV en el software, se presenta la producción mensual de energía generada por parte del sistema.

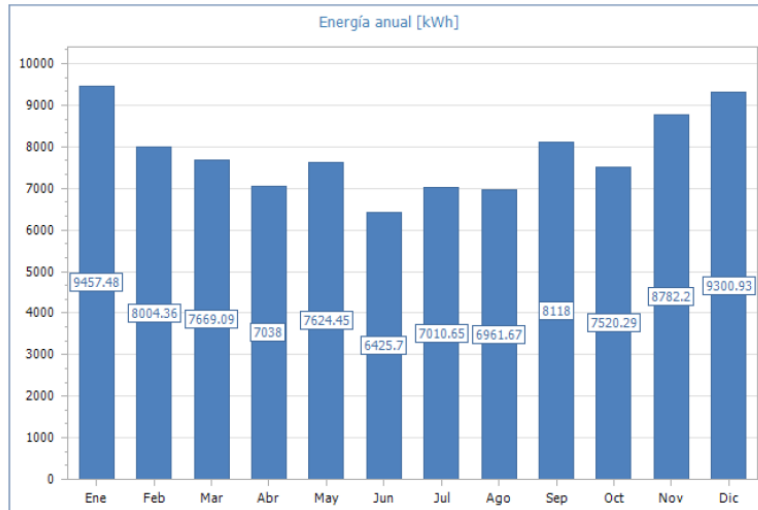


Figura 3.27: Producción de energía activa anual

En la Figura 3.28 se presentan los valores de energía, potencia y superficie proporcionados por el sistema, junto con el número de paneles solares e inversores, como parte de un resumen final.

Resumen			
Energía anual [kWh]	93 546.18	Potencia fase L1 [kW]	27.360
Potencia total [kW]	82.080	Potencia fase L2 [kW]	27.360
Energía por kW [kWh/kW]	1 139.70	Potencia fase L3 [kW]	27.360
		Superficie total módulos [m²]	371.95
		Número total módulos	144
		Número total inversores	3
		Capacidad de almacenamiento útil global [kWh]	0.00

Figura 3.28: Potencia instalada de generación fotovoltaica

3.13 Reducción de emisiones

Dado que se trata de un sistema sustentable y basado en recursos inagotables, el impacto ambiental se detalla en la Figura 3.29, donde se establece el factor de emisiones a lo largo del periodo de funcionamiento de 25 años. Esto contribuye a la reducción de contaminación a la atmósfera, con una pérdida de eficiencia estimada en un 0,9%.

General data

Energía total anual [kWh] Pérdidas de eficiencia [%]

Previsión de vida de la instalación [años]

Emisiones de gas de efecto invernadero evitadas

Fuente de datos

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total GHG
Factor de emisión [kg/kWh]	<input type="text" value="0.46254"/>	<input type="text" value="0.00044"/>	<input type="text" value="0.00236"/>	<input type="text" value="0.46534"/>
Emisiones evitadas durante un año [kg]	<input type="text" value="43 268.85"/>	<input type="text" value="41.16"/>	<input type="text" value="220.77"/>	<input type="text" value="43 530.78"/>
Emisiones evitadas en 25 años [Kg]	<input type="text" value="972 571.97"/>	<input type="text" value="925.18"/>	<input type="text" value="4 962.32"/>	<input type="text" value="978 459.46"/>

TOE salvado

Fuente de datos

Factor de conversión TOE a eléctrico MWh [TOE/MWh]

TOE salvado durante un año

TOE salvado durante 25 años

Figura 3.29: Reducción de emisiones

CAPÍTULO 4

Estudio de factibilidad económica para implementación del sistema fotovoltaico

En este capítulo se examina la viabilidad económica y energética de implementar un sistema de generación fotovoltaica en la Unidad Educativa Técnico Salesiano. Se consideran costos de materiales, mano de obra especializada, durabilidad del sistema y tarifas reguladas.

4.1 Análisis de costo de instalación y materiales para sistema fotovoltaico

Tabla 4.1: Costo de instalación y materiales para sistema fotovoltaico

Descripción	Unidad	Precio Unitario (\$)	Precio Unitario Incluido IVA (\$)	Total (\$)
Panel solar				
JKM570N-72HL4/JKM570N-72HL4-V	144	210,9	0	30369,60
Inversor				
Sunny TriPower X STP 25-US-50	3	4637,7	556,52	15582,67
Cables fotovoltaicos				
Cables 2,5 mm ²	36	0,30	0,036	12,10
Cable 16mm ²	690	0,76	0,0912	587,33
Cable 25 mm ²	45	3,45	0,414	173,88
Cable 70 mm ²	15	7,56	0,907	127,01
Dispositivos de protección, conectores, Cuadros de distribución	1	3000	360	3360
Estructuras				
Estructura de aluminio para fijación de módulos	144	42	5,04	6773,76
Montaje y comprobación de funcionamiento				
Diseño, estudios y levantamientos, mano de obra calificado, monitoreo	1	9687,68	1162,52	10850,20
TOTAL				67.836,54

Con base en el dimensionamiento del sistema y a la potencia instalada, se detallan en la Tabla 4.1 los materiales y equipos necesarios para la implementación del sistema, tomando en cuenta su disponibilidad en el mercado ecuatoriano.

4.2 Desglose de facturación por consumo energético

Con base en la recopilación de datos sobre el consumo energético de la institución del año 2022, como se detalla en el Capítulo 2. En la Tabla 4.2 se especifican los costos por la energía consumida. El costo por alumbrado público y la demanda máxima facturable se determinan en función de la energía activa consumida.

En la planilla, el contrato es de media tensión con demanda horaria, en el cual el horario medio (A) y el horario punta (B) se factura a 0,095 USD/kWh, mientras que la base (C) se tarifa a 0,077 USD/kWh. La demanda, según la estructura tarifaria, se fija el costo por demanda en 4,576 USD/kW, y un costo de comercialización de 1,414 (USD/consumidor-mes).

Tabla 4.2: Desglose de facturación de energía eléctrica

Facturación de consumo de energía							
Mes	Energía activa kWh	Costo por Bomberos (\$)	Costo por Comercialización (\$)	Costo alumbrado publico (\$)	Costo Por Demanda(\$)	Costo energía Activa(\$)	Costo total (\$)
Enero	10.063,32	6,38	1,41	129,95	128,82	893,48	1160,04
Febrero	11.367,90	6,38	1,41	149,58	154,03	1019,42	1330,82
Marzo	14.322,84	6,38	1,41	184,23	165,23	1293,91	1651,16
Abril	11.273,04	6,38	1,41	137,39	108,12	989,11	1242,41
Mayo	16.436,28	6,38	1,41	215,67	212,84	1484,83	1921,13
Junio	12.820,38	6,38	1,41	168,04	167,15	1154,50	1497,48
Julio	9.983,76	6,38	1,41	129,35	127,70	890,05	1154,89
Agosto	7.228,74	6,38	1,41	89,29	71,24	640,30	808,62
Septiembre	16.460,76	6,38	1,41	216,48	207,24	1499,86	1931,37
Octubre	17.980,56	6,38	1,41	234,19	215,64	1636,16	2093,78
Noviembre	11.745,30	6,38	1,41	137,52	81,29	1032,08	1258,68
Diciembre	18.538,50	6,38	1,41	246,92	252,04	1686,76	2193,51

En la Tablas 4.3, 4.4 y 4.5 se detallan por separado el costo por consumo de energía activa en cada horario. Esto es un aspecto importante a considerar al poner en funcionamiento el sistema de generación FV, ya que el costo por la demanda máxima facturable cambia debido a que ya no se efectúa en el mismo horario.

Por ello para la determinar la nueva demanda facturable se tomo como valor el factor de corrección del consumo en el horario medio y punta.

Tabla 4.3: Desglose de facturación de consumo de energía de 08H00 a 18H00

Mes	Consumo de energía [kWh]	Costo [USD/kWh]
Enero	5.153,04	489,54
Febrero	6.664,68	633,14
Marzo	9.078,00	862,41
Abril	4.832,76	459,11
Mayo	10.439,70	991,77
Junio	7.784,64	739,54
Julio	5.381,52	511,24
Agosto	3.468,00	329,46
Septiembre	11.209,80	1064,93
Octubre	11.875,86	1128,21
Noviembre	5.209,14	494,87
Diciembre	11.810,58	1122,01

Tabla 4.4: Desglose de facturación de consumo de energía de 18H00 a 22H00

Mes	Consumo de energía [kWh]	Costo USD/kWh
Enero	1.436,16	136,44
Febrero	1.340,28	127,33
Marzo	1.536,12	145,93
Abril	1.894,14	179,94
Mayo	1.740,12	165,31
Junio	1.511,64	143,61
Julio	1.357,62	128,97
Agosto	1.181,16	112,21
Septiembre	1.700,34	161,53
Octubre	2.105,28	200,00
Noviembre	1.884,96	179,07
Diciembre	2.594,88	246,51

Tabla 4.5: Desglose de facturación de consumo de energía de 22H00 a 08H00

Mes	Consumo de energía [kWh]	Costo [USD/kWh]
Enero	3.474,12	267,51
Febrero	3.362,94	258,95
Marzo	3.708,72	285,57
Abril	4.546,14	350,05
Mayo	4.256,46	327,75
Junio	3.524,10	271,36
Julio	3.244,62	249,84
Agosto	2.579,58	198,63
Septiembre	3.550,62	273,40
Octubre	3.999,42	307,96
Noviembre	4.651,20	358,14
Diciembre	4.133,04	318,24

En el desglose proporcionado del consumo energético horario, es notable la diferencia en el consumo, siendo el horario de consumo (A) donde se registra el mayor consumo de energía. Por lo tanto, la demanda máxima facturable se produce en el horario (A), como se detalla en la Tabla 4.6 con 4,576 (USD/kW-mes) por demanda.

Tabla 4.6: Costo por demanda facturable [kW]

Mes	Consumo de demanda [kW]	Costo [USD/kWh]
Enero	46,92	128,82
Febrero	56,1	154,03
Marzo	60,18	165,23
Abril	27,17	108,12
Mayo	77,52	212,84
Junio	60,88	167,15
Julio	46,51	127,70
Agosto	45,29	71,24
Septiembre	75,48	207,24
Octubre	78,54	215,64
Noviembre	27,17	81,29
Diciembre	74,46	252,04

4.2.1 Análisis de reducción de consumo energética en periodo (A)

Dado que la producción energética del SFV se produce principalmente durante el día debido a la concentración de radiación solar en los módulos. Se realiza un análisis durante el horario de consumo medio, que comprende desde las 08:00 hasta las 18:00 horas. En este análisis, se resta la energía activa consumida de la energía producida por el SFV. Esto implica que el análisis no se realiza en los periodos B y C debido a la ausencia de radiación solar durante esas horas.

En la Tabla 4.7 se detalla la diferencia entre la energía producida y la energía consumida durante el horario de 08H00 a 18H00, lo que proporciona el consumo en kWh. Este consumo se valora utilizando la tarifa regulatoria ARCERNNR-025/2022, que establece un costo de 0,095 (USD/kWh) en el periodo A según lo investigado en este trabajo y concuerda al pliego tarifario vigente en el desarrollo del proyecto de generación de energía renovable.

Tabla 4.7: Costo de consumo energético kWh con sistema fotovoltaico horario: 08H00 a 18H00

Mes	Consumo de energía kWh	Generación SFV kWh	Energía sobrante kWh	Energía consumida de la red kWh	Costo de energía (\$)
Enero	5153,04	9457,48	4304,44	0	408,92
Febrero	6664,68	8004,36	1339,68	0	127,27
Marzo	9078,00	7669,09	0	1408,91	133,85
Abril	4832,76	7038,00	2205,24	0	209,50
Mayo	10439,70	7624,45	0	2815,25	267,45
Junio	7784,64	6425,70	0	1358,94	129,10
Julio	5381,52	7010,65	1629,13	0	154,77
Agosto	3468,00	6961,67	3493,67	0	331,90
Septiembre	11209,80	8118,00	0	3091,80	293,72
Octubre	11875,86	7520,29	0	4355,57	413,78
Noviembre	5209,14	8782,20	3573,06	0	339,44
Diciembre	11810,58	9300,93	0	2509,65	238,42
Costo energía sobrante USD/kWh					1571,80
Costo energía consumida de la red USD/kWh					1476,31

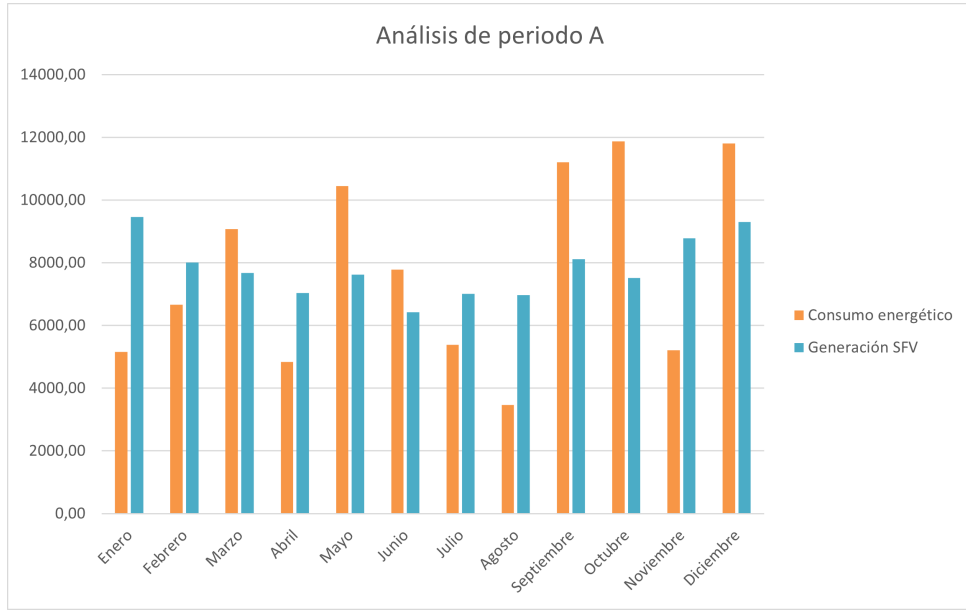


Figura 4.1: Análisis de periodo (A)

Según el análisis en la Tabla 4.7, la diferencia entre la energía generada y la consumida resulta en un excedente de energía durante los meses con mayor producción de la planta FV. Por otro lado, durante los meses con menos radiación solar, cuando la planta no puede cubrir toda la demanda energética, se recurre a la energía faltante de la red pública.

Como se aprecia la Tabla 4.8 se define el consumo final de energía, considerando la relación entre la generación y el consumo en cada mes. Este consumo se multiplica por 0,095 USD/kWh, que define el costo por vatio, para calcular el costo total de energía activa en cada mes.

Tabla 4.8: Costo de consumo energético kWh con sistema fotovoltaico

Mes	Consumo de energía [kWh]	Costo [USD/kWh]
Enero	605,84	57,55
Febrero	3.363,54	319,54
Marzo	6.653,75	632,11
Abril	4.235,04	402,33
Mayo	8.811,83	837,12
Junio	6.394,68	607,49
Julio	2.973,11	282,45
Agosto	267,07	25,37
Septiembre	8.342,76	792,56
Octubre	10.460,27	993,73
Noviembre	2.963,10	281,49
Diciembre	9.237,57	877,57

En el análisis final de la comparación del costo de la facturación, tanto antes como después de la implementación de una planta FV, es crucial tener en cuenta que los diferentes aspectos, como el alumbrado público y la demanda máxima, varían

según el consumo de energía activa. Esto asegura una evaluación precisa de cómo la implementación de la planta FV afecta los costos asociados a estos aspectos específicos.

Para el análisis de la Tabla 4.9, se calculan los diversos costos que la empresa eléctrica factura a la institución. Dado que el sistema FV reduce el elevado consumo en el período A, la demanda máxima facturable ya no ocurre en este período. Por lo tanto, la comparación de la demanda máxima se realiza entre el período B y C, siendo el máximo consumo registrado en el período C definido en la Figura 2.3. Esto permite evaluar con precisión cómo el sistema FV afecta la demanda máxima y los costos asociados.

Para calcular el costo de la demanda máxima en kilovatios (kW), se considera el factor de corrección que relaciona la demanda de consumo en el horario punta con la demanda de consumo máximo. Este factor de corrección no puede ser inferior a 0,6, según lo establecido por la tarifa regulatoria ARCERNNR. Esto garantiza que el costo de la demanda máxima se calcule de manera adecuada.

Para determinar el valor total de la demanda facturable, se multiplica la demanda máxima facturable (DF) en kilovatios (kW) por el factor de corrección (FC) y por el valor de 4,576 (USD/kW-mes), que es el costo por unidad de demanda establecido por la ARCERNNR.

Tabla 4.9: Análisis de costo de facturación sin SFV y con SFV

Facturación de consumo de energía									
Mes	Energía activa \$/kWh	Costo de-manda (\$)	Alumbrado público (\$)	Total (\$)	Energía activa \$/kWh	Costo de-manda (\$)	Alumbrado público (\$)	Total (\$)	Ahorro (\$)
Enero	893,48	128,82	129,95	1.160,04	57,55	115,32	21,86	202,52	957,52
Febrero	1.019,42	154,03	149,58	1.330,82	319,54	118,06	55,07	500,46	830,36
Marzo	1.293,91	165,23	184,23	1.651,16	632,11	148,26	98,07	886,22	764,94
Abril	989,11	108,11	137,39	1.242,40	402,33	91,52	62,13	563,76	678,64
Mayo	1.484,83	212,84	215,67	1.921,13	837,12	170,23	126,54	1.141,68	779,45
Junio	1.154,50	167,15	168,04	1.497,48	607,49	161,30	96,61	873,20	624,28
Julio	890,05	127,70	129,35	1.154,89	282,45	73,22	44,79	408,24	746,65
Agosto	640,30	142,48	89,29	879,86	25,37	50,34	9,67	93,17	786,69
Septiembre	1.499,86	207,24	216,48	1.931,37	792,56	164,74	120,26	1.085,35	846,02
Octubre	1.636,16	215,64	234,19	2.093,78	993,73	201,34	150,09	1.352,95	740,84
Noviembre	1.032,08	81,29	137,52	1.258,68	281,49	77,79	45,25	412,32	846,36
Diciembre	1.686,76	252,05	246,92	2.193,52	877,57	247,10	141,26	1.273,72	919,80
Total				18.315,15				8.793,60	9.521,55

4.3 Análisis de rentabilidad energética

Para evaluar la viabilidad económica del sistema, se examina el flujo acumulado de cada componente, teniendo en cuenta los ingresos, que equivalen al ahorro en las planillas según lo establecido en la Tabla 4.1, menos los egresos, que representan el costo de inversión determinado en la Tabla 4.9.

En el análisis de los ingresos anuales se contempla un decremento del 0,5 %, lo cual refleja la disminución del rendimiento del SFV. Respecto a los egresos, se incluye la inversión inicial que abarca el costo de operación y mantenimiento para cada año, evaluado en 1,2 % según el artículo definido en la Tabla 1.1 que define el O&M (costo de operación y mantenimiento).

Los cálculos mencionados se detallan en la Tabla 4.10, la cual proporciona un desglose de ingreso y egreso en el período de 25 años, así como el flujo de fondos para cada año.

Tabla 4.10: Análisis de flujo de caja

Flujo de caja				
Año	Ingreso	Mantenimiento	Cash-flow	Pay-back
0	-	-	-67.836,54	-67.836,54
1	9.521,55	814,04	8.707,51	-59.129,03
2	9.473,94	822,18	8.651,76	-50.477,27
3	9.426,57	830,40	8.596,17	-41.881,10
4	9.379,44	838,70	8.540,73	-33.340,36
5	9.332,54	847,09	8.485,45	-24.854,91
6	9.285,88	855,56	8.430,32	-16.424,59
7	9.239,45	864,12	8.375,33	-8.049,26
8	9.193,25	872,76	8.320,49	271,23
9	9.147,29	881,49	8.265,80	8.537,03
10	9.101,55	890,30	8.211,25	16.748,28
11	9.056,04	899,20	8.156,84	24.905,12
12	9.010,76	908,20	8.102,57	33.007,68
13	8.965,71	917,28	8.048,43	41.056,11
14	8.920,88	926,45	7.994,43	49.050,54
15	8.876,28	935,72	7.940,56	56.991,10
16	8.831,89	945,07	7.886,82	64.877,92
17	8.787,73	954,52	7.833,21	72.711,13
18	8.743,80	964,07	7.779,73	80.490,86
19	8.700,08	973,71	7.726,37	88.217,23
20	8.656,58	983,45	7.673,13	95.890,35
21	8.613,29	993,28	7.620,01	103.510,37
22	8.570,23	1.003,21	7.567,01	111.077,38
23	8.527,38	1.013,25	7.514,13	118.591,51
24	8.484,74	1.023,38	7.461,36	126.052,87
25	8.442,32	1.033,61	7.408,70	133.461,57

A partir del análisis del Pay-back que determina el tiempo necesario para recuperar el capital de inversión a través de los beneficios generados, como se ilustra en la Figura 4.2, el tiempo de recuperación se da en el octavo año. Los ingresos generados

ados por la planta solar aumentan gradualmente cada año hasta alcanzar el tiempo de vida útil del sistema. Es importante destacar que la prolongación de operación del sistema se logra mediante el reemplazo de módulos y conductores que tienden a deteriorarse con el paso del tiempo.

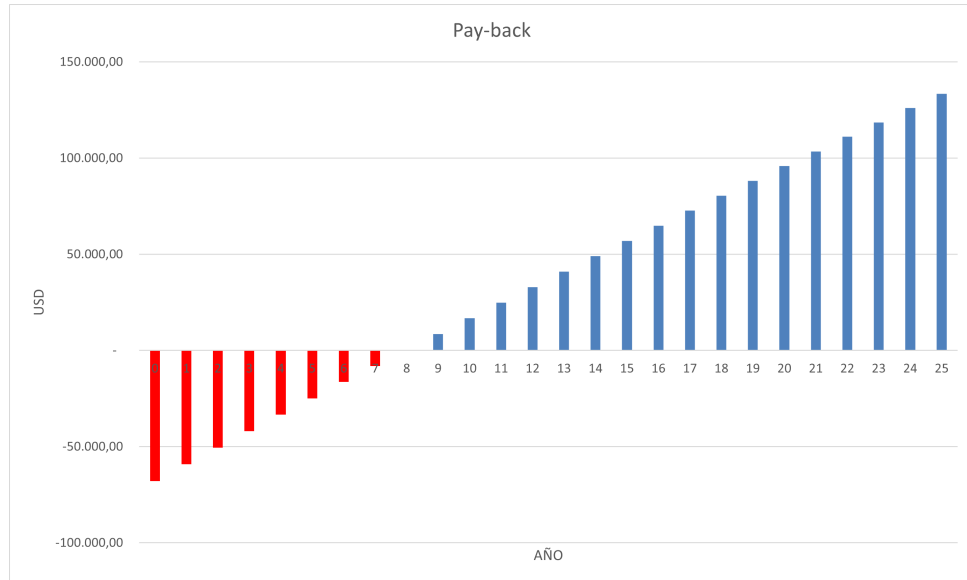


Figura 4.2: Análisis de recuperación de inversión

Mediante el indicador Cash-flow en la Figura 4.3 se puede observar el flujo de caja de entrada para los 25 años, donde se evidencia una disminución porcentual debido al rendimiento del sistema.

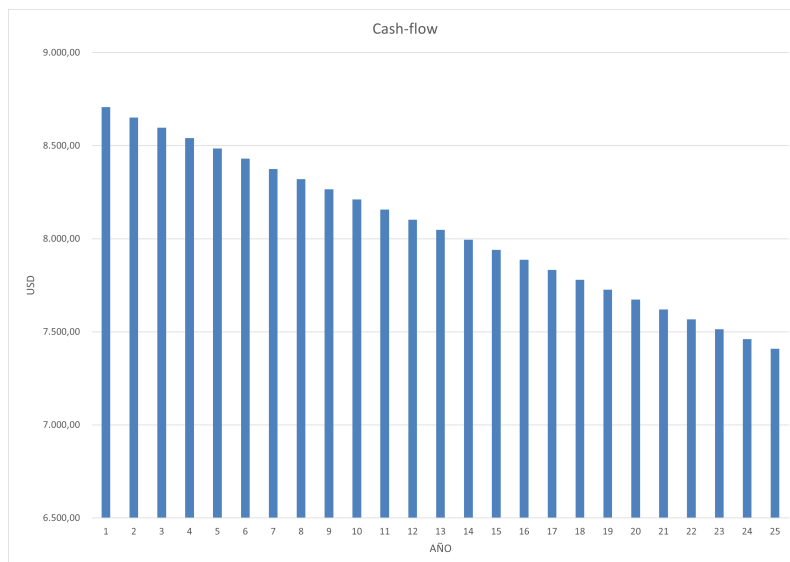


Figura 4.3: Análisis de Cash-flow

4.4 Análisis de indicadores financieros

Para el análisis de (VAN) y (TIR), se utiliza el flujo de caja definido en la Tabla 4.10, considerando una tasa de descuento del 8,5%, establecido por el Banco Central de Ecuador como tasa de inversión, el cual se visualiza en la Figura 5.10.

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

Donde:

- FE: Flujo de efectivo neto
- i: tasa de descuento
- n: número de periodo o años
- I(O): inversión inicial

Mediante Excel se realiza el cálculo en donde el VAN es igual a 16.773,19 \$ para los 25 años, por ende el proyecto es rentable

$$VAN = 16.773,19\$$$

Para el análisis del TIR se toma el indicador de Cash-flow, que engloba los ingresos, egresos y la inversión inicia tomados de los 25 años de funcionamiento previo,

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

$$TIR = 11,5\%$$

Dada la condición $TIR < r$ definido como el costo de oportunidad el proyecto es rentable ya que $8,5\% < 11,5\%$.

CAPÍTULO 5

Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

La proyección de sistemas de generación distribuida resalta su importancia al compensar la demanda energética y suministrar energía directamente al usuario, presentando una solución prometedora y sostenible que aborda las crecientes demandas de energía limpia. Es fundamental destacar que un sistema fotovoltaico desempeña una aportación en la reducción de contaminación ambiental. Estos sistemas representan una solución factible y adaptable para avanzar hacia un futuro energético más sostenible y resistente. Gracias a su funcionamiento silencioso y la ausencia de emisiones de CO₂, los paneles solares sólidos contribuyen a la reducción de la contaminación acústica.

Para determinar la potencia instalada requerida, fue fundamental evaluar la disponibilidad de inversores y módulos que cumplan con los estándares de calidad y eficiencia necesarios para satisfacer la demanda de consumo. Un factor adicional a considerar fue la disponibilidad de área adecuada para la instalación de los módulos solares. La implementación de los módulos se realiza en la superficie del techo con faldones y se divide en dos campos fotovoltaicos, que a su vez se subdividen en sub-arreglos.

En el primer sub-arreglo, se conectan 48 módulos de 570 Wp a un inversor de 25 kWp, lo que produce una potencia de salida de 27.360 kW ocupando una área total de 124 m².

En el segundo sub-arreglo, se conectan 96 módulos de 570 Wp a dos inversores de 25 kWp cada uno, generando así una potencia de salida de 54,72 kW ocupando

una área de $247,99 \text{ m}^2$. Dando como resultado un total de superficie a utilizar de $371,93 \text{ m}^2$ quedando disponible $595,72 \text{ m}^2$.

En la evaluación de la viabilidad del sistema a través del flujo de caja, se consideran tanto los ingresos como los egresos. Dado que se cumple la condición de $\text{VAN} > 0$, el proyecto se considera rentable. En nuestro caso, el VAN es de $16.773,19 \$$, lo que indica que el proyecto es viable. Además, se ha calculado una tasa interna de retorno del $11,5\%$, lo que confirma la viabilidad financiera del proyecto para los 25 años.

5.2 Recomendaciones

El cálculo de la potencia instalada necesaria, basado en la demanda de consumo energético, fue de 106 kW . Sin embargo, por consideraciones de disponibilidad, calidad y eficiencia de los paneles solares y inversores, se decidió optar por tres inversores de 25 kW cada uno, resultando en una potencia instalada en DC de 82.080 kW . Es importante destacar que esta potencia es inferior a la requerida inicialmente. A pesar de ello, con esta potencia se determinó que el proyecto sigue siendo viable en estas condiciones.

De acuerdo con la regulación ARCERNNR-008/23, la máxima potencia instalada permitida es de 2 MW . Esto significa que el proyecto tiene la posibilidad de expandirse, lo que podría aumentar su rentabilidad tomando en cuenta la disponibilidad del área.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Antonio Barragán-Escandón, Julio Terrados-Cepeda, Esteban Zalamea-León, and Pablo Arias-Reyes. Electricity production using renewable resources in urban centres. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers-Energy*, 171(1):12–25, 2018.
- [2] Xavier Serrano-Guerrero, Doris Alvarez-Lozano, and Santiago Felipe Luna Romero. Influence of local climate on the tilt and orientation angles in fixed flat surfaces to maximize the capture of solar irradiation : A case study in cuenca-ecuador. In *2019 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, pages 1–6, 2019.
- [3] Roger A Messenger and Amir Abtahi. *Photovoltaic systems engineering*. CRC press, 2018.
- [4] Raynel Díaz Santos, Harold Gerard, Miguel Castro Fernández, and BH Acosta. Sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica, su diseño. In *presentado en II Congreso Cubano de Ingeniería Eléctrica, La Habana, Cuba*, 2012.
- [5] Aarón González Trujillo. Diseño y análisis de central fotovoltaica de 100 mw interconectada al sep. Master’s thesis, Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, 2020.
- [6] Dispersed Generation Photovoltaics and Energy Storage. Ieee recommended practice for sizing of stand-alone photovoltaic (pv) systems. *Photovoltaics*, 2000.
- [7] Amir Mohammad Moradi Sizkouhi, Mohammadreza Aghaei, Sayyed Majid Esmailifar, Mohammad Reza Mohammadi, and Francesco Grimaccia. Automatic boundary extraction of large-scale photovoltaic plants using a fully convolutional network on aerial imagery. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 10(4):1061–1067, 2020.

- [8] IEEE Std 1562-2021. Ieee recommended practice for sizing stand-alone photovoltaic (pv) systems - redline. *IEEE Std 1562-2021 (Revision of IEEE Std 1562-2007) - Redline*, pages 1–62, 2021.
- [9] IEEE P1562/D4. Ieee draft recommended practice for sizing of stand-alone photovoltaic (pv) systems. *IEEE P1562/D4, July 2020*, pages 1–31, 2020.
- [10] IEEE P1526/D6. Ieee draft recommended practice for testing the performance of stand-alone photovoltaic systems. *IEEE P1526/D6, August 2020*, pages 1–40, 2020.
- [11] IEEE Std. Ieee recommended practice for testing the performance of stand-alone photovoltaic systems. *IEEE Std 1526-2020 (Revision of IEEE Std 1526-2003)*, pages 1–32, 2021.
- [12] Marcos Vinicius dos Passos Oliveira, André Lucas Pinho Fernandes, Felipe Vitor Souza Dos Reis, Hugo Pereira Kuribayashi, Marcela Alves De Souza, Leonardo Nunes Goncalves, João Crisóstomo Weyl Albuquerque Costa, and Fabricio de Souza Farias. Technical-economic analysis of photovoltaic systems applied to heterogeneous mobile networks in rural areas. *IEEE Latin America Transactions*, 18(11):1900–1908, 2020.
- [13] Manuel Madrigal Campas, Clarissa Nallely Acosta y Martínez. Interacción entre sistemas de energía fotovoltaica y sistemas de distribución de energía: Impacto en el factor de potencia y pérdidas de energía. *IEEE Power Electronics Letters*, pages 1–6, 2017.
- [14] Rodolfo Edgar Rosés, María Del Carmen Giménez, and Sasha Palacios. Beneficios de la transmisión de energía eléctrica en corriente continua en sistemas con alta penetración de energía renovable. *IEEE Power Electronics Letters*, pages 1–7, 2022.
- [15] R Ramakumar and JE Bigger. Photovoltaic systems. *Proceedings of the IEEE*, 81(3):365–377, 1993.
- [16] Luiz Fernando Lavado Villa, Damien Picault, Bertrand Raison, Seddik Bacha, and Antoine Labonne. Maximizing the power output of partially shaded photovoltaic plants through optimization of the interconnections among its modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 2(2):154–163, 2012.
- [17] Pablo Sanchis, Jesús López, Alfredo Ursúa, and Luis Marroyo. Electronic controlled device for the analysis and design of photovoltaic systems. *IEEE Power Electronics Letters*, 3(2):57–62, 2005.

- [18] Yu-Kang Lo, Ting-Peng Lee, and Kuan-Hung Wu. Grid-connected photovoltaic system with power factor correction. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 55(5):2224–2227, 2008.
- [19] Wu Libo, Zhao Zhengming, and Liu Jianzheng. A single-stage three-phase grid-connected photovoltaic system with modified mppt method and reactive power compensation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22(4):881–886, 2007.
- [20] Shilei Lu, Kai Sun, Haixu Shi, Yunwei Li, and Guoen Cao. Evaluation of high step-up power conversion systems for large-capacity photovoltaic generation integrated into medium voltage dc grids. *Chinese Journal of Electrical Engineering*, 7(4):3–14, 2021.
- [21] Jose Leonardo Bardales Espino. Estudio de factibilidad para suministrar energía eléctrica mediante un sistema fotovoltaico en el centro poblado de shungun región amazonas, 2016. *1*, 1(1):1, 2016.
- [22] Agencia de regulación y control de energía y recursos naturales no renovables el directorio de la agencia de regulaciÓn y control de energÍa y recursos naturales no renovables.
- [23] Xavier Serrano-Guerrero, Eduardo Cantos, Juan-Javier Feijoo, Antonio Baragán-Escandón, and Jean-Michel Clairand. Optimal tilt and orientation angles in fixed flat surfaces to maximize the capture of solar insolation: A case study in ecuador. *Applied Sciences*, 11(10):4546, 2021.
- [24] Espana Ministerio de Ciencia y Tecnologia. *Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC.*, volume 1. Ediciones Paraninfo, SA, 2019.
- [25] AMADOR MARTÍNEZ JIMÉNEZ. *Dimensionado de instalaciones solares fotovoltaicas.* Ediciones Paraninfo, SA, 2012.
- [26] MARIA PAZ BLASCO MARTIN. *Instalaciones eléctricas. Soluciones a problemas en baja y alta tensión: soluciones a problemas en baja y alta tensión.* Ediciones Paraninfo, SA, 2008.
- [27] José Manuel Caracena Balbuena. Utilidad de una unidad móvil contra incendios en la prevención de riesgos laborales. *Técnica Industrial*, 282:50, 2009.
- [28] Enrique Martín-Lorente Rivera. Estudio de sobreintensidades en fotovoltaica: posibles protecciones. *Era solar: Energías renovables*, 1(152):44–46, 2009.
- [29] Vicente Lladonosa Giró. *Circuitos básicos de electroneumática.* Marcombo, 1997.

ANEXOS

ANEXO A

Datos técnicos	Sunny Tripower X 12	Sunny Tripower X 15	Sunny Tripower X 20	Sunny Tripower X 25
Entrada (CC)				
Potencia máx. del generador fotovoltaico	18000 W _p STC	22500 W _p STC	30000 W _p STC	37500 W _p STC
Tensión de entrada máx.	1000 V			
Rango de tensión del MPP	206 V a 800 V	257 V a 800 V	340 V a 800 V	430 V a 800 V
Tensión asignada de entrada	580 V			
Tensión de entrada mín. / Tensión de entrada de inicio	150 V / 188 V			
Corriente máx. de entrada por seguidor del MPP	24 A			
Corriente máx. de cortocircuito por seguidor del MPP	35 A			
Cantidad de seguidores del MPP independientes / Strings por seguidor del MPP	3 / 2			
Salida (CA)				
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	12000 W	15000 W	20000 W	25000 W
Potencia aparente asignada / Potencia aparente máx.	12000 VA/12000 VA	15000 VA/15000 VA	20000 VA/20000 VA	25000 VA/25000 VA
Tensión nominal de CA	220 V / 380 V; 230 V / 400 V; 240 V / 415 V			
Rango de tensión	176 V a 275 V / 304 V a 477 V			
Frecuencia de red / Rango	50 Hz / 44 Hz a 56 Hz 60 Hz / 54 Hz a 66 Hz			
Frecuencia de red asignada / Tensión de red asignada	50 Hz / 230 V			
Corriente de salida asignada / Corriente de salida máx.	17,4 A / 36,6 A	21,7 A / 36,6 A	29 A / 36,6 A	36,2 A / 36,6 A
Fases de inyección / Conexión de CA	3 / 3-(N)-PE			
Factor de potencia a potencia asignada / Factor de desfase ajustable	1 / 0 inductivo a 0 capacitivo			
Armónicos (THD)	< 3 %			
Rendimiento				
Rendimiento máx. / Rendimiento europeo	98,2 % / 97,6 %	98,2 % / 97,8 %	98,2 % / 97,9 %	98,2 % / 98,0 %
Dispositivos de protección				
Punto de desconexión en el lado de entrada	●			
Monitorización de toma a tierra / Monitorización de red	● / ●			
Protección contra polarización inversa de CC / Resistencia al cortocircuito de CA	● / ●			
Dispositivo de monitorización de corriente residual sensible a cualquier corriente	●			
Clase de protección (según IEC 62109-1) / Categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / CA: III; CC: II			
Función de protección contra arco voltaico (AFCI) / Diagnóstico de generadores I-V	● / ●*			
Descargador de sobretensión CC (tipo 2, tipo 1/2)	○			

Figura 5.1: Catálogo de inversor SMA 25 kW

ANEXO B

Product Info		Company Profile			
Product Characteristics					
Model No.	JKM550M-72HL4/JKM550M-72HL4-V	JKM555M-72HL4/JKM555M-72HL4-V	JKM560M-72HL4/JKM560M-72HL4-V	JKM565M-72HL4/JKM565M-72HL4-V	JKM570M-72HL4/JKM570M-72HL4-V
Warranty					
Product Warranty	12 Years				
Power Warranty	25 Years of 84.8% Output Power				
Electrical Data at STC					
Maximum Power (Pmax)	550 Wp	555 Wp	560 Wp	565 Wp	570 Wp
Voltage at Maximum Power (Vmpp)	40.9 V	40.99 V	41.09 V	41.21 V	41.34 V
Current at Maximum Power (Impp)	13.45 A	13.54 A	13.63 A	13.73 A	13.79 A
Open Circuit Voltage (Voc)	49.62 V	49.72 V	49.82 V	49.93 V	50.04 V
Short Circuit Current (Isc)	14.03 A	14.12 A	14.21 A	14.3 A	14.39 A
Panel Efficiency	21.29 %	21.48 %	21.68 %	21.87 %	22 %
Power Tolerance (Positive)	+ 3 %	+ 3 %	+ 3 %	+ 3 %	+ 3 %
<small>Standard Test Conditions (STC): air mass AM 1.5, irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C</small>					
Electrical Data at NOCT					
Maximum Power (Pmax)	409 Wp	413 Wp	417 Wp	420 Wp	424 Wp
Voltage at Maximum Power (Vmpp)	38.42 V	38.59 V	38.69 V	38.74 V	38.84 V
Current at Maximum Power (Impp)	10.65 A	10.7 A	10.77 A	10.85 A	10.92 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.84 V	46.93 V	47.02 V	47.13 V	47.23 V
Short Circuit Current (Isc)	11.33 A	11.4 A	11.48 A	11.55 A	11.62 A
Temperature	45±2 °C				
<small>Nominal Operating Cell Temperature (NOCT): 800W/m², AM 1.5, windspeed 1m/s, ambient temperature 20°C</small>					
Thermal Ratings					
Operating Temperature Range	-40~85 °C				
Temperature Coefficient of Pmax	-0.35 %/°C				
Temperature Coefficient of Voc	-0.28 %/°C				
Temperature Coefficient of Isc	0.048 %/°C				
Maximum Ratings					

Figura 5.2: Catálogo de panel solar modelo Jinko Solar 570kW

ANEXO C

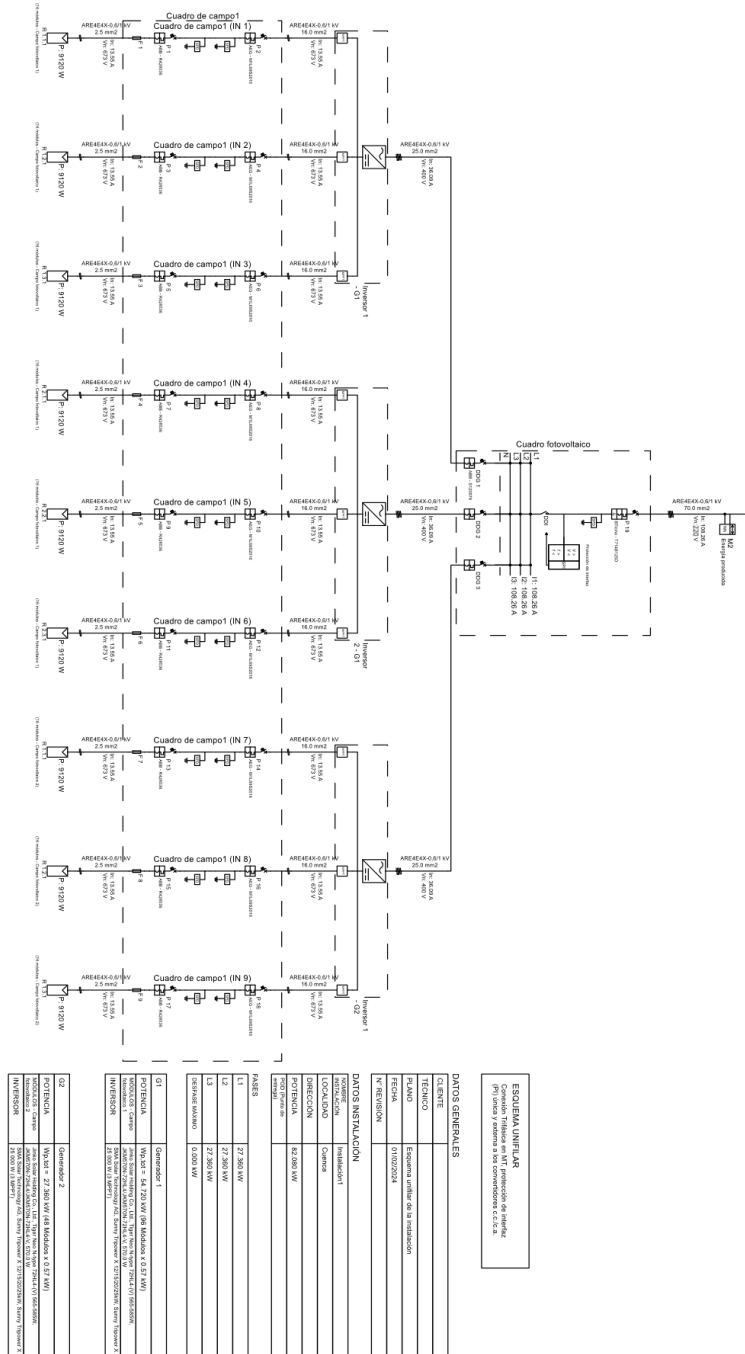


Figura 5.3: Diagrama unifilar de sistema fotovoltaico

ANEXO D

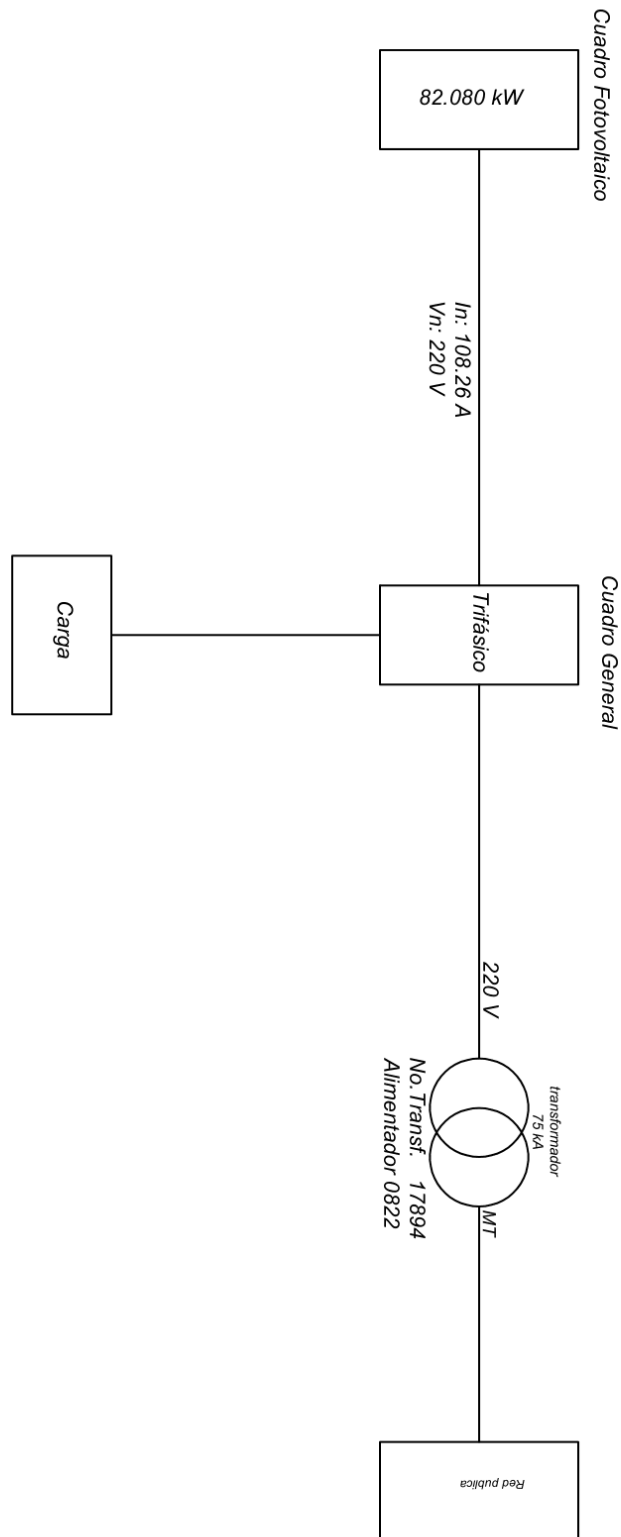


Figura 5.4: Diagrama de conexión a la red

ANEXO E

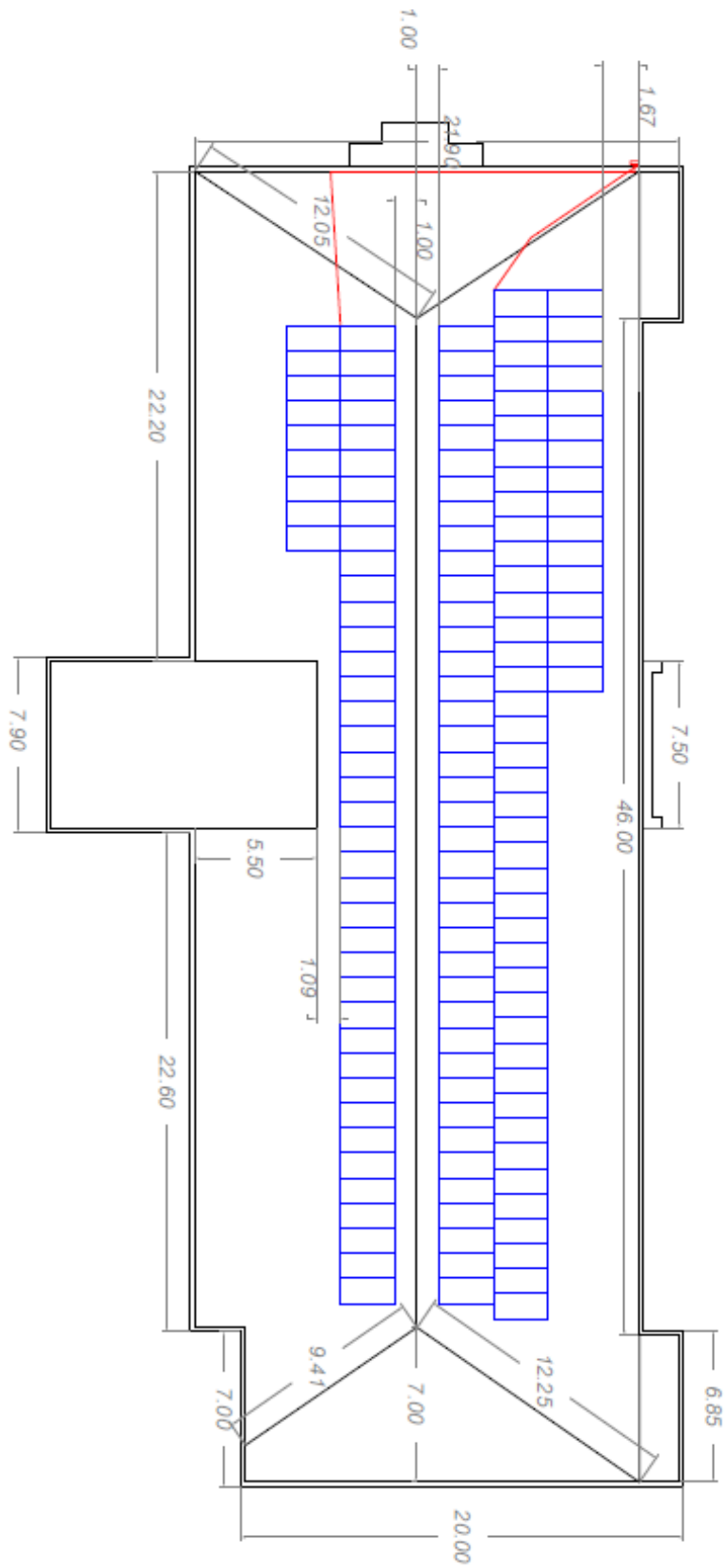


Figura 5.5: Plano estructural de la superficie del techo

ANEXO F

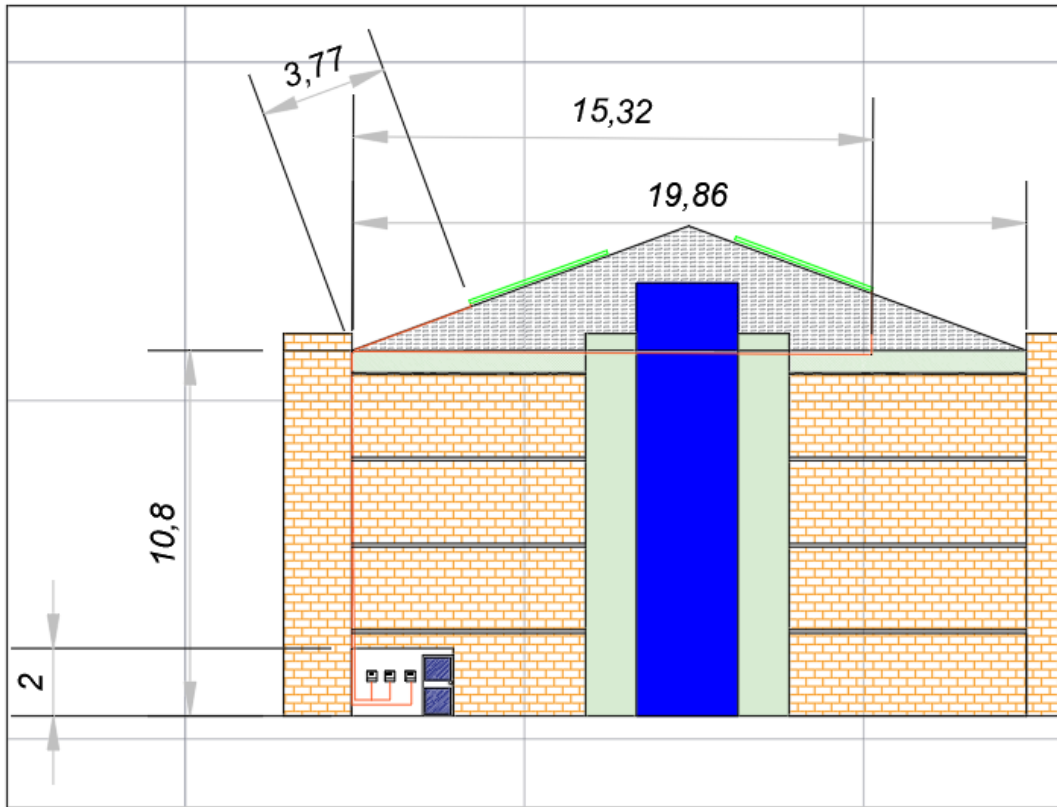


Figura 5.6: Vista lateral del edificio FELIPE II

ANEXO G

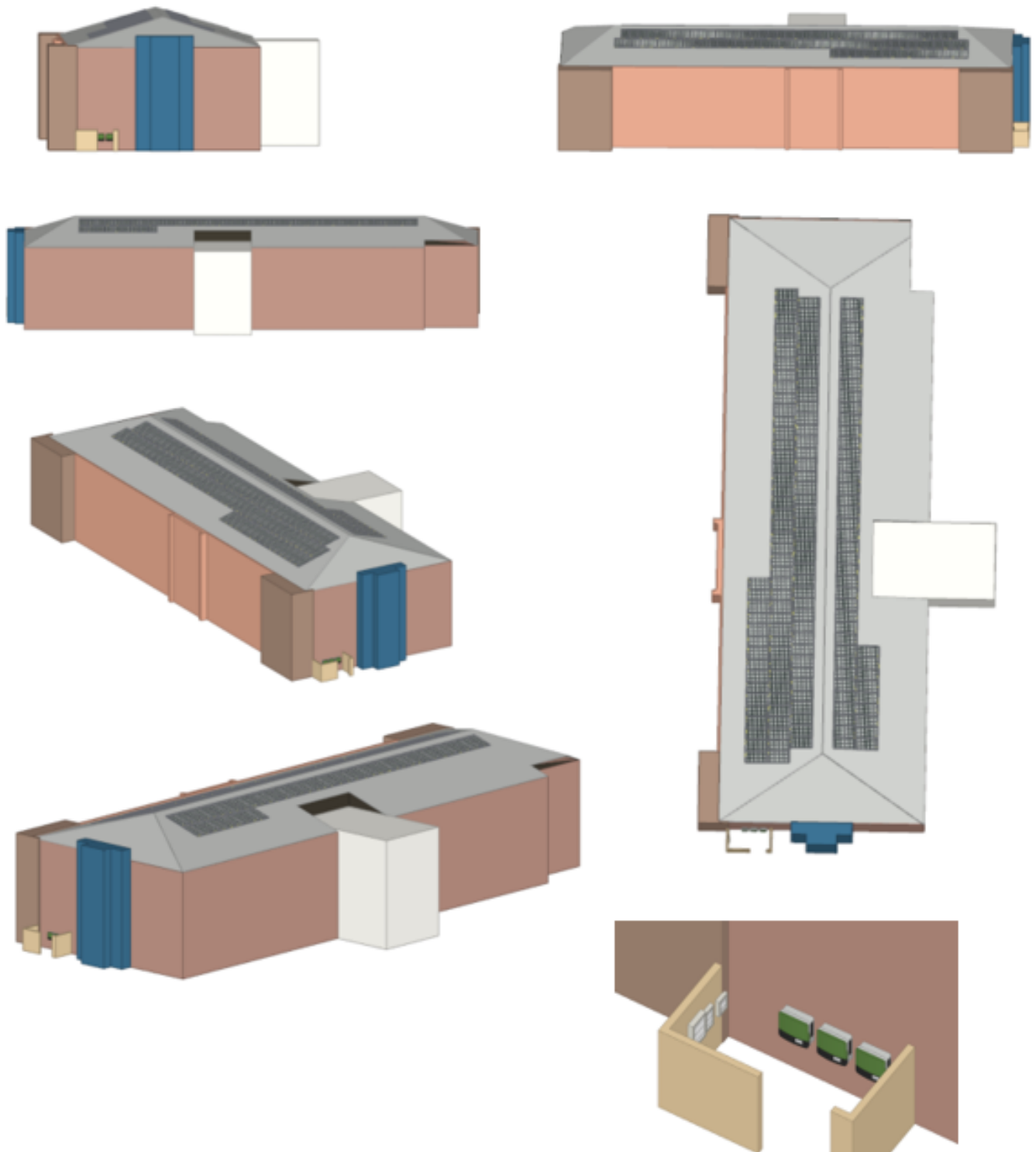


Figura 5.7: Diseño en 3D del edificio FELIPE II

ANEXO H

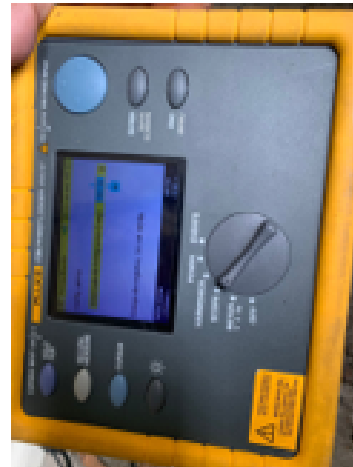


Figura 5.8: Mediciones realizadas en el área de distribución

ANEXO I



Figura 5.9: Ubicación y estado de cuadros de distribución

ANEXO J

1. TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS REFERENCIALES VIGENTES PARA EL SECTOR FINANCIERO PRIVADO, PÚBLICO Y, POPULAR Y SOLIDARIO	
Tasas de Interés Activas Referenciales ¹	
Segmentos de Crédito ²	% anual
Productivo Corporativo	10,34
Productivo Empresarial	11,19
Productivo PYMES	11,27
Consumo	16,32
Educativo	8,82
Educativo Social	5,49
Vivienda de Interés Público	4,98
Vivienda de Interés Social	4,98
Inmobiliario	9,94
Microcrédito Minorista	20,24
Microcrédito de Acumulación Simple	20,71
Microcrédito de Acumulación Ampliada	20,18
Inversión Pública	8,60

Figura 5.10: Tasa de interés