



Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Carrera de Electricidad

Estudio de prefactibilidad técnico-económica de la implementación de un sistema de generación distribuida fotovoltaica para el autoabastecimiento de energía eléctrica a los aularios del Eco-Campus Balzay de la Universidad de Cuenca

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

Autores:

Richard Fernando Criollo Enríquez

Danny Paúl Guallas Dominguez

Director:

Danny Vinicio Ochoa Correa

ORCID:  0000-0001-5633-1480

Cuenca, Ecuador

2024-07-31

Resumen

El presente estudio de prefactibilidad consiste en un análisis técnico-económico para la implementación de un sistema de generación distribuida fotovoltaica con el fin de autoabastecer los bloques Administrativos, B y C del Eco-Campus Balzay. El estudio técnico se desarrolla a partir de la evaluación del recurso solar disponible. Luego, se realiza un análisis de la demanda energética por parte de cada edificación bajo estudio mediante campañas de medición de consumo energético. A partir de ello, se selecciona los equipos a utilizar para proceder con el dimensionamiento del sistema fotovoltaico. Para realizar el dimensionamiento se estiman las posibles pérdidas del sistema por diversos factores, para luego diseñar la configuración del sistema fotovoltaico, teniendo en cuenta aspectos como el espacio disponible sobre las azoteas de los edificios, la distancia entre paneles solares y el número de paneles solares en serie y paralelo para el funcionamiento óptimo del inversor y del sistema. Una vez dimensionado el sistema solar fotovoltaico se determina la cantidad de energía generada mensual y anualmente con la ayuda del software HOMER Pro. Con ello, se realiza el balance neto entre energía inyectada y consumida para determinar el ahorro anual pronosticado. Finalmente, se calcula el valor total de la inversión y mediante el uso de índices de viabilidad económica se determina en que escenarios es viable el proyecto, y la importancia del mismo en la lucha contra el cambio climático y la promoción de energías renovables y limpias.

Palabras clave del autor: paneles solares fotovoltaicos, autoabastecimiento, generación distribuida, energía solar



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

Repositorio Institucional: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Abstract

The present pre-feasibility study consists of a technical-economic analysis for the implementation of a distributed photovoltaic generation system aimed at self-supplying the Administrative, B, and C blocks of the Eco-Campus Balzay. The technical study is developed based on the analysis of the available solar resource. Subsequently, an energy demand study is conducted for each building under consideration through energy consumption measurement campaigns. Based on this, the equipment to be used is selected to proceed with the sizing of the photovoltaic system. For the sizing, potential system losses due to various factors are estimated, followed by the design of the photovoltaic system configuration, taking into account aspects such as the available rooftop space of the buildings, the distance between solar panels, and the number of solar panels in series and parallel for the optimal operation of the inverter and the system. Once the solar photovoltaic system is sized, the monthly and annual energy generation is determined using HOMER Pro software. A net balance between injected and consumed energy is then performed to determine the forecasted annual savings. Finally, the total investment value is calculated, and using economic viability indices, the scenarios in which the project is viable are determined, highlighting its importance in the fight against climate change and the promotion of renewable and clean energy.

Author Keywords: solar photovoltaic panels, self sufficiency, distributed Generation, solar energy



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

Institutional Repository: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Índice de contenido

1. Generalidades	14
1.1. Introducción	14
1.2. Antecedentes	15
1.3. Objetivos	16
1.3.1. Objetivo general	16
1.3.2. Objetivos específicos	17
1.4. Alcance	17
1.5. Justificación del proyecto	18
2. Fundamentos teóricos	20
2.1. Energía solar	20
2.1.1. Introducción a la energía solar	20
2.1.2. Energía solar fotovoltaica	22
2.1.3. Radiación solar	23
2.1.3.1. Radiación directa	23
2.1.3.2. Radiación difusa	23
2.1.3.3. Radiación reflejada albedo	24
2.1.3.4. Medida de la radiación solar	24
2.2. Tipos de sistemas fotovoltaico	25
2.2.1. Sistemas fotovoltaicos aislados de la red	25
2.2.2. Sistemas fotovoltaicos conectados a red	25
2.3. Componentes de los sistemas fotovoltaicos	27
2.3.1. Panel Solar	27
2.3.1.1. Tipos de paneles solares	27
2.3.1.2. Parámetros eléctricos de los paneles solares	28
2.3.2. Inversores	29
2.3.2.1. Tipos de inversores	29
2.3.3. Parámetros del inversor	30
2.3.4. Regulador	31
2.3.5. Baterías	31
2.3.5.1. Parámetros eléctricos	32

2.3.5.2. Tipos de baterías	32
2.4. Configuración de las instalaciones fotovoltaicas	34
2.4.1. Orientación e inclinación de los paneles solares	34
2.4.1.1. Azimut (α)	34
2.4.1.2. Inclinación β	34
2.4.2. Distancia entre filas y módulos	36
2.4.3. Agrupamiento y conexión de paneles solares fotovoltaicos	36
2.4.4. Conexión de inversores	37
2.4.4.1. Inversor central	37
2.4.4.2. Inversor de cadena	38
2.4.4.3. Inversor multicadena	38
2.4.4.4. Inversor integrado en el módulo	39
2.5. Pérdidas de un sistema fotovoltaico	39
2.6. Software de modelamiento	40
2.6.1. SAM	40
2.6.2. HOMER	40
2.7. Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica	41
3. Análisis técnico.	44
3.1. Descripción de la ubicación	44
3.2. Análisis del recurso solar	44
3.2.1. Irradiancia solar	45
3.2.2. Horas solares pico	47
3.2.3. Verificación y contraste de la información	48
3.3. Estimación de la demanda energética	50
3.4. Selección de equipos	56
3.4.1. Paneles solares	56
3.4.2. Inversores	58
3.5. Pérdidas del Sistema	58
3.5.1. Pérdidas por orientación e inclinación	58
3.5.2. Pérdidas por sombras	62
3.5.3. Pérdidas térmicas	65

3.5.4. Pérdidas por efecto mismatch	67
3.5.5. Pérdidas por polución	67
3.5.6. Pérdidas del inversor	68
3.5.7. Factor de rendimiento	68
3.6. Determinación del número de paneles e inversores	68
3.6.1. Cálculo del número mínimo de paneles	68
3.6.2. Cálculo de número de inversores	70
3.7. Configuración del sistema fotovoltaico	70
3.7.1. Áreas de emplazamiento	70
3.7.2. Distancia mínima entre filas de módulos	71
3.7.3. Número de paneles máximo en las techumbres de las edifica- ciones	73
3.7.4. Número de paneles solares en serie	74
3.7.5. Número de paneles solares en paralelo	75
3.7.6. Arreglo del sistema fotovoltaico	76
3.7.7. Emplazamiento	77
3.8. Cálculo de la energía anual producida	78
3.9. Factor de planta	81
3.10. Simulación del sistema fotovoltaico	81
3.10.1. Simulación en el software HOMER Pro	81
3.10.2. Simulación en el software SAM (System Advice Model)	84
3.10.3. Comparativa entre resultados simulados y calculados	87
4. Análisis económico.	88
4.1. Indicadores económicos	88
4.1.1. Flujo de caja	88
4.1.2. Tasa de descuento	88
4.1.3. Valor actual neto (VAN)	89
4.1.4. Tasa interna de retorno (TIR)	90
4.1.5. Pay-Back	91
4.2. Costos del proyecto	91
4.2.1. Costos de inversión del Generador Fotovoltaico	91
4.2.2. Costos de operación y mantenimiento	92

4.3. Balance energético	93
4.4. Análisis de los indicadores económicos	97
4.4.0.1. Cálculo del Pay-Back	99
4.4.0.2. Cálculo de la tasa interna de retorno (TIR)	99
4.4.0.3. Cálculo del valor actual neto (VAN)	101
5. Resultados - discusión	103
5.1. Producción de energía fotovoltaica	103
5.2. Comparativa entre patrones de producción y demanda	104
5.3. Análisis de viabilidad del proyecto	107
5.4. Beneficios ambientales	108
5.5. Comparativa de estudios similares en el Ecuador	109
6. Conclusiones y recomendaciones	112
6.1. Conclusiones	112
6.2. Recomendaciones	115
6.3. Trabajos futuros	115
Referencias	116
A. Anexos	121
A.1. Datos técnicos del panel solar	121
A.2. Datos técnicos del inversor Growwatt	123

Índice de figuras

2.1. Tipos de fuentes de energía renovables	21
2.2. Funcionamiento de una célula solar.	22
2.3. Sistema fotovoltaico aislado a red.	26
2.4. Sistema fotovoltaico conectado a red	26
2.5. Curva característica I-V de una célula FV.	28
2.6. Ángulo de azimut para módulos fotovoltaico.	35
2.7. Ángulo de inclinación latitud de 41°	35
2.8. Distancia mínima entre paneles solares.	36
2.9. Paneles solares conectados en serie.	37
2.10. Paneles solares conectados en paralelo.	37
2.11. Modalidad 1a.	42
3.1. Curva de irradiancia diaria promedio de cada mes	46
3.2. Irradiancia promedio mensual	46
3.3. Valores promedio mensuales de horas solares pico	48
3.4. Irradiancia promedio mensual proporcionada por NSRBD	49
3.5. Curva de demanda promedio diaria Bloque Administrativo.	51
3.6. Curva de demanda promedio diaria Bloque B	52
3.7. Curva de demanda promedio diaria Bloque C.	53
3.8. Consumo de energía semanal.	54
3.9. Energía consumida mensualmente por las edificaciones.	56
3.10. Orientación de los paneles solares.	60
3.11. Margen ángulo de inclinación.	61
3.12. Identificación de obstáculos en las proximidades del bloque C.	62
3.13. Identificación de obstáculos en las proximidades del bloque B.	63
3.14. Modelado de obstáculos en las proximidades del bloque Administrativo.	64
3.15. Pérdidas por sombreado para el bloque Administrativo.	64
3.16. Área disponible en las cubiertas de las edificaciones.	71
3.17. Distancia mínima entre paneles solares.	72
3.18. Capacidad máxima de paneles solares.	73
3.19. Diagrama unifilar.	79

3.20. Energía generada mensual.	80
3.21. Irradiancia diaria estimada en el software HOMER Pro.	82
3.22. Resumen de resultados del software HOMER Pro.	82
3.23. Energía generada Mensual.	83
3.24. Localización y recursos solares en SAM.	84
3.25. Características técnicas del módulo fotovoltaico y del inversor en SAM.	85
3.26. Diseño fotovoltaico calculado por SAM.	85
3.27. Resultados calculados por SAM.	86
3.28. Energía Generada mensual por el software SAM.	86
4.1. Desglose detallado de los costos totales de instalación de energía solar fotovoltaica por país, 2022.	92
4.2. Balance neto de energía generada y consumida.	96
4.3. Flujo de caja acumulada (FCA).	99
4.4. TIR para un período de 25 años.	101
4.5. VAN en un período de 25 años.	102
5.1. Energía generada Mensual.	103
5.2. Comparación entre pronósticos de energía generada y consumida para el mes de mayor producción: Día laborable.	105
5.3. Comparación entre pronósticos de energía generada y consumida para el mes de mayor producción: Fin de semana.	106
5.4. Comparación entre pronósticos de energía generada y consumida para el mes de menor producción: Día laborable.	106
5.5. Comparación entre pronósticos de energía generada y consumida para el mes de menor producción: Fin de semana.	107
5.6. VAN y TIR.	108

Índice de tablas

2.1. Estimación de pérdidas en una instalación conectada a la red.	39
2.2. Vida útil de tecnologías de generación de energía eléctrica	42
3.1. Irradiancia global media diaria	47
3.2. Hora solar pico anual	48
3.3. Error porcentual entre datos satelitales y datos de la estación meteorológica del laboratorio de la Microred	50
3.4. Energía semanal consumida.	53
3.5. Energía promedio consumida.	54
3.6. Días del año 2023.	54
3.7. Energía consumida mensualmente.	55
3.8. Energía consumida anualmente.	56
3.9. Comparativa entre paneles solares.	57
3.10. Comparativa entre inversores.	58
3.11. Datos eléctricos del inversor Growatt MID 25KTL3.	59
3.12. Ángulo de orientación de los paneles solares.	60
3.13. Pérdidas por sombreado en el bloque Administrativo.	65
3.14. Pérdidas por temperatura.	66
3.15. Estimación de perdidas globales del sistema.	68
3.16. Potencia pico que debe suministrar el generador fotovoltaico.	69
3.17. Número de módulo fotovoltaicos necesarios para el diseño.	70
3.18. Área disponible en las cubiertas de las edificaciones.	71
3.19. Capacidad total de paneles solares por edificación.	74
3.20. Arreglo de paneles solares por inversor.	76
3.21. Número de paneles fotovoltaicos a emplazar.	78
3.22. Energía generada Mensual.	80
3.23. Cálculo obtenido en el software HOMER Pro de la energía generada Mensual.	83
3.24. Comparativa entre Resultados simulados y Calculados.	87
4.1. Costo referencial de la inversión para el Generador Fotovoltaico	93
4.2. Cargos Tarifarios de la categoría: Beneficio Público con Demanda Horaria	94

4.3. Balance neto de energía mensual sin Sistema Fotovoltaico	95
4.4. Cargo por demanda máxima.	96
4.5. Balance neto de energía mensual con Sistema Fotovoltaico	97
4.6. Ahorro anual	97
4.7. Flujo de caja para un periodo de 25 años	98
4.8. Tasa interna de retorno para un período de 25 años	100
4.9. Valor actual neto	101
5.1. Mes de mayor y menor producción de energía	104
5.2. Energía generada por el SFV calculada y simulada	104
5.3. Comparativa de Estudios similares en el Ecuador	111

Dedicatoria y agradecimientos

Quiero agradecer a Dios por haberme guiado durante toda mi vida, ser mi apoyo incondicional y permitirme alcanzar cada una de mis metas.

A toda mi familia, por siempre aportar con su granito de arena en mi formación personal y educativa. Quiero agradecer a mis padres, que siempre han estado a mi lado, y que con su consejo y amor me han hecho la persona que soy. También, quiero agradecer a mi novia, por apoyarme en todo momento y siempre impulsarme a ser mejor.

A mis maestros, que con su conocimiento y pasión por enseñar, me han dado las herramientas para desenvolverme en mi vida profesional. Un agradecimiento especial al Dr. Danny Ochoa y al MSc. Vinicio Iñiguez por su tutela y apoyo en este proyecto de titulación, y de igual manera al personal del Laboratorio de la Micro-Red por su ayuda constante.

Finalmente, quiero agradecerme a mí mismo por nunca darme por vencido y siempre seguir mis sueños. Sé que con perseverancia todo se alcanza.

Richard Fernando Criollo Enríquez

Dedicatoria y agradecimientos

A Dios, por ser mi guía y fortaleza en cada paso de este largo camino, y por darme la sabiduría y perseverancia necesarias para alcanzar mis sueños y metas.

A mis padres, por su amor incondicional, su apoyo constante y por creer en mí siempre, inspirándome cada día con su ejemplo de perseverancia y voluntad.

A mis profesores y mentores, por su invaluable guía y sabiduría con un agradecimiento especial al Dr. Danny Ochoa y al MSc. Vinicio Iñiguez por compartir su conocimiento con pasión y dedicación y de igual manera al personal del Laboratorio de la Micro-Red, por su asistencia constante y apoyo técnico durante el desarrollo de esta tesis.

Danny Paúl Guailas Domínguez

1.Generalidades

1.1. Introducción

En las últimas décadas, la energía fotovoltaica ha emergido como una solución prometedora para abordar los desafíos energéticos y ambientales que enfrenta la humanidad en el siglo XXI, siendo una alternativa clave para lograr una transición energética más sostenible [1]. A lo largo de los últimos años, se han observado mejoras significativas en el diseño y fabricación de paneles fotovoltaicos, lo que ha llevado a una mejora constante en su eficiencia y, a su vez, a la reducción del costo de generación de energía [2].

Sin embargo, las energías renovables, como la energía solar fotovoltaica, enfrentan un desafío fundamental: los períodos de demanda energética no siempre coinciden con los de la oferta de energía [3]. Para fomentar el uso de las energías renovables, es crucial encontrar soluciones que permitan satisfacer la curva de demanda de manera eficiente y sostenible. En este sentido, sistemas tanto aislados como con conexión a la red eléctrica se presentan como alternativas clave.

Las baterías, aunque son una opción de almacenamiento viable, suponen un costo elevado para la instalación. Por lo tanto, utilizar un sistema fotovoltaico conectado a la red emerge como una alternativa atractiva para cubrir la demanda eléctrica de manera más sostenible para el ambiente, constituyendo lo que se conoce como generación distribuida, en donde un consumidor no depende únicamente del sistema fotovoltaico y tiene la facilidad de cubrir su demanda con energía proveniente de la red y de verter a ésta los excedentes de generación cuando coincide con periodos de mínima demanda garantizando, con esto, el abastecimiento energético [4], [5].

Basado en lo anterior mencionado, el propósito principal de este estudio es realizar un análisis de prefactibilidad de un sistema de generación distribuida fotovoltaica en los aularios del Eco-Campus Balzay de la Universidad de Cuenca. Este análisis se llevará a cabo a través de un enfoque técnico-económico, aprovechando el concepto de generación distribuida para evaluar la viabilidad del proyecto.

El documento está estructurado en cinco capítulos. En el primer capítulo, se expone las generalidades del proyecto. En el segundo capítulo, se presenta la base teórica,

abordando los diferentes conceptos teóricos que respaldan el estudio. El tercer capítulo se enfoca en el análisis técnico, detallando la planificación y diseño del sistema de generación distribuida fotovoltaico. En el penúltimo capítulo, se lleva a cabo un análisis económico para explorar los aspectos financieros del proyecto. Finalmente, se revelan los resultados del análisis técnico y económico necesarios para determinar la viabilidad del proyecto.

1.2. Antecedentes

El sol es considerado como una fuente ilimitada de energía hasta cierto punto, teóricamente es infinito. Sin embargo, la energía eléctrica aprovechable mediante el uso de paneles solares que captan la radiación del sol es limitada, dependiendo de la calidad y eficiencia de sus componentes, sin olvidar la calidad del diseño realizado, la ubicación y orientación del sistema fotovoltaico [6].

A partir del año 2015, el consumo de energías renovables se ha elevado un 2.3 % lo que ha ayudado a mantener estables las emisiones de carbono en los años posteriores. Basado en esto, la ONU estableció la iniciativa de aumentar la participación de las energías renovables al 36 % para el año 2030 [7]. En este contexto, en Europa la generación de electricidad mediante energías renovables aumentó del 25 % en 2012 al 36 % en 2022 con una alta participación de generación mediante energía eólica y fotovoltaica. Es importante mencionar que la generación mediante paneles solares fotovoltaicos creció de forma record de 11.2 % en 2021 a 21.6 % en 2022. En cambio, en América Latina la generación de electricidad mediante energías renovables aumentó del 56 % en 2021 a un valor de 61 % en 2022. La energía hidroeléctrica predomina en esta región contribuyendo con el 73 % de la producción renovable [8].

Actualmente, según la International Energy Agency la energía solar fotovoltaica genera más electricidad que todo el sistema eléctrico de EE.UU. Esto se ha debido a la notable inversión que se ha dado por parte de los gobiernos y el aumento de la eficiencia que han tenido los paneles solares fotovoltaicos, alrededor de un 0.3 % de mejora por año en la última década, con eficiencias entre un 13 % y 22 % [9]. Se tiene la expectativa de que la contribución de la energía fotovoltaica para la producción de

la electricidad en el mundo alcance un 16 % en 2050. De esta forma, la generación fotovoltaica aportaría con un 17 % de toda la electricidad limpia, y el 20 % de toda la electricidad renovable [7].

En Ecuador, su ubicación permite que se pueda aprovechar el recurso solar a lo largo del año, con un valor de radiación promedio de $4574.99 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$. Las zonas del país que destacan por recibir una mayor radiación solar son las provincias de Loja, el centro de Pichincha y la parte sur del Azuay, cada una de ellas con una radiación sobre los $5000 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ [10].

La producción de electricidad en Ecuador se la realiza de forma centralizada mediante grandes centrales de generación. El inconveniente de este tipo de producción se ve reflejado en las pérdidas del sistema al transportar la energía eléctrica a lugares lejanos y la posible disminución de la calidad de la misma. Frente a ello, en las últimas décadas, apareció un modelo alternativo conocido como Generación Distribuida (GD), la cual se basa en una producción de electricidad descentralizada en pequeñas cantidades conectado al sistema eléctrico [11].

En la actualidad, el marco regulatorio relacionado con la Generación Distribuida representa un avance significativo en el campo de la ingeniería eléctrica. Este enfoque mejora la forma tradicional de generación centralizada y ofrece nuevos beneficios. Una correcta implementación de la generación distribuida permitirá expandir el mercado eléctrico, diversificar la matriz energética que es de suma importancia para el país y llegar a áreas de difícil acceso que suelen presentar una calidad de energía deficiente [12].

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Realizar un estudio de prefactibilidad de un sistema de generación distribuida fotovoltaica en los aularios del Eco-Campus Balzay de la Universidad de Cuenca, a través de un análisis técnico-económico.

1.3.2. Objetivos específicos

- Analizar el recurso solar histórico en el campus mediante un levantamiento detallado de datos meteorológicos, con el fin de dimensionar adecuadamente el sistema de generación fotovoltaica para cada edificación bajo estudio.
- Evaluar la demanda de energía eléctrica de las edificaciones que alberguen los aularios del Eco-Campus Balzay de la Universidad de Cuenca, mediante el registro automático de variables eléctricas de interés para tomar en cuenta patrones de consumo diario y estacional en el diseño del sistema.
- Desarrollar el diseño del sistema de generación de energía fotovoltaica, considerando su ubicación sobre los techos de las edificaciones bajo estudio del Eco-Campus Balzay con el fin de aprovechar la regulación de generación distribuida ARCERNNR-008/23.
- Realizar un análisis de prefactibilidad técnico-económica que evalúe la eficiencia técnica del sistema propuesto y calcule su rentabilidad en el tiempo, considerando los costos de inversión y los ahorros proyectados.

1.4. Alcance

El presente trabajo de titulación tiene la finalidad de desarrollar un estudio de factibilidad para la implementación de un sistema de generación distribuida fotovoltaica en los aularios del Eco-Campus Balzay de la Universidad de Cuenca mediante un estudio técnico-económico.

El análisis técnico conducirá al diseño de un sistema fotovoltaico situado en las cubiertas de las edificaciones del Bloque Administrativo, Bloque B y Bloque C del Eco-Campus Balzay de la Universidad de Cuenca. Este análisis abordará la evaluación de la demanda energética de las edificaciones bajo estudio (Bloque Administrativo, Bloque B y Bloque C), utilizando registros automáticos de variables eléctricas pertinentes. Estos registros permitirán captar los patrones de consumo diario y estacional, los cuales serán considerados en el diseño del sistema de autoabastecimiento energético para las edificaciones bajo estudio.

En el análisis económico se examinarán los aspectos financieros del proyecto. Además, se detallarán los costos de inversión, incluyendo los componentes como paneles, inversores y estructuras. Se calculará el balance energético neto con base en la regulación ARCERNNR-008/23.

Finalmente se analizará los ahorros proyectados en la factura eléctrica y se calculará el período de retorno de la inversión como indicador de viabilidad económica del proyecto planteado.

1.5. Justificación del proyecto

En 2015, la ONU dio su visto bueno a la Agenda 2030 con la finalidad de elevar el bienestar de las generaciones presentes y venideras. El programa contempla 17 metas para el Desarrollo Sostenible (ODS) que apoyan la erradicación de la pobreza, sanidad, protección social, acciones y medidas para la protección del medioambiente.

Por tal motivo, a través del desarrollo de iniciativas para la generación de energía eléctrica mediante energías renovables, se apoya al cumplimiento de la meta 7.2: "De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas" del Objetivo 7, el cual trata de asegurar que todas las personas puedan acceder a una energía que sea económica, segura, sostenible y de tecnología avanzada.

Por su parte, el gobierno ecuatoriano tiene sus propias metas sobre la implementación de energías renovables, para la década actual. Entre ellas se destacan: Alcanzar una capacidad instalada de energía solar fotovoltaica de 1500 MW para 2030, fomentar iniciativas para la generación de energía eléctrica mediante energías renovables a través de mecanismos de financiamiento, regulación y promoción, disminuir en un 25 % la liberación de gases responsables del efecto invernadero para 2030 en comparación con los niveles registrados en 2010 [13].

En vista de lo mencionado anteriormente, se plantea realizar un estudio técnico-económico para la generación de electricidad a través de la energía fotovoltaica en ciertas edificaciones del Eco-Campus Balzay. De esta forma, la Universidad de Cuenca aporta al cumplimiento del ODS 7 y las metas propuestas por parte del gobierno

Ecuatoriano. Además, en caso de que el estudio sea positivo y el sistema sea rentable, se evitarán pagos futuros del consumo de electricidad, siendo de gran ayuda para la Universidad que cada año se ve afectada por los recortes presupuestarios.

2. Fundamentos teóricos

En este capítulo se presentan los fundamentos teóricos y conceptos relevantes que servirán de apoyo para el desarrollo del trabajo de titulación. La sección 2.1 ofrece una visión general de la energía solar, abarcando conceptos como la radiación solar y otros aspectos importantes para introducir este tipo de energía renovable. La sección 2.2 describe los tipos de sistemas fotovoltaicos, tanto los conectados a la red como los aislados. La sección 2.3 detalla los componentes que forman parte de un sistema fotovoltaico, describiendo conceptos y parámetros generales de los paneles solares, inversores, baterías, entre otros. La sección 2.4 muestra las diferentes configuraciones de las instalaciones fotovoltaicas, definiendo conceptos relacionados con la orientación, la distancia entre filas y otros aspectos necesarios para el emplazamiento de plantas fotovoltaicas. La sección 2.5 describe las distintas pérdidas a las que está sujeta una instalación fotovoltaica. La sección 2.6 presenta dos softwares de modelación que se utilizarán para verificar la veracidad de los datos encontrados. Finalmente, la sección 2.7 aborda el marco normativo vigente referente a la generación distribuida en el Ecuador.

2.1. Energía solar

2.1.1. Introducción a la energía solar

Actualmente la electricidad desempeña un papel fundamental en el desarrollo económico, social y ambiental, lo que ha resultado en un significativo incremento en la demanda eléctrica y un alto impacto ambiental, esto debido a que en varias partes del mundo se sigue utilizando combustibles fósiles como una de las principales fuentes de generación de electricidad, las cuales emiten gases contaminantes. Este acontecimiento ha impulsado la exploración de alternativas energéticas basados principalmente en el uso de energías renovables [14].

Las energías renovables constituyen un conjunto de fuentes de energías que se obtienen de fuentes naturales, tales como la energía solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica y la biomasa, tal como se muestran en la Figura 2.1.

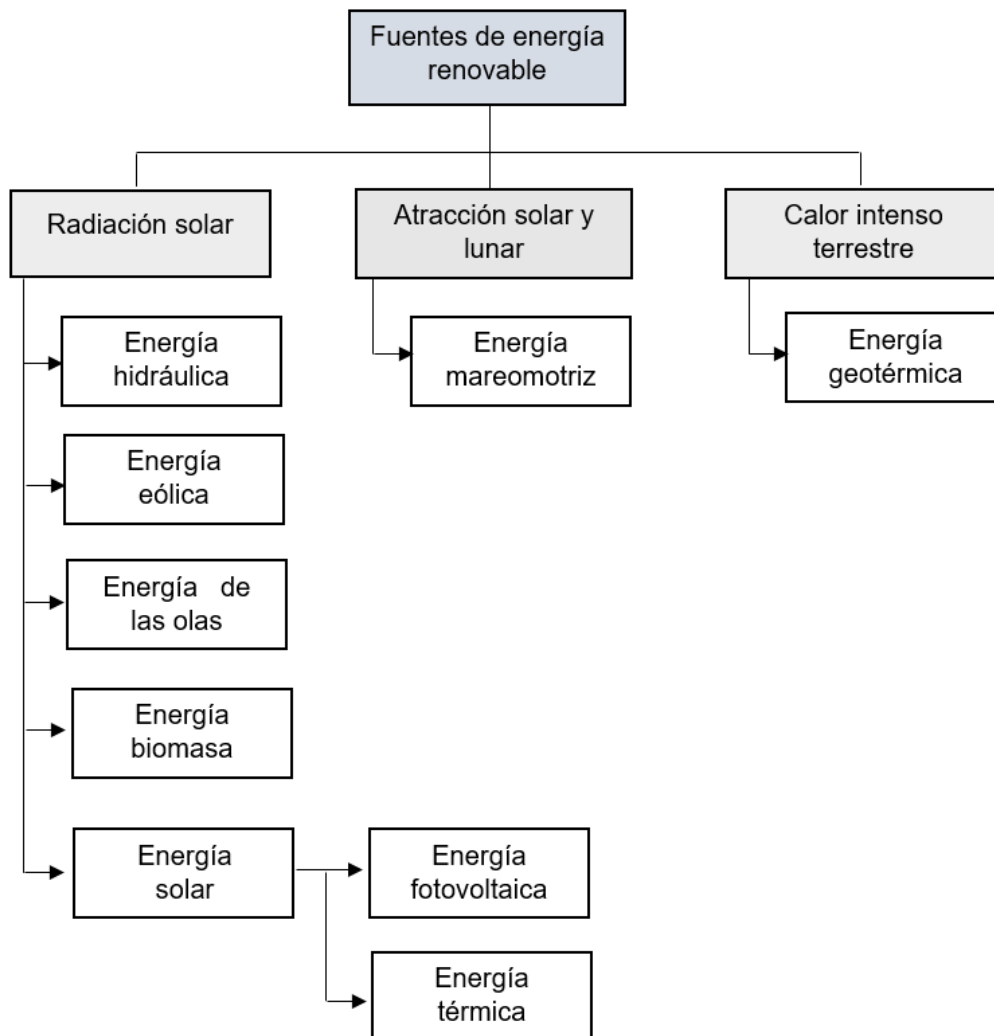


Figura 2.1: Tipos de fuentes de energía renovables. Fuente: [15].

En la Figura 2.1, se aprecia que la mayoría de las fuentes de energía renovable provienen de la radiación solar, ya sea de manera directa o indirecta. Dentro de esta categoría se encuentra la energía solar la cual se destaca como una de las alternativas energéticas más relevantes para una transición energética.

La energía solar se clasifica en dos tipos principales: generación solar fotovoltaica y generación solar térmica. La generación solar fotovoltaica implica la transformación directa de la luz proveniente del sol en energía eléctrica mediante el uso de paneles fotovoltaicos, mientras que la generación solar térmica implica generalmente el uso de espejos para concentrar la luz solar y generar calor. Estos dos enfoques ofrecen métodos efectivos y sostenibles para aprovechar la energía del sol en diversas aplicaciones energéticas.

2.1.2. Energía solar fotovoltaica

La energía fotovoltaica utiliza la radiación proveniente del sol mediante células fotovoltaicas para convertirla en electricidad [16].

Las células fotovoltaicas están formadas de dos semiconductores con impurezas de silicio, de tipo N y P para formar la unión P-N [17].

El funcionamiento de una célula solar se basa en que cuando la luz solar incide sobre la célula, transfiere las cargas eléctricas a la capa externa, esto provoca que las cargas positivas se dirijan hacia un lado mientras que las negativas se orientan en sentido opuesto generando polaridades localizadas en la interfaz de la unión P-N, como se observa en la Figura 2.2a. Una vez creado la polaridad el circuito eléctrico se completa, permitiendo que las cargas escapen de la célula y generen una corriente eléctrica, tal como se observa en la Figura 2.2b.

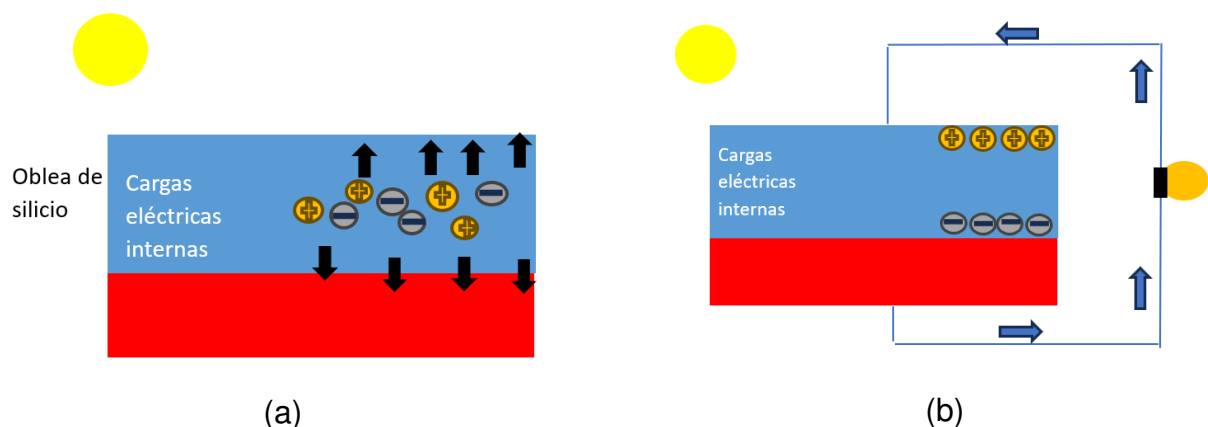


Figura 2.2: Funcionamiento de una célula solar. Fuente: [18].

Al examinar la operatividad de las células solares, se revela la importancia crucial de estas en la generación de energía solar fotovoltaica. Este método energético posee diversas ventajas:

- Aprovecha fuentes naturales inagotables, como la luz solar.
- No genera emisiones contaminantes durante su etapa de generación.
- En el contexto de instalaciones conectadas a la red, se ofrecen subvenciones públicas y primas por la producción energética.

- Fácil desmontaje luego de terminar su vida útil [15].

2.1.3. Radiación solar

Solo una porción de la energía que emite el Sol llega a la atmósfera terrestre como radiación solar. De esta energía que alcanza la Tierra, una parte es absorbida por las capas atmosféricas, mientras que otra es capturada por la superficie terrestre. Un pequeño porcentaje es reflejado de nuevo al espacio, tanto desde el suelo como a través de la dispersión atmosférica. Las nubes también juegan un papel significativo: reflejan una cantidad considerable de radiación solar al espacio, absorben una pequeña fracción y envían el resto al suelo como radiación difusa, que finalmente es absorbida por la superficie terrestre.

Aproximadamente el 48 % de la radiación solar logra alcanzar la superficie terrestre a través de tres diferentes rutas [19], tales como:

- Radiación directa.
- Radiación difusa.
- Radiación reflejada o albedo.

La combinación de estas tres rutas resulta en lo que se conoce como la irradiancia solar global. Para estandarizar mediciones, la industria ha adoptado un valor de referencia de 1000 W/m^2 [15].

2.1.3.1. Radiación directa

Es la que se recibe directamente del Sol, sin tener interferencia con nada y sin cambiar de dirección [19].

2.1.3.2. Radiación difusa

Es una radiación que llega de forma indirecta como resultado de la reflexión de la radiación solar absorbida por partículas de polvo y aire. Esta difusión ocurre cuando

los rayos solares se desvían debido a la presencia de partículas sólidas y moléculas de la atmósfera. Esta es la radiación comúnmente asociada con días nublados [19].

2.1.3.3. Radiación reflejada albedo

Es la radiación producida cuando la radiación solar directa se refleja en los elementos circundantes. La relevancia de esta radiación se da en áreas cercanas al mar y en regiones con nieve [19].

2.1.3.4. Medida de la radiación solar

Para medir la radiación del sol, se emplean dos unidades principales de medida como lo son la irradiancia y la irradiación.

- **Irradiancia:** La intensidad instantánea de la radiación solar en un momento específico se expresa como la cantidad de energía solar que alcanza una superficie por unidad de área y tiempo, medida típicamente en vatios por metro cuadrado (W/m^2). Esta irradiancia puede variar según la posición del sol, la cobertura de nubes y otras condiciones atmosféricas [14].
- **Irradiación:** La irradiación representa la cantidad total de energía solar recibida por una superficie durante un período de tiempo determinado. Se obtiene sumando la irradiancia en cada instante durante el período de interés y multiplicándola por la duración del intervalo de tiempo considerado. Comúnmente, la irradiación se expresa en vatios hora por metro cuadrado (Wh/m^2) o julios por metro cuadrado (J/m^2) [14].

Para evaluar la radiación solar en un lugar determinado en tiempo real, se recurre a diversos instrumentos. Destacan el piranómetro, empleado para medir la radiación total (suma de la directa y la difusa) en unidades de Watts por metro cuadrado (W/m^2), y el piroheliómetro, específicamente diseñado para captar la radiación directa [19].

2.2. Tipos de sistemas fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos pueden adoptar diferentes configuraciones según sus necesidades específicas, lo que les permite adaptarse para satisfacer requisitos energéticos particulares mediante la variación del tipo y la cantidad de elementos básicos. Como resultado, existen dos tipos principales de sistemas: los sistemas fotovoltaicos sin conexión a red y los sistemas conectados a la red.

2.2.1. Sistemas fotovoltaicos aislados de la red

En zonas apartadas, los sistemas fotovoltaicos sin conexión a red se consideran una salida para garantizar el suministro eléctrico en áreas donde la infraestructura de red convencional no está disponible [19].

Estos sistemas al depender únicamente de la energía fotovoltaica tienen la necesidad de contar con sistemas de almacenamiento como baterías para garantizar la continuidad del suministro eléctrico ante la ausencia de luz solar.

En la configuración de un sistema fotovoltaico independiente, se identifican componentes esenciales tales como:

- Módulos fotovoltaicos.
- Baterías.
- Inversor.
- Regulador de carga.

Dichos elementos se pueden observar en la Figura 2.3

2.2.2. Sistemas fotovoltaicos conectados a red

Los sistemas fotovoltaicos con conexión a red consisten básicamente de un generador fotovoltaico conectado a un inversor que opera en iguales características de tensión y frecuencia que la red eléctrica convencional [19], tal como se observa en la Figura 2.4.

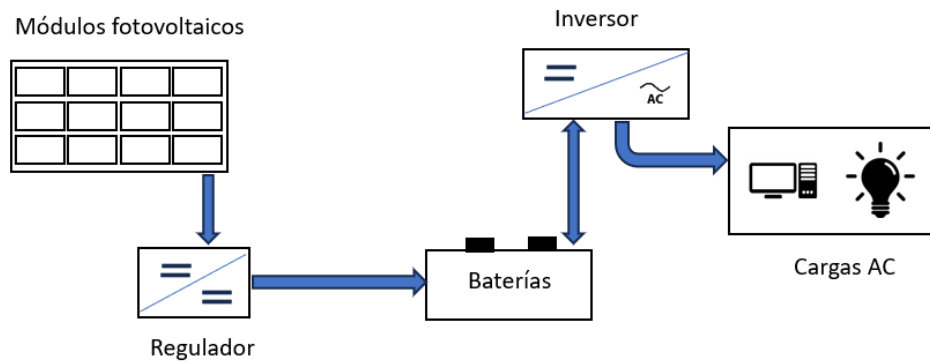


Figura 2.3: Sistema fotovoltaico aislado a red. Fuente: [20]

El funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red se fundamenta en la capacidad del generador fotovoltaico para capturar la radiación solar. A diferencia de los sistemas aislados, estos sistemas no almacenan la energía en baterías, sino que permiten utilizar la energía generada para el autoconsumo o para inyectar energía eléctrica a la red [19].

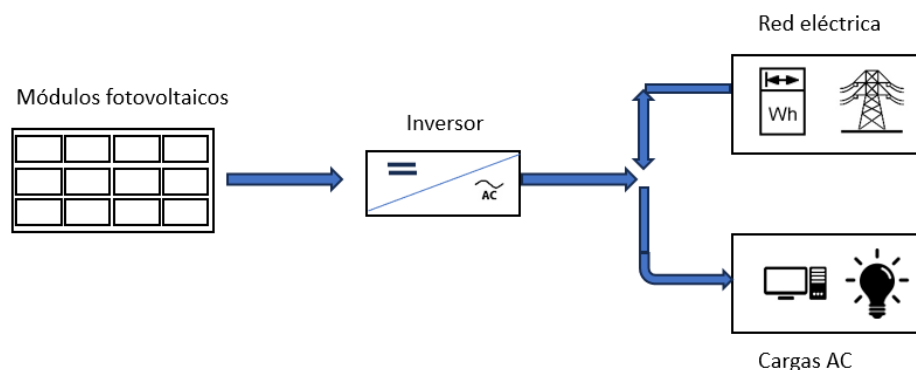


Figura 2.4: Sistema fotovoltaico conectado a red. Fuente: [20]

Los beneficios técnicos más importantes de este tipo de sistemas son:

- Aumento de la capacidad de la red tradicional.
- Minimización de las pérdidas en la transmisión y distribución de energía.
- Estabilización del voltaje en las redes de distribución.
- Permite asumir carga en horas pico.
- Compensación de la potencia reactiva en las redes de distribución [21].

En la composición de un sistema fotovoltaico con conexión a la red, se destacan

elementos como:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversor para la conexión a la red.
- Contador de energía bidireccional.

2.3. Componentes de los sistemas fotovoltaicos

2.3.1. Panel Solar

Un panel solar tiene como objetivo principal la captación de la energía radiante proveniente del sol para su posterior conversión en energía eléctrica. Este panel contiene células que están interconectadas eléctricamente. La salida de este panel fotovoltaico genera una señal de tensión directa diseñada para distintos niveles de voltaje, como por ejemplo 6, 12 o 24 voltios, adecuándose así a diferentes aplicaciones eléctricas. [14].

2.3.1.1. Tipos de paneles solares

Existen una amplia gama de paneles solares, cada uno definido por la tecnología empleada en la fabricación de sus células fotovoltaicas como por ejemplo, las de silicio policristalino, monocristalino, entre otras.

- **Paneles solares monocristalinos:** estos paneles ofrecen un rendimiento sobresaliente, logrando alrededor del 22 % en producción en serie y hasta un 24 % en condiciones de laboratorio. Son fabricados a partir de silicio puro fundido y dopado con boro. Tienen una apariencia uniforme y suelen ser de color negro o azul oscuro en donde destacan por su eficacia energética y rentabilidad, lo que los convierte en las placas solares más comúnmente empleadas [17].
- **Paneles solares policristalinos:** ofrecen un rendimiento alrededor del 18 % y como característica principal resalta los patrones cristalinos y la tonalidad azul del mismo[14]. Se distinguen de los paneles monocristalinos por su forma cuadrada, lo que permite un aprovechamiento más eficiente del espacio entre las

células que conforman el panel solar. Además, el costo por panel es reducido comparado al resto del mercado, debido a que necesitan menos silicio en su fabricación y el proceso de producción es menos complicado, sin embargo, su rendimiento se ve afectado siendo menos eficiente que el monocristalino [17].

- **Paneles solares amorfos:** Estos paneles tienen una eficiencia inferior al 10 %, pero su mayor ventaja es su flexibilidad, lo que los hace muy adecuados para integrarse en diseños arquitectónicos. Por ejemplo, actualmente se están utilizando en techos (como tejas solares) y en las fachadas de edificios de oficinas, donde su capacidad de adaptación permite su instalación en áreas significativas. Su diseño extremadamente delgado y su rentabilidad económica los convierten en una opción con un futuro prometedor. [17].

2.3.1.2. Parámetros eléctricos de los paneles solares

La Figura 2.5 muestra la representación de la corriente de una célula fotovoltaica que varía en función de la tensión aplicada, junto con la curva de potencia correspondiente. Esta visualización ayuda a comprender el comportamiento de la célula fotovoltaica de manera más completa.

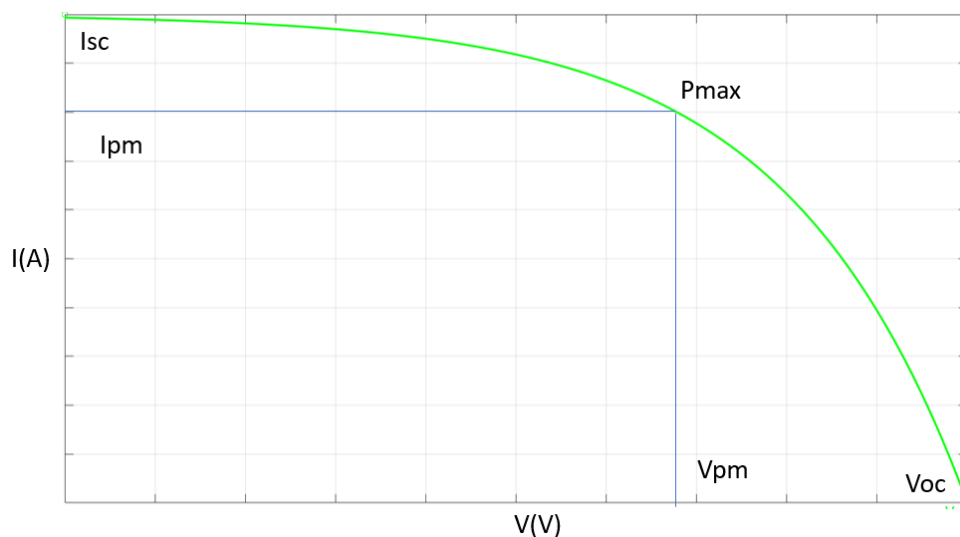


Figura 2.5: Curva característica I-V de una célula FV. Fuente: [19]

A continuación se presentan los parámetros de funcionamiento de una célula solar:

- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** Es la máxima intensidad que puede generar la célula solar en el momento en que no existe una diferencia de potencial aplicada en sus terminales, es decir, cuando la tensión es cero voltios [19].
- **Tensión de circuito abierto (V_{oc}):** Representa la tensión máxima alcanzable de una célula solar, y ocurre cuando la corriente que fluye es nula [19].
- **Factor de forma (F_F) :** Se encuentra relacionada con la potencia máxima, la tensión en circuito abierto y la intensidad de cortocircuito por la Ecuación 2.1, en donde el valor máximo posible es igual a uno [19].

$$P_{max} = I_{sc} \cdot V_{oc} \cdot F_F \quad (2.1)$$

- **Eficiencia (η):** Este parámetro define la eficiencia con la que la célula solar convierte la potencia lumínica que recibe en potencia eléctrica generada [19].

2.3.2. Inversores

El inversor desempeña un papel esencial en las instalaciones fotovoltaicas, especialmente cuando la mayoría de las cargas requieren corriente alterna. Este componente es importante al momento de la conversión de corriente continua a alterna, adaptando el voltaje y la frecuencia para satisfacer las demandas de las cargas conectadas.

2.3.2.1. Tipos de inversores

- **Inversor conectado a la red:** Este tipo de inversores trabajan en paralelo con la red eléctrica y ante la carencia de la misma, este tipo de equipos deben ser apartados del sistema [22]. Por tal motivo, este tipo de inversores cuentan con sistema de vigilancia y desconexión de la red, para evitar que funcione en modo isla.

- **Inversor aislado o autónomo:** Este tipo de inversores es utilizado en lugares donde la red eléctrica no se encuentra disponible la mayor parte del tiempo, como en las zonas rurales, montañas, y se precisa contar con suministro eléctrico [22].

Además, los inversores aislados deben entregar la potencia nominal de forma continua mientras se encuentre en el rango de temperatura apropiado para su operación, y también operar con todas las cargas que compone la instalación, incluso aquellas que cuenten con una corriente de arranque. En el caso de que el inversor se encuentre conectado directamente a un sistema de baterías, tiene que asegurar su protección contra sobrecargas y sobredescargas [23].

2.3.3. Parámetros del inversor

- **Potencia:** Determina la potencia máxima que podrá suministrar a la red en condiciones óptimas. Existe una gran variedad de potencias desde los kilovatios hasta los mega vatios [14].
- **Fases:** Generalmente los inversores inferiores a 5 kw suelen ser monofásicos, mientras que para una potencia mayor a 15 kw suelen ser trifásicos [14].
- **Protecciones:** El inversor como mínimo debe contar con protecciones como el interruptor automático, funcionamiento en isla, limitador de tensión mínima y máxima, limitador de frecuencia, protección contra contactos directos, protección contra sobrecargas y protecciones contra cortocircuitos [14].
- **Eficiencia:** Los modelos actuales cuentan con una eficiencia alrededor del 98 %. El rendimiento del inversor es mayor cuando mas próximo se esta de su potencia nominal, por lo tanto para un funcionamiento óptimo de una instalación la potencia pico del generador fotovoltaico nunca debe ser menor que la potencia nominal de inversor [14].

2.3.4. Regulador

El regulador tiene la función de evitar situaciones de carga excesiva de las baterías para prolongar sus ciclos de vida y permitir un correcto funcionamiento de la instalación [14].

El regulador de carga en un sistema fotovoltaico opera en dos zonas distintas. En la primera zona, su función principal es asegurar una carga adecuada para el acumulador, al mismo tiempo que previene posibles sobrecargas. La segunda zona se encarga de gestionar la descarga, evitando que sea excesiva y así protegiendo la vida útil de la batería. Además, el regulador de carga juega un papel fundamental en el control y la optimización del flujo de energía dentro del sistema fotovoltaico.

2.3.5. Baterías

La energía solar fotovoltaica experimenta una gran variabilidad debido a diversos factores. Algunas de estas variaciones son predecibles, como la duración de la noche, mientras que otras, como la nubosidad, son impredecibles [14]. Este hecho resalta la importancia de contar con sistemas de almacenamiento como baterías o acumuladores para garantizar un suministro continuo de energía, especialmente en el caso de sistemas aislados de la red eléctrica.

Las baterías son las encargadas de convertir su energía almacenada en forma química en energía eléctrica, y tienen la capacidad de recargarse mediante la electricidad generada por los paneles solares, utilizando un regulador de carga. Además de recargarse con energía solar, las baterías también pueden ser recargadas por otras fuentes de energía renovable, como la eólica, lo que las convierte en componentes fundamentales para el almacenamiento de energía en sistemas sostenibles. [14].

Las principales características que deben tener las baterías son una baja autodescarga, poco mantenimiento, fácil mantenimiento e instalación y una larga vida útil [15].

2.3.5.1. Parámetros eléctricos

- **Capacidad de almacenamiento:** Es la cantidad de electricidad que puede obtenerse durante una descarga completa del acumulador partiendo de un estado de carga total del mismo. Su unidad de medida es en amperios hora y se calcula como el producto de la intensidad de descarga por el tiempo [14].
- **Autodescarga:** Es el proceso por el cual el acumulador sin estar en uso tiende a descargarse [14].
- **Profundidad de descarga:** Representa los Amperios-hora extraídos de una batería plenamente cargada y se mide en tanto por ciento [15].
- **Vida útil en ciclos:** Un ciclo consiste en cargar y descargar la batería, lo que significa que una mayor profundidad de descarga reduce la cantidad de ciclos de vida de la batería.

2.3.5.2. Tipos de baterías

Existen distintos tipos de baterías disponibles para su adquisición, como las de plomo ácido, níquel-cadmio, níquel con metal de hidrógeno y de litio. Las baterías de plomo ácido son las más comunes debido a su versatilidad para adaptarse a diferentes corrientes de carga y su costo más bajo. Por otro lado, las baterías de níquel-cadmio ofrecen un mejor rendimiento, pero su precio es considerablemente más alto [15].

- **Baterías de Plomo-Ácido:**

La batería de plomo-ácido es ampliamente utilizada debido a su bajo costo. Esta batería tiene dos electrodos, uno de plomo (Pb) y otro de dióxido de plomo (PbO₂), inmersos en una solución de ácido sulfúrico (H₂SO₄) en agua destilada, que funciona como electrolito. Durante el proceso de carga, el electrodo positivo acumula dióxido de plomo (PbO₂), mientras que el electrodo negativo consiste en plomo puro. Al descargarse, tanto el electrodo positivo como el negativo se recubren con sulfato de plomo (PbSO₄), lo que indica una reacción química que ocurre dentro de la batería [17].

El ácido puede ser de antimonio, selenio o calcio, sin embargo las mejores son de antimonio que son de ciclo profundo y cuentan con una mayor descarga [15].

Existen baterías monoblock abierta, baterías de gel y baterías AGM. Las baterías AGM tienen mayor descarga que las de gel y son las mas resistentes para instalar en cualquier posición mientras que las monoblock abiertas son de una calidad inferior y de menor capacidad teniendo un buen uso para ciclos medios ya que son mas económicas [15].

Tienen algunas limitaciones, como su peso y tamaño relativamente grandes, así como su vida útil limitada en comparación con otras tecnologías de baterías más modernas.

- **Baterías Níquel-Cadmio:** Se basan en un proceso electroquímico donde la placa positiva contiene hidróxido de níquel, mientras que la placa negativa está compuesta por hidróxido de cadmio. Estas placas están sumergidas en un electrolito que consiste en una solución acuosa de hidróxido potásico con otros elementos disueltos [17].

Este tipo de baterías se caracterizan por tener descargas mas elevadas que las demás baterías, su vida útil es mas larga y pueden resistir temperaturas mas bajas [17].

- **Baterías Níquel-Metal Hidruro y litio:** Este tipo de batería cuenta con un electrodo compuesto de níquel (Ni), mientras que el otro electrodo está hecho de una aleación de hidruro. Es una alternativa menos perjudicial para el medio ambiente que las baterías de níquel-cadmio, ya que no contiene cadmio (Cd). Sin embargo, tiene la desventaja de una mayor autodescarga en comparación con las baterías de níquel-cadmio, lo que limita su aplicación en instalaciones solares fotovoltaicas [17].

Las de Litio son más caras, pero tienen hasta cuatro veces más densidad energética y permite un mayor número de ciclos.

2.4. Configuración de las instalaciones fotovoltaicas

2.4.1. Orientación e inclinación de los paneles solares

Al implementar paneles solares fotovoltaicos se tiene como objetivo generar la mayor cantidad de energía eléctrica, para lo cual, el panel solar debe captar la máxima irradiación solar disponible en la zona de instalación. Para que esto sea posible, el panel solar debe estar orientado perpendicularmente al Sol. No obstante, al estar nuestro planeta en constante movimiento, visto desde la tierra, la posición solar experimenta variaciones a lo largo del día, por lo que una correcta orientación e inclinación de los paneles solares permite recibir una mayor cantidad de radiación solar [17].

Es importante mencionar que la orientación de los paneles solares dependerá siempre del hemisferio en el que se encuentre la instalación fotovoltaica. Cuando se instala un sistema fotovoltaico en el hemisferio norte, es necesario dirigir los paneles solares hacia el sur, y en el caso contrario, en el hemisferio sur, deben apuntar hacia el norte [14].

2.4.1.1. Azimut (α)

Es el ángulo que se obtiene producto de la diferencia angular entre la proyección perpendicular de la superficie del panel solar fotovoltaico sobre el plano horizontal y la dirección sur en el caso de que nuestro sistema este ubicado en el hemisferio norte. Cabe mencionar que si el sistema fotovoltaico se ubica en el hemisferio sur, el ángulo de azimut será calculado como la diferencia entre la proyección y la dirección norte, esto puede apreciarse en la figura 2.6.

2.4.1.2. Inclinación β

Es el ángulo que se forma entre la superficie del módulo y el plano horizontal. Esto se realiza con el fin de que los rayos solares toquen perpendicularmente al panel fotovoltaico el mediodía [15]. Según el HE5 del Código Técnico de Edificación (CTE) una vez determinado el ángulo de azimut del panel solar fotovoltaico se determina el ángulo de inclinación a partir de la figura 2.7 que se encuentra realizada para una

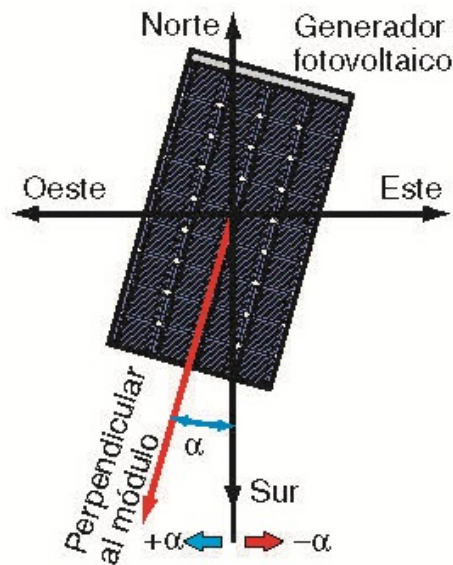


Figura 2.6: Ángulo de azimut para módulos fotovoltaico. Fuente: [23]

latitud de 41° . Posteriormente, se ajustan los límites de inclinación considerando la variación entre la latitud del sitio de instalación y la de 41° según las ecuaciones 2.2 y 2.3 obtenidas de [24].

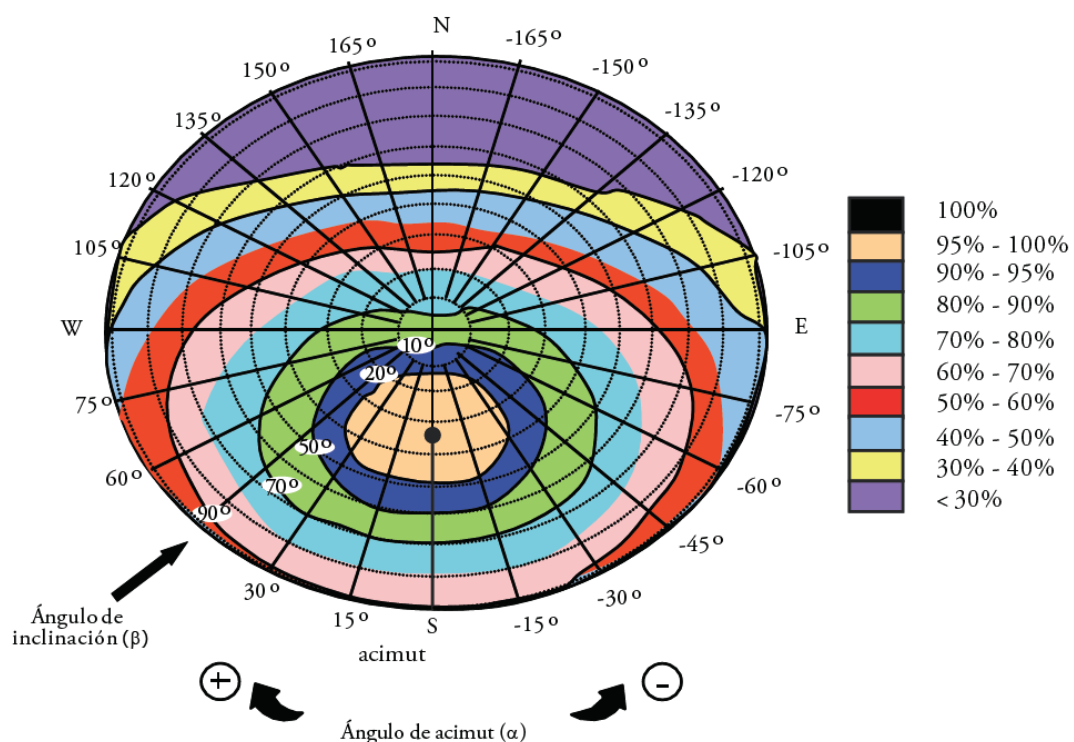


Figura 2.7: Ángulo de inclinación latitud de 41° . Fuente: [17]

$$\beta_{max} = \beta_{max_{\phi=41^\circ}} - (41^\circ - \text{latitud}) \quad (2.2)$$

$$\beta_{min} = \beta_{min_{\phi=41^{\circ}}} - (41^{\circ} - \text{latitud}) \quad (2.3)$$

2.4.2. Distancia entre filas y módulos

Es la distancia mínima que debe existir entre las filas de los paneles solares fotovoltaicos con el propósito de evitar cualquier obstrucción que genere sombras durante al menos cuatro horas de exposición solar al mediodía en la temporada con mayor ocurrencia de sombras [15]. Para ello, se aplica la Ecuación 2.4. Esto se observa en su plenitud en la figura 2.8.

$$d = \frac{h}{\tan(61^{\circ} - \text{latitud})} \quad (2.4)$$

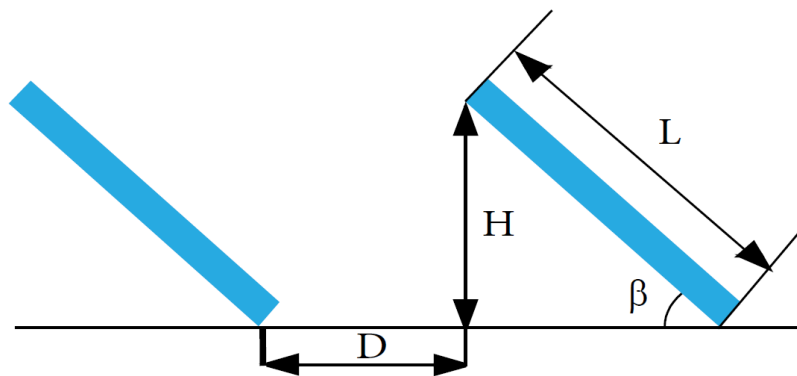


Figura 2.8: Distancia mínima entre paneles solares. Fuente: propia

2.4.3. Agrupamiento y conexión de paneles solares fotovoltaicos

Un arreglo se compone de varios paneles solares fotovoltaicos conectados entre si. Al conectar el cable positivo(+) de un panel solar con el cable negativo (-) de un segundo panel solar se da inicio a una cadena (string) en serie. Es importante mencionar que al conectar los paneles solares en serie, se suma el voltaje de cada uno de los mismo. No obstante, la corriente que produce cada panel solar sigue siendo la misma. Un conjunto de paneles solares con múltiples cadenas tienen un cable positivo y un cable negativo en el extremo de cada cadena. Al conectar las cadenas en paralelo se eleva el valor de la corriente del arreglo total. Las cadenas deben tener el mismo nivel

de voltaje ya que se encontrarán conectadas en serie, razón por la cual, deben de contener la misma cantidad de paneles solares con las mismas características [25].

En las figuras 2.9 y 2.10 se observa, a manera de ejemplo, las conexiones de paneles solares en serie y paralelo. En una primera instancia, al tener paneles solares conectados en serie, el voltaje total de la cadena se obtiene al sumar los voltajes individuales de cada uno de los paneles solares. Mientras que, al tener paneles solares en paralelo, la corriente total se calcula sumando las corrientes individuales de cada cadena., conservando el valor de la tensión propia de la cadena.

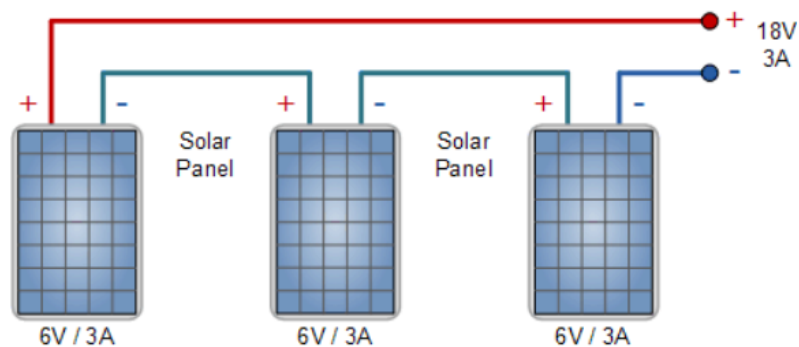


Figura 2.9: Paneles solares conectados en serie. Fuente: [26]

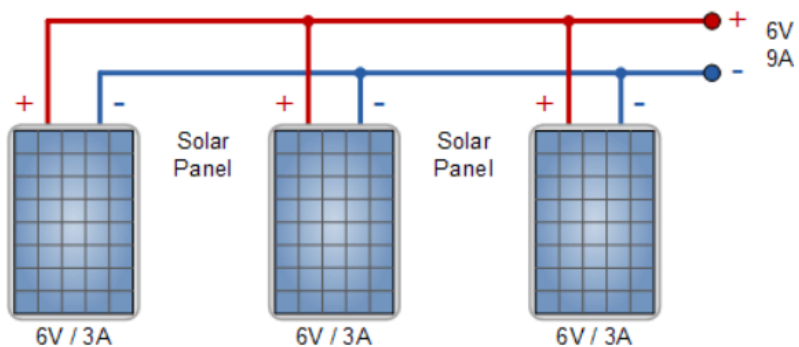


Figura 2.10: Paneles solares conectados en paralelo. Fuente: [26]

2.4.4. Conexión de inversores

2.4.4.1. Inversor central

En este caso, el sistema fotovoltaico se encuentra conectado a un único inversor. Generalmente es utilizado en instalaciones con gran potencia, en las que el sistema se encuentra formado por varias cadenas en paralelo de paneles solares [23].

Al utilizar este tipo de inversores se tiene un gran rendimiento en el sistema y costes reducidos ya que solo se dispone de una instalación centralizada. El inconveniente de este tipo de inversores es que se limita la fiabilidad del sistema fotovoltaico ya que depende de un único inversor y si se llegara a presentar problemas en el mismo, todo el sistema como tal tuviera que desconectarse y cesar su funcionamiento. Por otra parte, es necesario contar con diodos de bloqueo en cada rama para evitar corrientes inversas [23].

2.4.4.2. Inversor de cadena

En un sistema fotovoltaico compuesto por varias cadenas de paneles solares conectados en serie se coloca un inversor por cada cadena. Este tipo de inversores reciben su nombre ya que a su entrada solo disponen de una cadena de paneles solares. Con el fin de suplir la demanda total de paneles solares se pueden conectar varios inversores en paralelo [23].

Presentan un mayor rendimiento que los inversores centrales, ya que el seguimiento MPPT de cada inversor trabaja únicamente con la rama a la que se encuentra conectada y no con el sistema fotovoltaico en conjunto. Por otra parte, es posible descentralizar la instalación de inversores de modo que se reduzca el cableado en corriente continua siempre y cuando se garantice una protección adecuada. Finalmente, con este tipo de inversores la fiabilidad del sistema aumenta ya que es posible aislar o desconectar un inversor dejando el resto de ramas y equipos funcionando con normalidad [23].

2.4.4.3. Inversor multicadena

Este tipo de inversores permite al sistema la conexión de varias cadenas de paneles solares, cada una de ellas con su propio seguidor MPPT. Son utilizados para potencias entre 3 y 10 kW. La aplicación de estos inversores es una solución económica para instalaciones en las que los paneles solares pueden estar en diferentes condiciones de trabajo [23].

2.4.4.4. Inversor integrado en el módulo

Esta categoría hace referencia a inversores que van instalados directamente en el panel solar fotovoltaico que poseen generalmente poca potencia entre 50 y 500 W. En este tipo de casos no existe cableado en corriente continua ya que toda la instalación funciona en corriente alterna. El rendimiento de los inversores integrados en los paneles solares son menores a los inversores de cadena. Una clara desventaja de este tipo de equipos integrados es que en el caso de presentarse una falla en el inversor, solo puede cambiarse junto con el panel solar [23].

2.5. Pérdidas de un sistema fotovoltaico

El rendimiento global del sistema fotovoltaico (PR) se ve afectado considerablemente por diversos factores de pérdidas energéticas, tales como: pérdidas asociadas a la temperatura real de operación de los paneles solares fotovoltaicos, pérdidas por el rendimiento del inversor, pérdidas por sombreado, pérdidas por la orientación e inclinación de los paneles solares, pérdidas por suciedad, entre otros. Los valores típicos de las posibles pérdidas que se pueden dar en una instalación solar fotovoltaica conectada a la red se indican en la tabla 2.1. El valor total a utilizar de PR suele estar entre 0.7-0.78 [14].

Tabla 2.1: Estimación de perdidas en una instalación conectada a la red. Fuente: [14]

Estimación de posibles pérdidas	
Parámetro	Porcentaje (%)
Angulares y espectrales	3
Partículas de polvo y suciedad	3-6
Temperatura	5-14
Diferencia entre módulos	2
Interconexión y cableado	3
No seguimiento del PMP	3
Rendimiento de inversores	6

2.6. Software de modelamiento

2.6.1. SAM

El programa System Advisor Model (SAM), permite a los usuarios realizar análisis exhaustivos sobre la viabilidad técnica y económica de las energías y los sistemas energéticos renovables, así como la radiación disponible en todas las partes del mundo para los diversos estudios de sistemas fotovoltaicos. Además, compara el rendimiento de recursos como el sol, el viento y el agua a través de modelos matemáticos y proporciona una interfaz gráfica útil y fácil de usar para tener una visión clara de los parámetros analizados. SAM ha sido un software importante para los profesionales, investigadores e ingenieros en general para evaluar proyectos, comparar tecnologías, analizar riesgos financieros para tomar la mejor decisión posible. Este software es un pilar para la toma de decisiones de producción de energía limpia y una herramienta para evaluar y comparar opciones renovables y determinar su eficiencia y viabilidad financiera en diferentes condiciones [27].

2.6.2. HOMER

HOMER es un software de modelado energético que permite a sus usuarios diseñar proyectos energéticos con el uso de energías renovables. Éste software se destaca por su uso en el análisis de sistemas energéticos híbridos en la optimización de micro-redes. Principalmente es utilizado en la industria de las energías renovables, proporcionando a sus usuarios una plataforma para diseñar sistemas integrados siendo de gran utilidad para diseñar tanto sistemas de energía independientes como sistemas de energía conectados a la red. Su función de optimización es particularmente útil porque utiliza algoritmos especializados para evaluar múltiples escenarios y obtener el mejor resultado posible. Estos algoritmos aplicados son los responsables de encontrar la configuración más rentable y eficiente para un sistema eléctrico determinado, con una demanda de energía dada al menor costo posible [28].

2.7. Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica

El 1 de noviembre de 2023, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR) emitió la regulación Nro. ARCERNNR-008/2023, que reemplaza a la regulación Nro. ARCERNNR-001/2021 con algunos ajustes pertinentes. La regulación busca establecer las disposiciones para la habilitación, instalación, operación y mantenimiento de Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) de Consumidores Regulados, así como las directrices para la toma de medidas y el proceso de facturación de la energía eléctrica de los consumidores mencionados [29].

A partir de esta regulación, los consumidores pueden instalar Sistema de Generación Distribuida (SGDA) mediante el uso de Energías Renovables no convencionales para satisfacer su propia demanda. Se aborda 5 modalidades de autoabastecimiento:

- **Modalidad 1a: Autoabastecimiento individual local**

Tanto el SGDA y el Consumidor Regulado están ubicados en un mismo inmueble. El SGDA puede o no inyectar excedentes de energía eléctrica a la red de distribución.

- **Modalidad 1b: Autoabastecimiento múltiple local**

El SGDA y los Consumidores Regulados están ubicados en un mismo inmueble constituido en condominio o declarado bajo el régimen de propiedad horizontal.

- **Modalidad 2a: Autoabastecimiento individual remoto**

El SGDA y el Consumidor Regulado están ubicados en inmuebles diferentes. El inmueble donde se ubica el Consumidor Regulado no debe estar constituido en condominio o declarado bajo el régimen de propiedad horizontal.

- **Modalidad 2b: Autoabastecimiento múltiple remoto con consumidores concentrados**

El SGDA y los Consumidores Regulados están ubicados en inmuebles diferentes. Los Consumidores Regulados se encuentran concentrados en un mismo

inmueble constituido en condominio o declarado bajo el régimen de propiedad horizontal.

- Modalidad 2c: Autoabastecimiento múltiple remoto con consumidores dispersos

El SGDA y los Consumidores Regulados asociados al SGDA están ubicados en inmuebles diferentes (los Consumidores Regulados se encuentran dispersos).

Los Consumidores Regulados deben pertenecer a la misma persona jurídica.

El certificado de habilitación del sistema dependerá del tiempo de vida útil del proyecto, de acuerdo a lo establecido en la tabla 2.2.

Tabla 2.2: Vida útil de tecnologías de generación de energía eléctrica. Fuente: [14]

Tecnología	Vida útil
Fotovoltaica	25
Eólica	25
Biomasa	20
Biogas	20
Hidraulica	30

De acuerdo al Anexo E de de la regulación ARCERNNR-008/2023 en la figura 2.11 se presenta el diagrama que ilustra la Modalidad 1a junto con los medidores de consumo eléctrico cuando un Sistema de Generación Distribuida (SGDA) vierte energía sobrante a la red de distribución.:

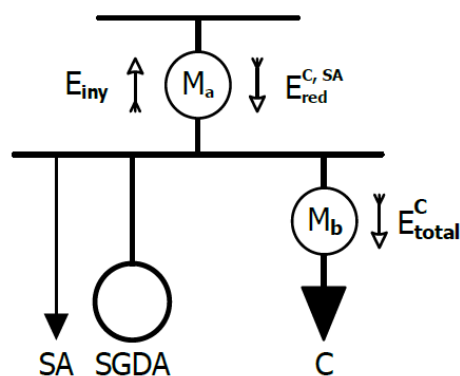


Figura 2.11: Modalidad 1a. Fuente: [29]

Por otra parte, el balance de energía para consumidores con tarifa general con demanda horaria será determinado mensualmente. Este balance dependerá de la energía mensual consumida de la red de distribución y la energía aportada por el SGDA, considerando los distintos períodos de demanda horaria correspondientes al consumidor

según las tarifas establecidas por el SPEE vigente.

De esta forma, la energía neta se calcula de la siguiente manera:

$$E_{neta,i}^{eq} = E_{red,i}^{eq} - E_{iny,i}^{eq} \quad (2.5)$$

$$E_{red,i}^{eq} = \frac{1}{Tm_i} \sum_{k=1}^m E_{red,k}^{C,SA} T_k \quad (2.6)$$

$$E_{iny,i}^{eq} = \frac{1}{Tm_i} \sum_{k=1}^m E_{iny,k} T_k \quad (2.7)$$

Donde:

- $E_{neta,i}^{eq}$: Energía neta equivalente en el i-ésimo mes, en [kWh].
- $E_{red,i}^{eq}$: Energía equivalente tomada de la red de distribución por el consumidor y por los servicios auxiliares del SGDA en el i-ésimo mes, en [kWh].
- $E_{iny,i}^{eq}$: Energía equivalente inyectada a la red de distribución por el SGDA en el i-ésimo mes, en [kWh].
- $E_{red,k}^{C,SA}$: Energía tomada de la red de distribución por el consumidor y por los servicios auxiliares en el mes de análisis, en los periodos de demanda en que aplica el cargo tarifario T_k , en [kWh].
- $E_{iny,k}$: Energía inyectada a la red de distribución por el SGDA en el mes de análisis, en los periodos de demanda en que aplica el cargo tarifario T_k , en [kWh].
- T_k : Cargo tarifario por energía del periodo de demanda k, en [USD/kWh].
- Tm_i : Mayor de los cargos tarifarios horarios de los periodos de demanda aplicables al consumidor en el i-ésimo mes, en [USD/kWh].
- m : Número de cargos tarifarios por energía aplicables a la tarifa a la que corresponde el consumidor.

3. Análisis técnico.

En este capítulo se realiza el análisis técnico del diseño del sistema fotovoltaico, abordando aspectos clave que incluyen la descripción de datos generales del proyecto y su ubicación, el análisis del recurso solar mediante la recopilación y procesamiento de datos, la estimación de la demanda energética de las edificaciones bajo estudio, la selección de equipos como paneles solares y los inversores, la estimación de pérdidas, la configuración y emplazamiento del sistema fotovoltaico, el cálculo de la energía anual producida, la determinación del factor de planta y la utilización de dos software de simulación para verificar los datos calculados.

3.1. Descripción de la ubicación

El Campus Balzay de la Universidad de Cuenca se encuentra ubicado en la parroquia San Joaquín al oeste de la ciudad de Cuenca entre la avenida Víctor Albornoz y Calle de los Cerezos. El campus tiene edificios organizados por bloques comprendidos por dos aularios (bloques A y B), un bloque administrativo, laboratorios, entre otros.

La instalación del sistema solar fotovoltaico proyectada se planea emplazar sobre la cubierta de los bloques A , B y administrativo, siempre y cuando se verifique dichas edificaciones prestan condiciones constructivas óptimas para la instalación del equipamiento y con disponibilidad de irradiación. Las coordenadas geográficas de la instalación son:

Altitud: 2500 msnm

Latitud: 2° 53' 29"

Longitud: 79° 02' 13"

3.2. Análisis del recurso solar

El cálculo del potencial solar disponible en el lugar de estudio se desarrolló mediante el análisis de datos históricos recopilados de una estación meteorológica instalada en la cubierta del laboratorio de Microred ubicado dentro del propio campus Balzay de la

Universidad de Cuenca.

El histórico de la estación meteorológica se extiende desde 2022 hasta enero de 2024. No obstante, durante el procesamiento de datos, se identificaron errores en el historial, lo que condujo a la exclusión de cierta información. Como solución, se ha optado por utilizar únicamente el registro correspondiente al año 2023.

La estación meteorológica del laboratorio de la Microred permite el registro de información de temperatura y humedad relativa ambiental, velocidad y dirección del viento, e irradiancia solar con un periodo de muestreo cada 5 minutos.

3.2.1. Irradiancia solar

En el análisis del registro histórico, se seleccionó la variable de irradiancia solar para llevar a cabo un procesamiento de datos que permita comprender patrones y tendencias asociadas a la irradiancia solar. Este procedimiento dio como resultado la creación de la Tabla 3.1, la cual presenta de manera detallada el comportamiento de la irradiancia global diaria a lo largo de cada mes, con una frecuencia representada cada hora.

La Tabla 3.1 muestra comportamientos similares en todos los meses del año referente al registro inicial y final de irradiancia, en donde se observa que la irradiación comienza a las 6:00 am y se extiende hasta las 18:00 pm. Con la finalidad de conocer los valores mas altos de irradiancia se utilizó el procesamiento de datos para obtener la gráfica de la Figura 3.1 en donde se observa que los valores mas altos de irradiancia se encuentra entre las 10:55 am y las 11:50 am con valores de irradiancia de hasta de 816.17 W/m^2 .

Es importante analizar la variación diaria de la radiación solar a lo largo de cada mes para identificar los períodos con mayor intensidad energética, por tal motivo se ha promediado los datos de la Tabla 3.1 logrando obtener un promedio de irradiancia solar mensual en donde se encontró que los meses de septiembre y noviembre tienen la mayor potencia radiante incidente por unidad de superficie, mientras que los meses entre abril y julio poseen la menor irradiancia del año tal como se aprecia gráficamente en la Figura 3.2.

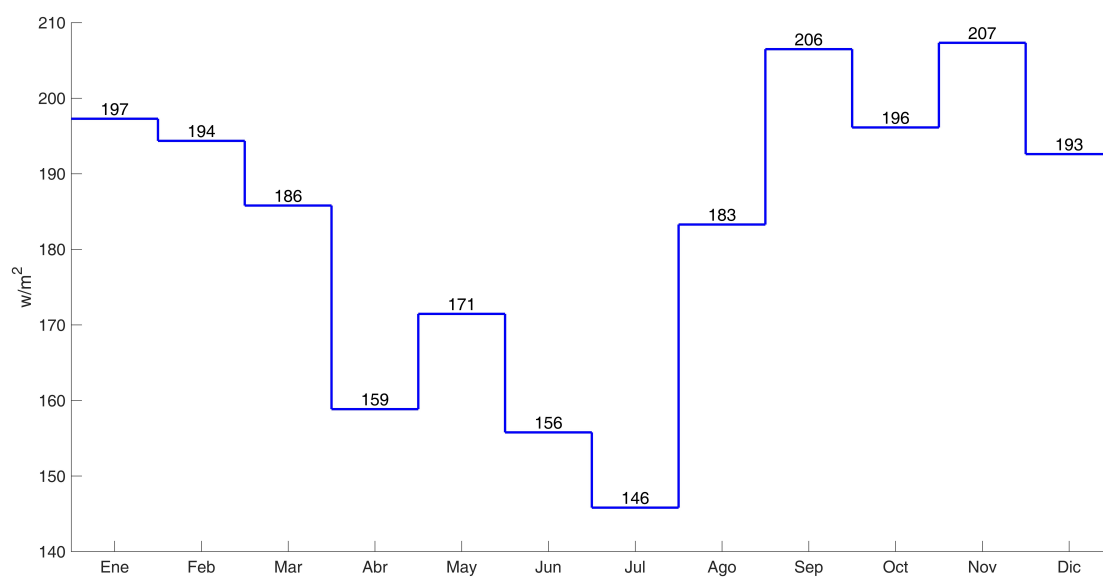
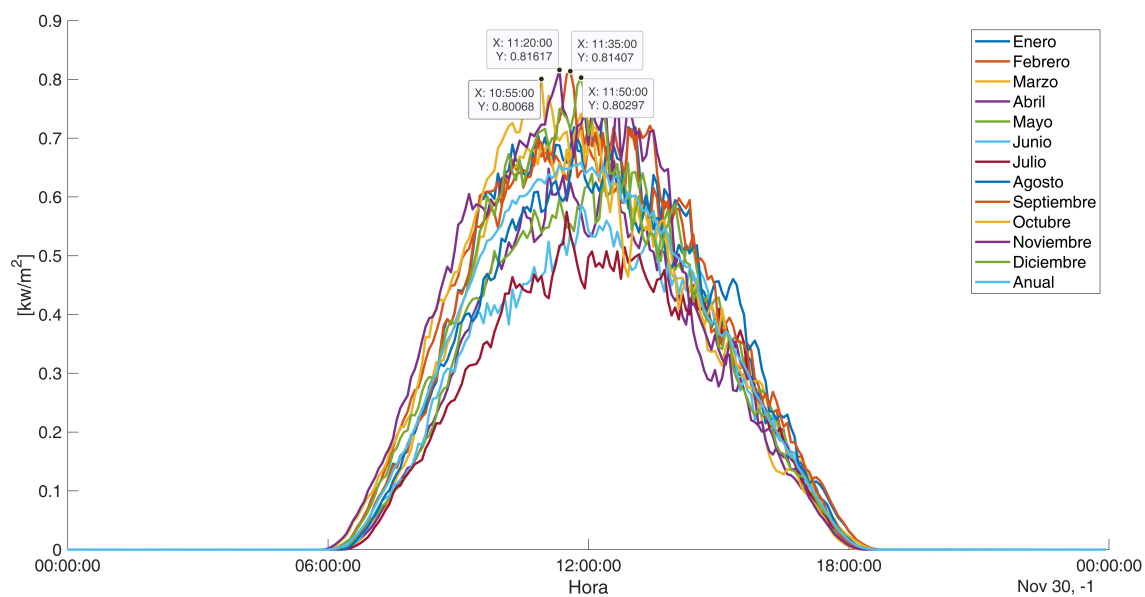


Tabla 3.1: Irradiancia global media diaria

Ubicación: Campus de Balzay										Unidades: W/m ²		
Horas	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ag	Sep	Oct	Nov	Dic
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	14	14	8	10	12	10	5	11	23	36	40	22
7	129	127	101	92	93	99	85	115	166	168	193	153
8	299	300	295	226	230	246	201	284	365	384	411	312
9	541	544	504	421	434	384	327	425	536	578	581	512
10	658	641	658	532	529	439	445	566	645	737	679	659
11	681	656	676	599	568	521	488	630	728	709	744	737
12	682	648	656	585	609	532	491	637	687	615	715	690
13	621	602	547	505	580	494	462	545	660	541	675	543
14	498	496	415	358	465	448	409	478	510	425	416	457
15	325	331	315	270	339	308	338	406	340	319	311	294
16	190	202	201	155	198	191	185	221	219	145	160	173
17	88	93	76	55	56	66	61	77	73	50	51	66
18	9	9	7	3	1	2	3	4	3	1	1	4
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\bar{x}$	197	194	186	159	171	156	146	183	206	196	207	193

3.2.2. Horas solares pico

En base al registro histórico y su procesamiento de datos se ha dispuesto el cálculo de las horas solares pico, teniendo en cuenta los valores de irradiancia encontrados en la Sección 3.2.1.

Para dicho cálculo, se utilizó el comportamiento de la curva irradiancia diaria promedio de cada mes y mediante herramientas computacionales se encontró el área bajo la curva mediante el método trapezoidal, obteniendo así los valores de la figura 3.3.

Finalmente para encontrar las horas solares pico anuales se procedió a determinar las horas solares pico de cada mes y posterior a ello sumar dichos valores tal como se muestra en la Tabla 3.2.

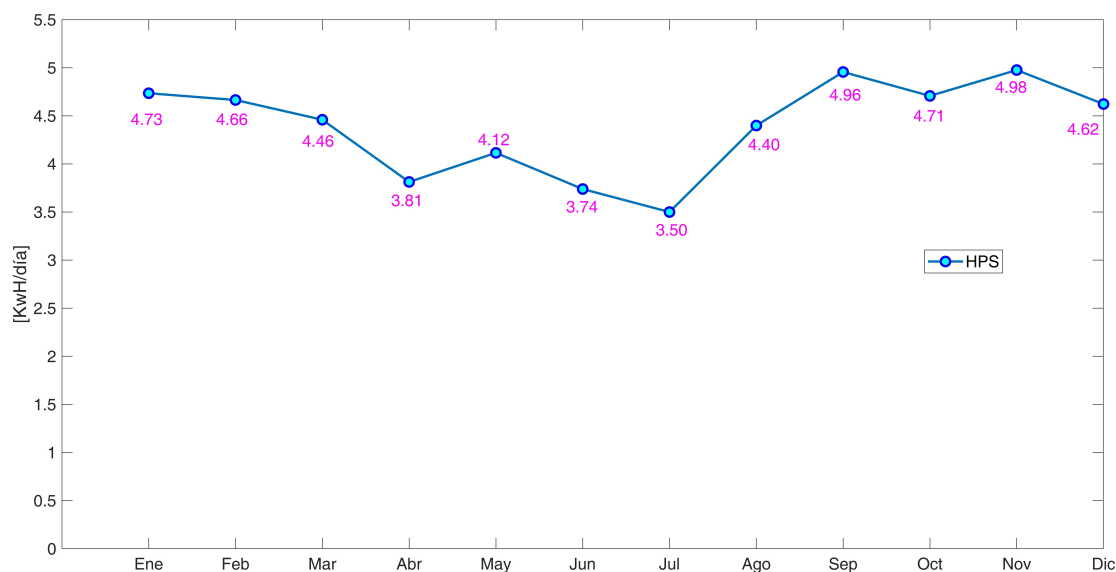


Figura 3.3: Valores promedio mensuales de horas solares pico. Fuente: [propia].

Tabla 3.2: Hora solar pico anual

Mes	Días del mes	HPS (Mensuales)	Total Mensual
Enero	31	4,73	146,63
Febrero	28	4,66	130,48
Marzo	31	4,46	138,26
Abril	30	3,81	114,3
Mayo	31	4,12	127,72
Junio	30	3,74	112,2
Julio	31	3,5	108,5
Agosto	31	4,4	136,4
Septiembre	30	4,96	148,8
Octubre	31	4,71	146,01
Noviembre	30	4,98	149,4
Diciembre	31	4,62	143,22
HSP (ANUAL)			1601,92

3.2.3. Verificación y contraste de la información

Para verificar y validar la información encontrada con la torre meteorológica, se utiliza el software denominado "System Advisor Model (SAM)" el cual es impulsado por NREL y utiliza datos meteorológicos proporcionados por "The National Solar Radiation Database (NSRDB)"

NSRBD incluye un grupo de datos que comprende las tres mediciones más comunes

de radiación solar (irradiancia horizontal global, directa normal y difusa horizontal), además de otros datos relacionados con el aspecto meteorológico. NSRDB logra obtener dichos datos utilizando el Modelo Solar Físico (PSM) de NREL con entradas de mediciones multicanal obtenidas de cuatro satélites, tales como el Satélite Ambiental Operacional Geoestacionario (GOES), el Sistema Interactivo de Mapeo de Hielo y Nieve Multisensor (IMS), el Espectrorradiómetro de Imágenes de Resolución Moderada (MODIS) y MERRA-2 de la NASA [30].

Para obtener los datos de radiación de NSRBD fue necesario ingresar al programa SAM y escribir las coordenadas del campus de Balzay, las cuales fueron descritas en la Sección 3.1 obteniendo como resultado la irradiancia promedio mensual mostrada en la Figura 3.4.

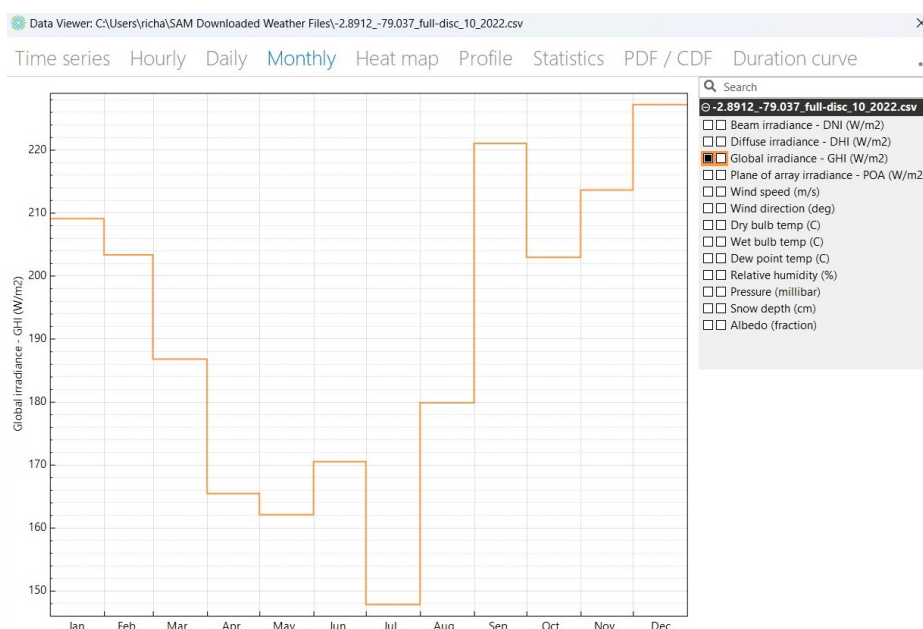


Figura 3.4: Irradiancia promedio mensual proporcionada por NSRBD. Fuente: [propia].

Con los valores de irradiancia de la Figura 3.4 se encontró las HSP con la finalidad de establecer una comparación con los valores del software y los valores obtenidos por la estación meteorológica del laboratorio de la Microred teniendo como resultado la Tabla 3.3.

Por otro lado, Homer Pro proporciona directamente el valor de las horas solares pico, indicando un valor de 4.5 horas solares pico. Esto representa un error relativo del 3 % en comparación con el valor de 4.39 horas determinado en el análisis del recurso solar.

Tabla 3.3: Error porcentual entre datos satelitales y datos de la estación meteorológica del laboratorio de la Microred

Mes	HSP (SAM)	HSP (Lab. Microred)	Error
Enero	5,016	4,73	6 %
Febrero	4,884	4,66	5 %
Marzo	4,488	4,46	1 %
Abril	3,9792	3,81	4 %
Mayo	3,888	4,12	6 %
Junio	4,104	3,74	9 %
Julio	3,552	3,5	1 %
Agosto	4,32	4,4	2 %
Septiembre	5,304	4,96	6 %
Octubre	4,872	4,71	3 %
Noviembre	4,896	4,98	2 %
Diciembre	5,424	4,62	15 %
Promedio	4.56	4.39	4 %

En la tabla 3.3 se observa que el error promedio es inferior al 4 % ; por lo tanto los datos procesados de la estación meteorológica concuerdan con los datos satelitales, verificando y validando los valores recopilados en la estación meteorológica del laboratorio de la Microred. Dado que los datos proporcionados por SAM y por software Homer Pro son datos extrapolados que no necesariamente son del sitio para este proyecto se considerara utilizar los datos medidos por la estación meteorológica laboratorio de la Microred.

3.3. Estimación de la demanda energética

Para el desarrollo y diseño del sistema fotovoltaico, se debe conocer el comportamiento de la demanda de las edificaciones bajo estudio durante un tiempo óptimo para su análisis. Por tal motivo, haciendo uso del analizador de calidad de energía Fluke 435-II, se realizó campañas de medición para cada bloque con el fin de obtener registros de potencia y energía consumida. El intervalo de grabación de los datos fue de 1 minuto durante 7 días consecutivos.

Tras realizar la descarga de datos de las tres edificaciones bajo estudio, se procedió a calcular los promedios de la demanda. Primero, se obtuvo un promedio de lunes a viernes para determinar la demanda aproximada en un día laborable. Luego, se

calculó el promedio de los días sábado y domingo para estimar la demanda durante un fin de semana y un día no laborable (festivo o vacaciones). En las figuras 3.5, 3.6, y 3.7 se muestran de manera más clara los promedios de un día laborable y de un fin de semana obtenidos para el bloque administrativo, el bloque B y el bloque C, respectivamente.

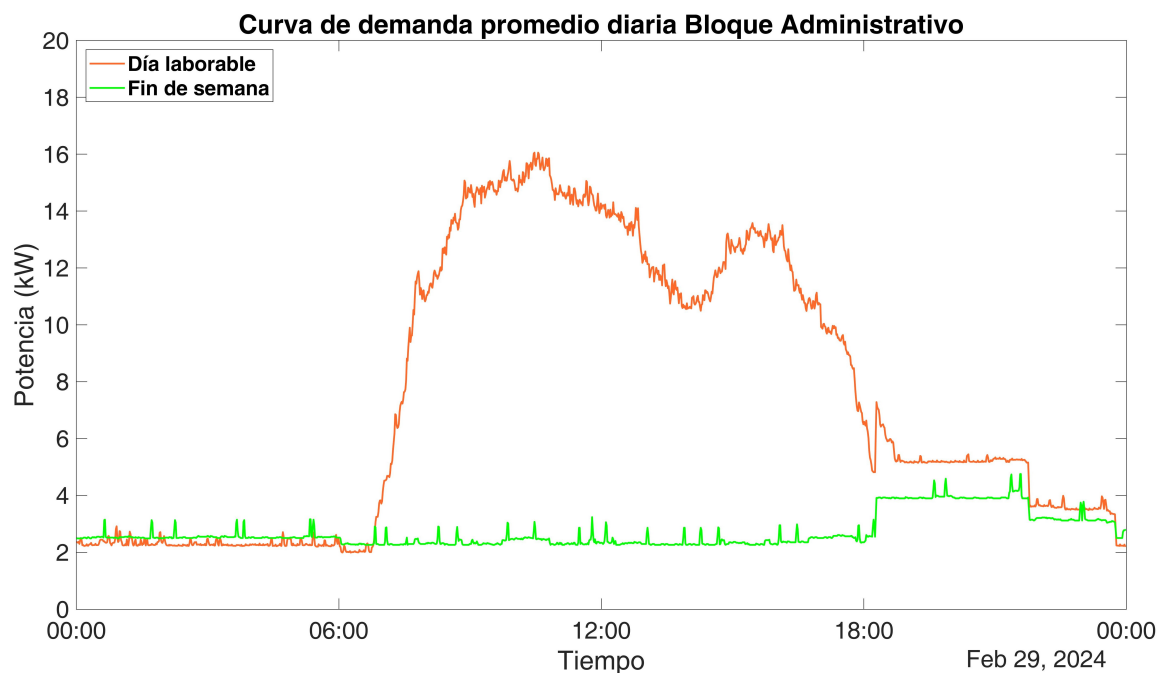


Figura 3.5: Curva de demanda promedio diaria Bloque Administrativo. Fuente: [propia]

La curva de demanda promedio diaria del bloque Administrativo presentada en la figura 3.5 muestra un comportamiento acorde a una edificación con oficinas, en donde el personal empieza sus labores alrededor de las 8 a.m. y finaliza sus actividades a las 6 p.m. Por otra parte, la curva del fin de semana es constante y equivalente a la curva de día laborable en las horas del amanecer. La demanda máxima promedio ocurre a las 10:30 a.m. con un valor aproximado de 16 kW.

En cuanto a la curva de demanda promedio diaria del bloque B expuesta en la figura 3.6, presenta un comportamiento correspondiente al de un centro educativo universitario con un aumento de consumo de energía a partir de las 7 a.m. y una disminución de consumo de energía desde las 12:30 p.m. La demanda máxima promedio ocurre a las 10 a.m. con un valor aproximado de 27 kW.

Por último, en la figura 3.7 se presenta la curva de demanda promedio diaria del

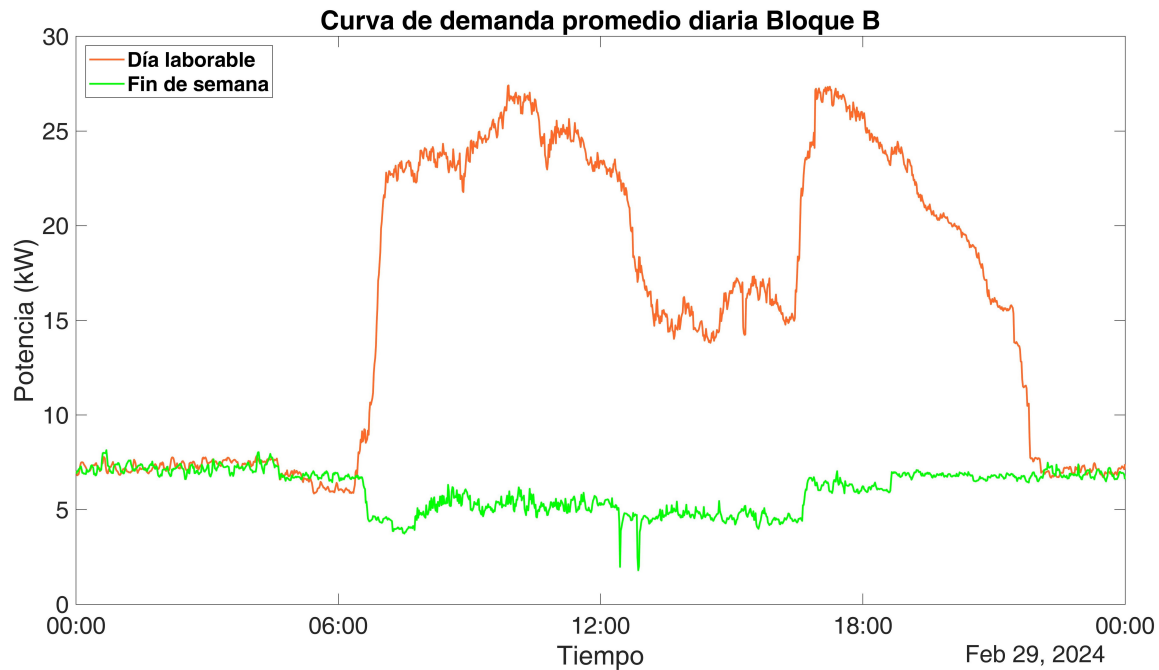


Figura 3.6: Curva de demanda promedio diaria Bloque B . Fuente: [propia]

Bloque C que a diferencia del Bloque B, tiene un comportamiento particular, esto se debe a que en horas de la noche se encienden equipos dentro del aula durante tres horas y media. Además, en horas de la madrugada se encuentra conectado al sistema de iluminación de la parte suroeste del campus. En este bloque, la demanda máxima es de 22.4 kW y ocurre a las 6:20 p.m. justo en el instante en el que se activa la carga momentánea.

Es importante mencionar que en todas las edificaciones la demanda mínima no llega a 0 kW ya que se encuentra conectado el sistema de iluminación en cada una de las mismas y es activado por las noches.

Una vez analizada la curva de demanda promedio diaria de los bloques Administrativo, B y C, se procede a analizar el consumo de energía diario obtenido de las campañas de medición previamente realizadas, mostrado en la tabla 3.4. Adicional a la tabla 3.4, se presenta la figura 3.8 en donde se observa de mejor manera los datos de energía semanal consumida presentados y permite realizar un análisis visual importante para el estudio.

Los bloques B y C comparten rasgos en común al analizar su energía consumida durante el transcurso de la semana, no obstante, el bloque administrativo consume

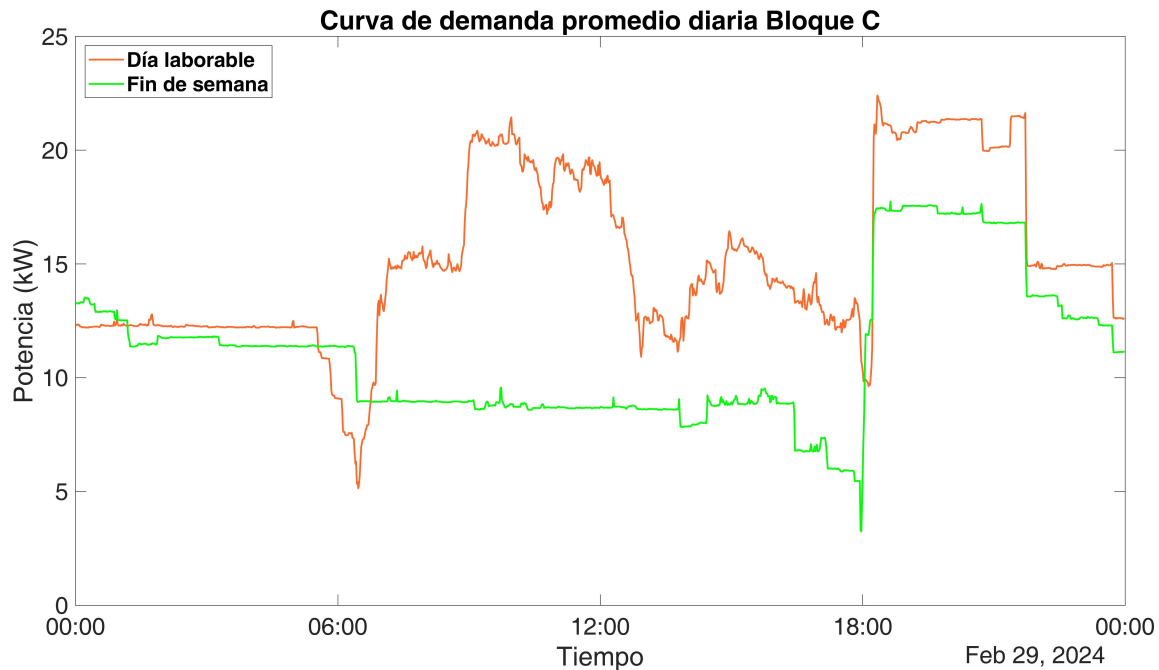


Figura 3.7: Curva de demanda promedio diaria Bloque C. Fuente: [propia]

Tabla 3.4: Energía semanal consumida. Fuente: [propia]

Día	Energía (kWh)		
	Bloque Administrativo	Bloque B	Bloque C
Lunes	154,957	390,425	350,415
Martes	187,660	336,351	389,1
Miércoles	194,223	381,225	367,782
Jueves	207,340	391,447	350,844
Viernes	142,040	344,406	340,63
Sábado	66,787	258,949	259,173
Domingo	75,575	152,518	217,262

significativamente una menor cantidad de energía debido a que las actividades realizadas y los equipos utilizados difieren a los bloques en donde se imparten clases.

El consumo promedio de energía de las 3 edificaciones bajo estudio se presenta en la tabla 3.5. Los valores medios de consumo coinciden aproximadamente entre el Bloque B y el C como se mencionó anteriormente, con un porcentaje de variación del 2.4 % para un día laborable y de 15.7 % para un fin de semana.

A continuación, con el fin de caracterizar la energía y extrapolar los datos para un consumo anual de energía se procede a contabilizar los días de lunes a viernes, los

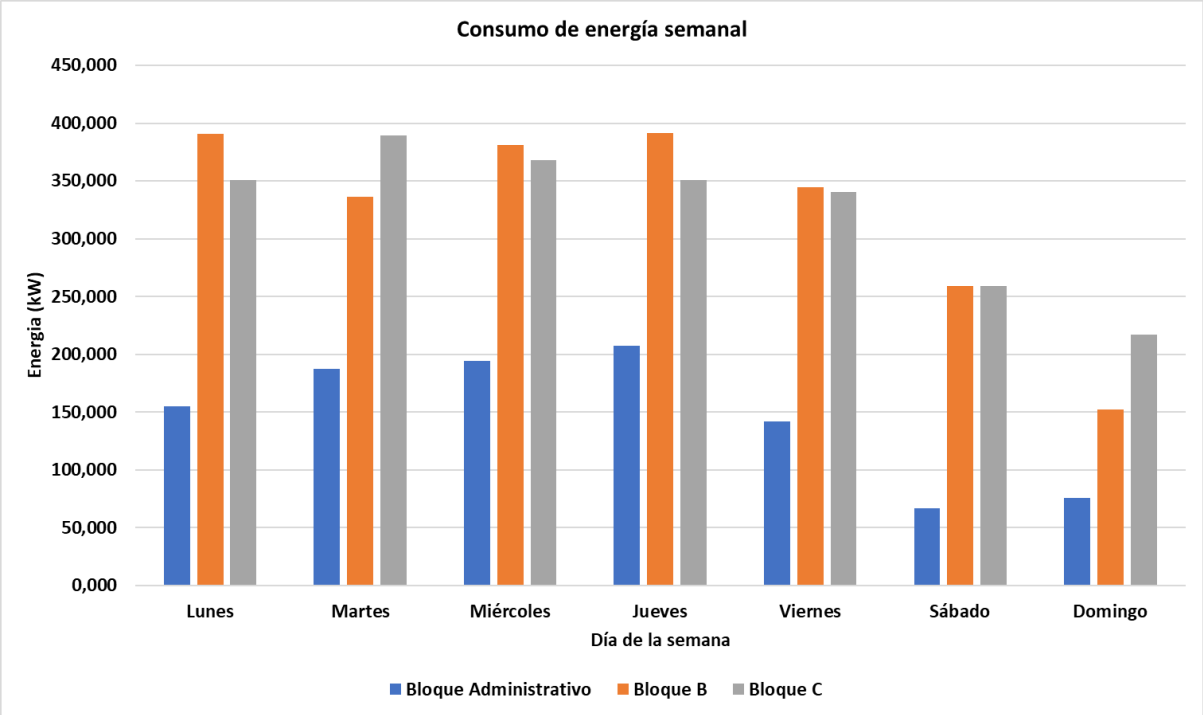


Figura 3.8: Consumo de energía semanal. Fuente: [propia]

Tabla 3.5: Energía promedio consumida. Fuente: [propia]

	Energía (kWh)		
Día	Bloque Administrativo	Bloque B	Bloque C
Día laboral	177,244	368,771	359,754
Fin de semana	71,181	205,7335	238,2175

fin de semana y los días festivos de cada mes para el año 2023, tal como se aprecia en la tabla 3.6.

Tabla 3.6: Días del año 2023. Fuente: [propia]

Mes	Días laborables	Fines de semana	Días festivos	Total de días
Enero	22	8	1	31
Febrero	20	8	0	28
Marzo	23	8	0	31
Abril	20	10	0	30
Mayo	23	8	0	31
Junio	22	8	0	30
Julio	21	10	0	31
Agosto	23	8	0	31
Septiembre	21	9	0	30
Octubre	21	9	1	31
Noviembre	20	8	2	30
Diciembre	16	10	5	31

Seguidamente, empleando la energía promedio consumida por cada edificación en los días laborables y los fines de semana, y también los días del año 2023 de la tabla 3.6 es posible construir la tabla 3.7 en donde se muestra la cantidad de energía que se consumiría mensualmente en cada una de las edificaciones bajo estudio para el año 2023. Es importante mencionar que para los meses de febrero y agosto, en los bloques B y C se consideraron los días laborables como vacaciones por lo que se utilizó el valor de la energía de los fines de semana como energía consumida por estos días. Además, para los días festivos también se utilizó el valor de la energía de los fines de semana como energía consumida por estos días para las tres edificaciones.

Tabla 3.7: Energía consumida mensualmente. Fuente: [propia]

Mes	Energía (kWh)		
	Bloque Administrativo	Bloque B	Bloque C
Enero	4500,451	9964,5591	10058,5499
Febrero	4079,176	5760,538	6670,09
Marzo	4610,908	10127,5964	10180,0866
Abril	4212,75	9432,751	9577,259
Mayo	4610,908	10127,5964	10180,0866
Junio	4433,664	9758,8256	9820,3324
Julio	4389,994	9801,5218	9937,0132
Agosto	4610,908	6377,7385	7384,7425
Septiembre	4323,207	9595,7883	9698,7957
Octubre	4389,994	9801,5218	9937,0132
Noviembre	4212,75	9432,751	9577,259
Diciembre	3837,709	8986,3353	9329,3297

Los valores de la tabla 3.7 se pueden observar de manera más concisa en la figura 3.9 en donde se observan los patrones que usualmente presentan las entidades educativas con 2 meses de vacaciones y el resto del año con consumos mensuales similares, tal como ocurre en la universidad de cuenca según su calendario académico [31].

Para concluir con la sección de estimación de la demanda energética se presenta la tabla 3.8 en donde se resume la energía consumida anualmente por cada edificación y el valor total de energía consumida por las 3 edificaciones que será utilizado posteriormente para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

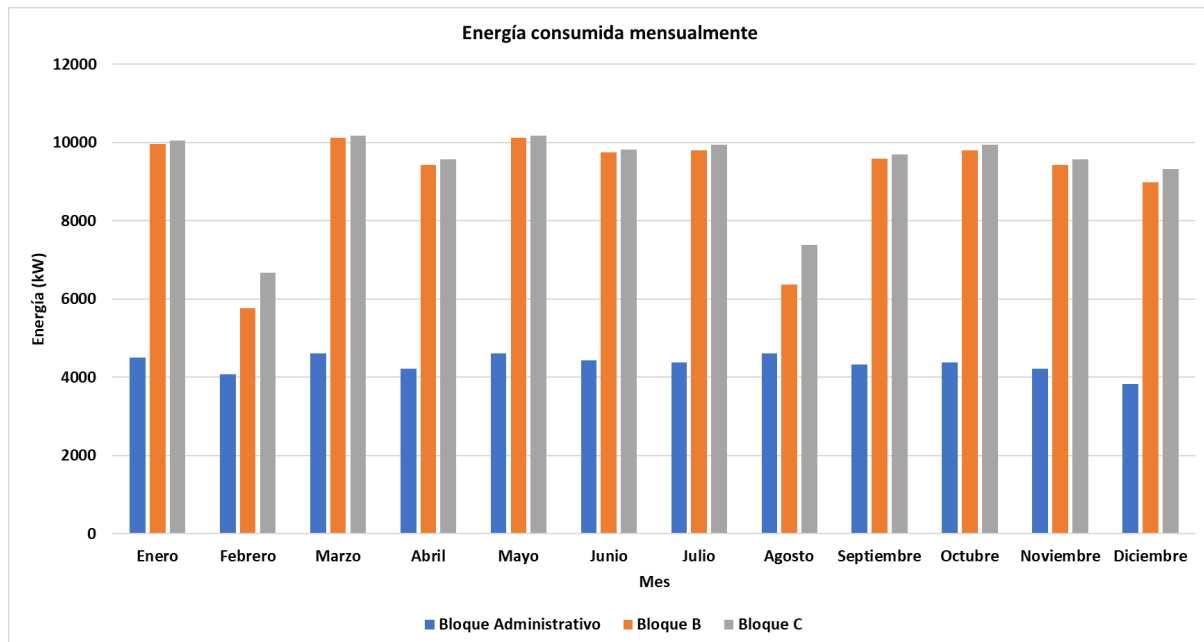


Figura 3.9: Energía consumida mensualmente por las edificaciones. Fuente: [propia]

Tabla 3.8: Energía consumida anualmente. Fuente: [propia]

Edificio	Energía consumida anualmente (kWh)
Bloque Administrativo	52212,419
Bloque B	109167,5232
Bloque C	112350,5578
Total	273730,5

3.4. Selección de equipos

3.4.1. Paneles solares

Para la selección de paneles solares se optó por buscar proveedores ecuatorianos que vendan marcas cuyos paneles solares se encuentren entre los mejores a nivel mundial según el Índice Anual de Módulos Fotovoltaicos (PVMI) que es publicado cada año por el Centro de Pruebas de Energía Renovable (RETC por sus siglas en inglés). Entre las marcas seleccionadas se encuentran: JA Solar, Yingli Solar y JinkoSolar. Las características eléctricas, térmicas y mecánicas de los 3 paneles seleccionados se encuentran en la tabla 3.9.

El modelo de panel solar seleccionado es el YLM-J 3.0 PRO de la marca Yingli Solar debido a su potencias nominal de salida máxima que es superior a las otras 2 marcas, así como su eficiencia sobresaliente y su precio reducido comparado con los otros 2

Tabla 3.9: Comparativa entre paneles solares. Fuente: [propia]

Marca	YINGLI SOLAR	JA SOLAR	JINKOSOLAR
Modelo	YLM-J 3.0 PRO	JAM72S20 -460 MR	TIGER PRO JKM405M -54HL4
Características eléctricas			
Potencia máxima nominal de salida (Pmax) [W]	550	460	405
Tipo de material	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino
Eficiencia [%]	21,28	20,6	20,74
Voltaje de potencia máxima (Vmp) [V]	42	42,13	30,52
Corriente de máxima potencia (Imp) [A]	13,1	10,92	13,27
Voltaje de circuito abierto (Voc) [V]	49,82	50,01	37,06
Corriente de cortocircuito (Isc) [A]	13,97	11,45	13,85
Máximo voltaje del sistema [V_{dc}]	1000/1500	1000/1500	1000/1500
Características térmicas			
Temperatura nominal de operación (NOCT)	45+-2	45+-2	45+-2
Coeficiente de temperatura de Pmax [%/°C]	-0,35	-0,35	-0,35
Coeficiente de temperatura de Voc [%/°C]	-0,27	-0,272	-0,28
Coeficiente de temperatura de Isc [%/°C]	0,05	0,044	0,048
Características mecánicas			
Número de celdas	144 (6x24)	144 (6x24)	108 (2x54)
Dimensiones [mm]	2279x1134x30	2120x1052x35	1722x1134x30
Peso [kg]	28,2	22,8	22
Precio [\$]	215	250	240

tipos de paneles solares. Además, este equipo cuenta con una garantía del producto de 12 años y su garantía de potencia de 25 años con un porcentaje de degradación anual del 0.55 % lo que lo hace ideal para instalaciones fotovoltaicas. Por otra parte, cuenta con un diseño de barras colectoras múltiples que reduce el impacto de microfisuras y la estructura de media celda reduce de forma eficaz el impacto de posibles sombras.

3.4.2. Inversores

El inversor es uno de los componentes más importantes dentro de una instalación fotovoltaica, ya que permite convertir la corriente continua en corriente alterna a un voltaje y frecuencia igual a la utilizada en la red eléctrica. Por lo tanto es importante seleccionar un inversor con alta eficiencia, fiabilidad y seguridad [14].

Actualmente, el mercado ofrece una amplia variedad de inversores que abarcan desde baja hasta alta potencia. Para este estudio, se considera que la potencia estará en el rango de decenas de kilovatios. Por lo tanto, en la Tabla 3.10 se describen las características principales de tres inversores de potencia media provenientes de distintas empresas.

Tabla 3.10: Comparativa entre inversores. Fuente: [propia]

Características	HUAWEI SUN2000-20KTL-M32	Growatt MID 25KTL3	Fronius Eco 25 0-3-S
Potencia nominal (Kw)	20	25	25
Max DC Voltaje (V)	1100	1100	1000
Eficiencia (%)	98,1	98,5	98
No de MPPT	2	3	1
Garantía (años)	10	10	10
Precio (\$/wp)	0,151	0,108	0,132

En la Tabla 3.10 se muestran criterios de selección eléctrica y económica, donde resalta el inversor Growatt por su destacado desempeño en ambos aspectos. Este inversor se distingue por su alta eficiencia y un voltaje máximo en DC de hasta 1100 V, además de ofrecer un costo competitivo. Por consiguiente, se ha optado por el inversor Growatt MID 25KTL3 para el diseño fotovoltaico. A continuación, en la Tabla 3.11 se detallan todas las características de este equipo.

3.5. Pérdidas del Sistema

3.5.1. Pérdidas por orientación e inclinación

El objetivo de un sistema eléctrico fotovoltaico es generar la mayor energía eléctrica en su lugar de instalación, de tal forma que aproveche la mayor cantidad posible de

Tabla 3.11: Datos eléctricos del inversor Growatt MID 25KTL3. Fuente: [propia]

Datos de entrada	
Potencia nominal	25000 W
Potencia max	37500 W
Voltaje max DC	1100 V
Voltaje de arranque	250 V
Voltaje nominal	600 V
Numero de MPPT	3
Datos de salida	
Potencia nominal de AC	25000 W
Voltaje nominal AC	220/380, 220/400V
Frecuencia	50/60 Hz
THD	<3 %
Eficiencia	98,2
Datos generales	
Dimensión	580/435/230 mm
Peso	29,5 kg
Garantía	10 años

radiación solar para maximizar su producción. Por este motivo, la colocación de los paneles solares es de suma importancia para el resultado final del sistema.

Al colocar los paneles solares se puede tener dos tipos de configuraciones: Montaje con seguidor solar y montaje fijo [14]. En el caso de ese proyecto se plantea un montaje fijo ya que según [32] el uso de seguidores solares (optimizadores) no representa una rentabilidad económica apropiada para su implementación.

La orientación de los paneles solares depende de su localización en la Tierra. Nuestro planeta se divide en el Hemisferio Norte y el Hemisferio Sur. Los paneles solares ubicados en el Hemisferio Norte deben ser orientados hacia el Sur Geográfico y de manera similar los paneles solares ubicados en el Hemisferio Sur deben ser orientados hacia el Hemisferio Norte.

Al estar ubicado el Campus Balzay de la Universidad de Cuenca en el Hemisferio Sur, los paneles solares de las edificaciones deben apuntar al norte. Sin embargo, por cuestiones de aprovechamiento del espacio de los tejados de los edificios se optará por orientar los paneles acorde a la dirección noreste de las edificaciones, tal como se muestra en la figura 3.10 cuyos ángulos de azimut con respecto al norte geográfico se expresan en la tabla 3.12.



Figura 3.10: Orientación de los paneles solares. Fuente: [propia]

Tabla 3.12: Ángulo de orientación de los paneles solares. Fuente: [propia]

Edificio	Ángulo de orientación
Bloque Administrativo (θ_1)	15° NE
Bloque B (θ_2)	17° NE
Bloque C (θ_3)	17° NE

Luego de definir la orientación que tendrán los paneles solares se procede a determinar el ángulo de inclinación (β) que tendrán los mismos. Para ello, nos basaremos en la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC) que se encuentra aplicada en la figura 3.11 para unas pérdidas máximas del 5 % en donde se encuentra el margen de inclinación para 41 ° que posteriormente se realiza la corrección de los límites para nuestra latitud según las ecuaciones 3.6 y 3.4. Es importante mencionar que según la NEC se considerará el azimut 0° del gráfico como Norte geográfico ya que el gráfico inicial está elaborado para el Hemisferio Norte y nuestro país está ubicado en el Hemisferio Sur [33].

Se procede a calcular la inclinación máxima para una latitud de -2° haciendo uso de la ecuación 3.6.

$$\beta_{max} = \beta_{max(\alpha=41^\circ)} - (41^\circ - \text{latitud}) \quad (3.1)$$

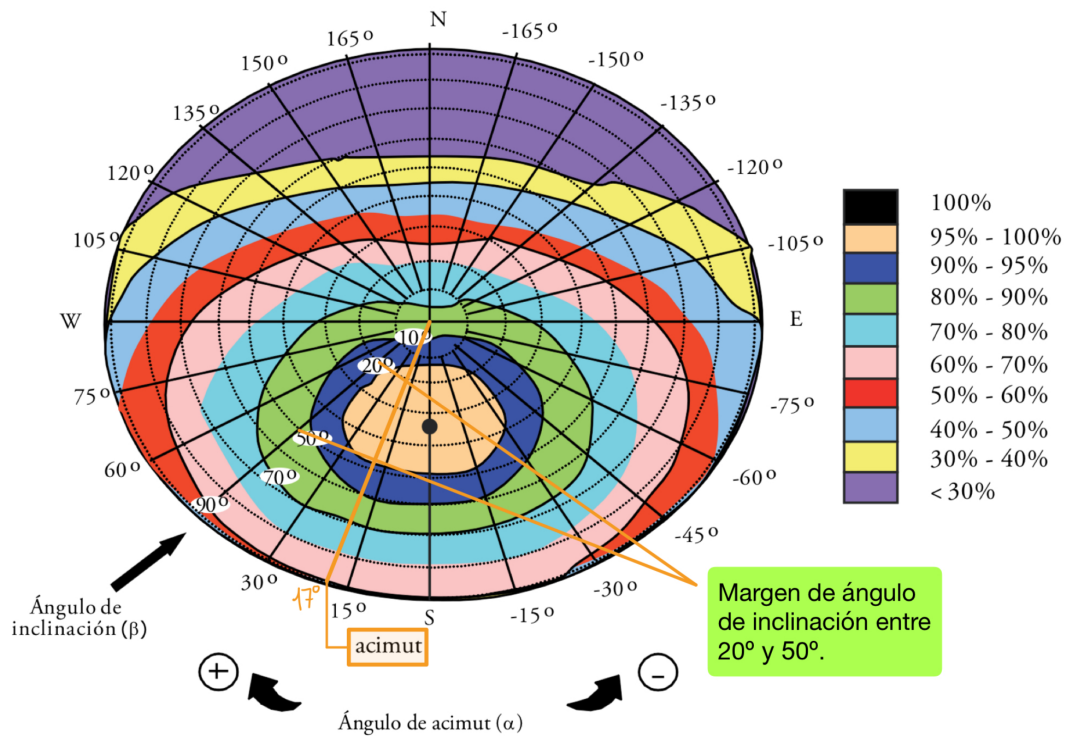


Figura 3.11: Margen ángulo de inclinación.

$$\beta_{max} = 50^\circ - (41^\circ - (2^\circ)) \quad (3.2)$$

$$\beta_{max} = 11^\circ \quad (3.3)$$

A continuación, se calcula la inclinación mínima para una latitud de -2° haciendo uso de la ecuación 3.4.

$$\beta_{min} = \beta_{min(\alpha=41^\circ)} - (41^\circ - \text{latitud}) \quad (3.4)$$

$$\beta_{min} = 20^\circ - (41^\circ - (2^\circ)) \quad (3.5)$$

$$\beta_{min} = -19^\circ \quad (3.6)$$

En este caso el valor mínimo sería 10° por aplicación de la norma.

Por consecuencia, para este estudio se utilizará un ángulo de inclinación de 10° con unas pérdidas admisibles del 5%. Este valor de ángulo de inclinación esta acorde a lo expresado en [34] que sugiere un ángulo óptimo de inclinación en la ciudad de Cuenca entre 9° y 16° . Además, la inclinación utilizada ayudará a la limpieza de los paneles solares y disminuir la posible acumulación de polvo.

3.5.2. Pérdidas por sombras

En un diseño fotovoltaico es importante considerar el efecto de posibles sombras que puedan incidir sobre los paneles fotovoltaicos. Por tal motivo, se realizó un reconocimiento de los posibles objetos que puedan llegar a proyectar sombras puntuales sobre cualquiera de las tres edificaciones bajo estudio (Bloque Administrativo, bloque B y bloque C) con la finalidad de encontrar un factor de sombra que caracterice los obstáculos encontrados.

En el bloque C se observó que las proximidades de la edificación esta libre de obstáculos, por lo que ningún objeto podría proyectar sombras significativas sobre la techumbre de la edificación bajo estudio, tal como se observa en la Figura 3.12 .



Figura 3.12: Identificación de obstáculos en las proximidades del bloque C. Fuente: [propia]

Referente al bloque B se detectó arboles en las proximidades de la edificación tal como se señala en la Figura 3.13. No obstante, es importante destacar que los árboles no proyectarán una sombra significativa sobre el bloque B debido a la ubicación de dichos arboles respecto al edificio y a la trayectoria solar característica (este a oeste).

Finalmente, en el bloque Administrativo a diferencia de los bloques B y C, se identifico varios obstáculos cercanos a la edificación, por lo tanto se opto por utilizar el software



Figura 3.13: Identificación de obstáculos en las proximidades del bloque B. Fuente: [propia]

de “System Advisor Model (SAM)” para determinar posibles sombras en la edificación.

El software de “System Advisor Model (SAM)” contiene una herramienta que permite modelar y calcular las pérdidas ocasionadas por objetos externos sobre una área activa. En la Figura 3.14 se puede observar que se ha modelado edificios y vegetación que se identificaron en las proximidades del edificio administrativo.

Al finalizar la simulación se obtuvo como resultado las pérdidas debido a objetos próximos al bloque administrativo a lo largo de cada hora y cada mes tal como se muestra en la Figura 3.15.

Con el objetivo de encontrar el factor de sombreado, se aplicaron las pérdidas calculadas por el software a la irradiancia indicada en la Tabla 3.1, resultando en una irradiancia que refleja el efecto de las sombras sobre el área analizada, como se puede observar en la Tabla 3.13. Al comparar la irradiancia con y sin pérdidas por sombra, se determinó que el porcentaje promedio de pérdidas por sombreado es del 0.35 %.

Con el porcentaje de pérdidas encontrado se verifica que los edificios que están próximos al bloque C no afectan al diseño fotovoltaico debido a que dichas pérdidas se presentan entre las 6 y 7 am, en donde la irradiación solar es muy baja por lo que al calcular el factor de sombra mediante la Ecuación 3.7 se obtiene un valor de 0.9965.

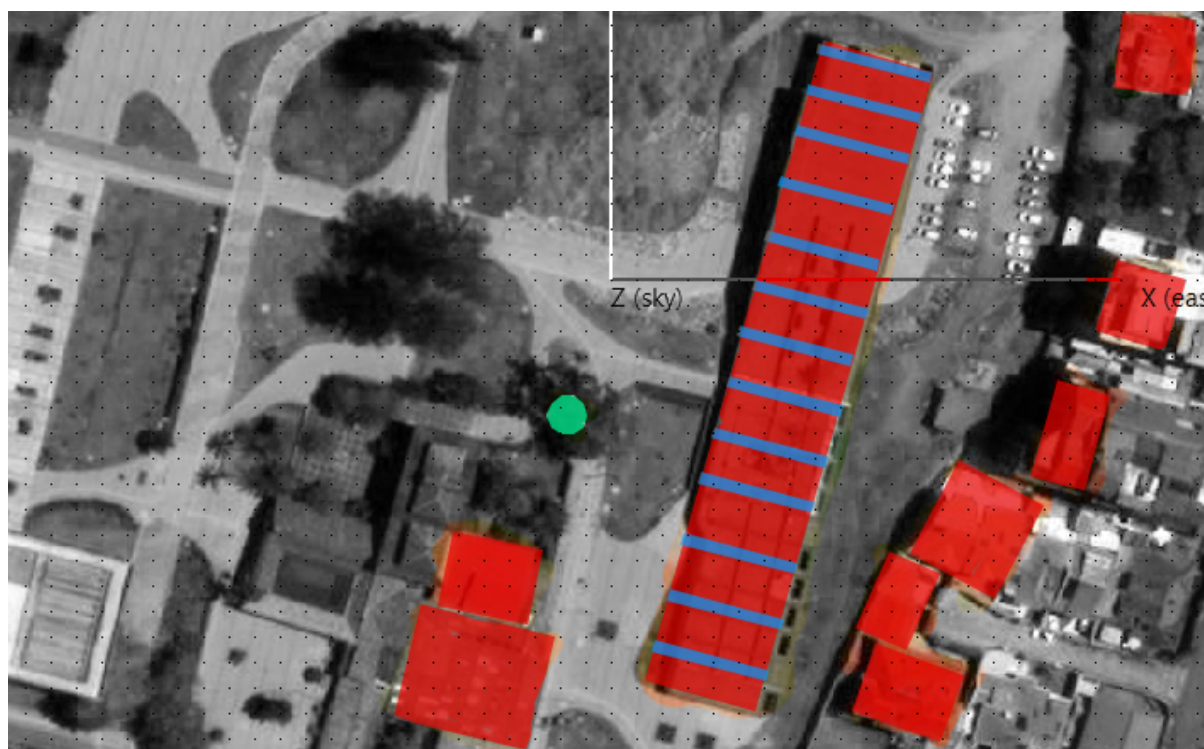


Figura 3.14: Modelado de obstáculos en las proximidades del bloque Administrativo. Fuente: [propia]

Edit 3D Shading Scene

Location Create 3D scene Bird's eye Elevations Analyze Scripting Import Export Help Save

Diurnal analysis Time series analysis Diffuse analysis

Subarray 1, String 1 Shade Loss (%): 0=no shade, 100=fully shaded 0 Apply to selectec

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	100	100	100	100	100	100	61.692	6.94235	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Feb	100	100	100	100	100	100	64.3904	11.2323	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Mar	100	100	100	100	100	100	59.6801	6.19263	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.102116	100	100	100	100	100	100
Apr	100	100	100	100	100	100	49.7751	0.0613826	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.68173	100	100	100	100	100	100
May	100	100	100	100	100	100	42.6953	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.19372	100	100	100	100	100	100
Jun	100	100	100	100	100	100	42.3931	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.32583	100	100	100	100	100	100
Jul	100	100	100	100	100	100	51.9384	1.39549	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.64958	100	100	100	100	100	100
Aug	100	100	100	100	100	100	50.8426	1.42036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.868617	100	100	100	100	100	100
Sep	100	100	100	100	100	100	40.838	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.4402	100	100	100	100	100	100
Oct	100	100	100	100	100	100	28.2152	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.96827	100	100	100	100	100	100
Nov	100	100	100	100	100	100	23.3484	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.28782	100	100	100	100	100	100
Dec	100	100	100	100	100	100	32.6116	0.13527	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.30839	100	100	100	100	100	100

Figura 3.15: Pérdidas por sombreado para el bloque Administrativo. Fuente: [propia]

Tabla 3.13: Pérdidas por sombreado en el bloque Administrativo. Fuente: [propia]

Mes	Irradiancia W/m ²	Irradiancia con perdidas de sombra W/m ²	Perdidas %
Enero	197,283333	196,160198	0,57
Febrero	194,355779	192,986182	0,71
Marzo	185,798051	185,017167	0,42
Abril	158,855324	158,405408	0,28
Mayo	171,461694	171,023846	0,26
Junio	155,781829	155,385959	0,25
Julio	145,823365	145,445772	0,26
Agosto	183,28629	182,794673	0,27
Septiembre	206,490162	205,871767	0,30
Octubre	196,130936	195,546459	0,30
Noviembre	207,33125	206,758247	0,28
Diciembre	192,605287	192,066132	0,28
Promedio	182,933608	182,288484	0,35

$$FS = 1 - PR \quad (3.7)$$

3.5.3. Pérdidas térmicas

Los parámetros de los paneles fotovoltaicos que cada fabricante proporciona en su hoja de datos son extraídos bajo condiciones estándar perfectas, por lo tanto, al momento de realizar un diseño fotovoltaico es importante tener en cuenta que la eficiencia del panel solar podría verse afectado por las diferentes condiciones ambientales. Uno de los factores que mas influye en dicha eficiencia es la temperatura, por tal motivo todos los fabricantes proporcionan un coeficiente de pérdida de potencia por temperatura, el cual ayuda a determinar el porcentaje de pérdidas según la Ecuación 3.8 [35].

$$\%Perdidas = \alpha \cdot (T_c - 20^\circ) \quad (3.8)$$

donde:

- α es el coeficiente de temperatura de Pmax,

- T_c es la la temperatura de la célula solar.

El coeficiente de temperatura lo proporciona cada fabricante, mientras que la temperatura de la célula solar depende de la irradiancia y la temperatura del ambiente, la cual se puede determinar según la Ecuación 3.9 [35].

$$T_c = T_{amb} + \frac{Irradiancia \cdot (TNOC - 20)}{800} \quad (3.9)$$

donde:

- T_{amb} es la temperatura ambiente,
- $TNOC$ es la Temperatura de Operación Nominal de la célula considerando las STC (Condiciones estándar de prueba),

Al aplicar las Ecuaciones 3.8 y 3.9 a la irradiancia promedio máximo correspondiente a las 11 am de la Tabla 3.1 se obtuvo como resultado el porcentaje de pérdidas de cada mes mostradas en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14: Pérdidas por temperatura. Fuente: [propia]

Mes	Irradiancia [W/m ²]	Tamb [°C]	TNOC [°C]	Tcélula [°C]	Coeficiente Pérdidas	Pérdidas %
Enero	681	19,6	45	40,88125	0,35	7,31
Febrero	656	19,57	45	40,07	0,35	7,02
Marzo	676	17,91	45	39,035	0,35	6,66
Abril	599	17,31	45	36,02875	0,35	5,61
Mayo	568	17,8	45	35,55	0,35	5,44
Junio	521	16,63	45	32,91125	0,35	4,52
Julio	488	16,14	45	31,39	0,35	3,99
Agosto	630	17,25	45	36,9375	0,35	5,93
Septiembre	728	18,44	45	41,19	0,35	7,42
Octubre	709	19,24	45	41,39625	0,35	7,49
Noviembre	744	19,47	45	42,72	0,35	7,95
Diciembre	737	19,57	45	42,60125	0,35	7,91
Promedio						6,44

En la Tabla 3.14 se observa que las pérdidas por temperatura promedio es del 6.44 %. El valor mencionado se sitúa en el intervalo de 5 a 14 % tal como sugiere la Tabla 2.1.

3.5.4. Pérdidas por efecto mismatch

El efecto conocido como "mismatch" ocurre debido a las diferencias en los potenciales eléctricos entre las células fotovoltaicas de los paneles solares. Este fenómeno se manifiesta cuando los módulos solares, al estar conectados en serie o en paralelo, no producen exactamente la misma cantidad de energía, lo que puede reducir la eficiencia global del sistema.

Para minimizar el efecto de desajuste, es importante realizar una instalación ordenada de los módulos. Esto implica asegurarse de que todos los paneles estén correctamente alineados y conectados de manera que las diferencias en el rendimiento eléctrico sean mínimas. Además, es recomendable seleccionar paneles con características eléctricas similares y asegurarse de que todos estén expuestos a condiciones de luz solar similares.

En configuraciones de sistemas fotovoltaicos donde una cadena de módulos es un módulo más corta que las otras cadenas, las pérdidas por desajuste suelen ser inferiores al 0.5 % cuando se cuenta con paneles con características eléctricas similares [36].

Para este proyecto se considerará seleccionar y ordenar paneles fotovoltaicos con características eléctricas similares. Por lo tanto, se estima que las pérdidas por desajuste serán del 0.5 %.

3.5.5. Pérdidas por polución

Las pérdidas por polución se deben principalmente a la acumulación de partículas como polvo y suciedad en general sobre los paneles solares. Estas pérdidas dependen del lugar en donde estén ubicados los paneles solares y el grado de inclinación que tienen los mismos. En nuestro caso, la inclinación de 10° que tendrán los paneles solares ayudará a su respectiva limpieza. Por otra parte, al estar ubicados sobre los tejados de las edificaciones, se supone una acumulación reducida de suciedad en los paneles solares. Por tal motivo, tomando en cuenta lo que dice [37] se supondrá unas pérdidas del 6.5 % por polución y se recomienda una limpieza de los paneles solares cada 2 meses.

3.5.6. Pérdidas del inversor

Hoy en día, los inversores han incrementado su eficiencia gracias al progreso tecnológico., un ejemplo de ello es el inversor Growatt MID 25KTL3 seleccionado para el diseño fotovoltaico, el cual cuenta con una eficiencia del 98.5 %; por lo que este inversor presentaría pérdidas del 1.5 %.

3.5.7. Factor de rendimiento

El factor de rendimiento se refiere a las pérdidas de energía relacionadas con la temperatura, contaminación, eficiencia del inversor y otros factores que se deben tener en cuenta al momento de realizar el diseño [14]. Por tal motivo en la Tabla 3.15 se muestra la estimación de pérdidas globales del sistema.

Tabla 3.15: Estimación de perdidas globales del sistema. Fuente: [propia]

Parámetro de pérdida	Porcentaje (%)
Orientación e inclinación	5
Polución	6.5
Temperatura	6.44
Efecto mismatch	0.5
Rendimiento de inversores	1.5
Total	19.94

En la Tabla 3.15 se observa que la estimación de pérdidas globales es del 19.94 % por lo tanto el factor de pérdidas es 0.8006 %, siendo un valor aceptable puesto que [14] sugiere que el factor de pérdidas este en un rango de 0.7 a 0.78, sin embargo dicho factor de pérdidas podría ser mayor debido al avance tecnológico siendo un ejemplo de ello la alta eficiencia del inversor seleccionado.

3.6. Determinación del número de paneles e inversores

3.6.1. Cálculo del número mínimo de paneles

Para determinar la cantidad de paneles necesarios en el diseño fotovoltaico, es esencial calcular la potencia pico que el generador fotovoltaico debe suministrar. Este cálculo se realiza aplicando la Ecuación 3.10 [14].

$$P_{GFV} = \frac{E \cdot I_{STC}}{HSP \cdot FS \cdot PR} \quad (3.10)$$

donde:

- E : es la energía anual necesaria para suplir la demanda energética [Kwh/año].
- HSP : es la hora solar pico incidente [kwh/m²/año].
- I_{STC} : es la irradiancia en las condiciones estándares [1 kw/m²].
- FS : es el factor de sombras.
- PR : es el factor de pérdidas globales del sistema.

La energía y las horas de sol pico anuales se han calculado según lo expuesto en las Tablas 3.8 y 3.2, respectivamente. Por otro lado, los factores de pérdida y sombreado han sido determinados en las secciones 3.15 y 3.5.2, respectivamente. De esta manera, al emplear la Ecuación 3.10, se obtiene la potencia pico necesaria para inyectar en la red eléctrica, tal como se presenta en la Tabla 3.16.

Tabla 3.16: Potencia pico que debe suministrar el generador fotovoltaico. Fuente: [propia]

Edificio	Energía [kwh/año]	HSP [kw/m ² /año]	FS	PR	P _{GFV} [kwp]
Bloque B	109167,53	1601,92	1	0,8006	85,12
Bloque C	112350,5578	1601,92	1	0,8006	87.602
Bloque Adm	52212,419	1601,92	0,99	0,8006	41.12

Una vez establecida la potencia que cada generador debe suministrar, se procedió a calcular el número mínimo de módulos fotovoltaicos necesarios para cubrir la demanda. Esto se logró mediante la aplicación de la Ecuación 3.11 [14], cuyos resultados se presentan en la Tabla 3.17.

$$N_{min_{paneles}} = \frac{P_{GFV}}{P_{panel}} \quad (3.11)$$

Tabla 3.17: Número de módulo fotovoltaicos necesarios para el diseño. Fuente: [propia]

Edificio	PGFV [kwp]	Potencia panel [kw]	N° mínimo paneles
Bloque B	85,12	550	155
Bloque C	87.602	550	159
Bloque Adm	41.12	550	75
Total			389

3.6.2. Cálculo de número de inversores

Para encontrar el número de inversores se emplea la Ecuación 3.12 la cual indica la relación entre la potencia máxima del generador fotovoltaico y la potencia del inversor seleccionado en la Sección 3.4.2.

$$N_{inversores} = \frac{P_{GFV}}{P_{inversor}} \quad (3.12)$$

En la Tabla 3.17 se estableció que para satisfacer la demanda energética de las tres edificaciones bajo estudio se requieren 389 módulos fotovoltaicos de 550 Wp, lo que da como resultado una necesidad de 213.95 kWp para el diseño fotovoltaico. Sin embargo es aconsejable que la potencia del inversor sea entre un 70 % y un 90 % de la potencia nominal del generador fotovoltaico [14]. Por tal motivo para este diseño fotovoltaico se elige un factor de 0.9 teniendo como resultado que se necesita de 8 inversores de 25 kWp tal como se muestra en la Ecuación 3.13.

$$N_{inversores} = \frac{213.95 \cdot 0.9}{25} = 8 \quad (3.13)$$

3.7. Configuración del sistema fotovoltaico

3.7.1. Áreas de emplazamiento

Inicialmente se plantea el uso de la techumbre de los bloques B, C y Administrativo para colocar los paneles solares respectivos para suplir la demanda de cada edifica-

ción. Las áreas disponibles se muestran en la figura 3.16 y se expresa sus valores aproximados en la tabla 3.18. Con el motivo de evitar elementos que obstaculicen la iluminación dentro del último piso del bloque B se ha optado por aprovechar el uso únicamente de los espacios laterales del mismo. Además, en el bloque Administrativo de igual forma se evitó el espacio paralelo al área A2 debido a la posible sombra que podría producirse en el mismo.



Figura 3.16: Área disponible en las cubiertas de las edificaciones. Fuente: [propia]

Tabla 3.18: Área disponible en las cubiertas de las edificaciones. Fuente: [propia]

Superficie	Área disponible (m^2)
A1	600
A2	238
B1	282
B2	282
C	1411

3.7.2. Distancia mínima entre filas de módulos

Con la intención de evitar sombras entre los paneles solares fotovoltaicos se realiza el cálculo de la separación mínima que debe existir entre las mismas, tal como se muestra en la figura 3.17. Para ello, se considera el ángulo de inclinación β de 10° , la longitud L de los paneles de 2.3 m y la latitud de -2° del lugar donde se colocaran los paneles solares.

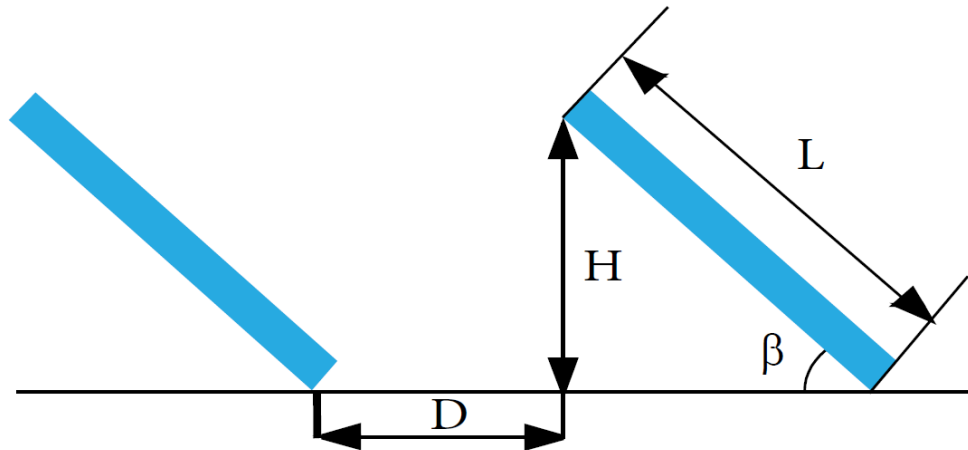


Figura 3.17: Distancia mínima entre paneles solares. Fuente: [propia]

De acuerdo a lo anterior mencionado, se halla la distancia mínima entre paneles aplicando los cálculos y ecuaciones de [15]. Como primer paso se halla la altura H que tendrán los paneles solares:

$$\text{sen}(\beta) = \frac{h}{L} \quad (3.14)$$

$$h = L \cdot \text{sen}(\beta)$$

$$h = 2.3 \cdot \text{sen}(10)$$

$$h = 0.4 \text{ m}$$

Luego, se encuentra la distancia mínima D entre paneles solares:

$$D = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (3.15)$$

$$D = \frac{0.4}{\tan(61^\circ - (-2^\circ))}$$

$$D = 0.2 \text{ m}$$

Por lo tanto, se establece que entre los paneles solares debe existir una distancia mínima de 0.2 m para evitar el efecto de sombreado entre los mismos. Con el fin de tener espacio suficiente para realizar los mantenimientos y limpiezas respectivas a los paneles solares fotovoltaicos se optará por dejar un espacio mínimo de 0.8 m entre las filas de los paneles solares.

3.7.3. Número de paneles máximo en las techumbres de las edificaciones

Como siguiente paso se calcula la capacidad máxima de instalación de paneles solares fotovoltaicos que se dispone en los techados de las edificaciones bajo estudio (Bloque B, bloque C y bloque Administrativo). Para ello, se procede a graficar las áreas de los techados a utilizar de las edificaciones con sus respectivos paneles solares.

De acuerdo a la figura 3.18 cada edificación cuenta con una diferente capacidad de instalación de un sistema de generación fotovoltaico, debido a sus características particulares. En la tabla 3.19 se resume la capacidad máxima de paneles solares por edificación. Es importante mencionar que tal como se planteó en la subsección de distancia mínima, se utilizará una separación de 0.8 m entre filas de paneles solares y para la sección del bloque B se optó por colocar únicamente una fila de paneles solares por espacio con el propósito de tener el espacio suficiente para el tránsito del personal que realizará la limpieza respectiva bajo criterios de seguridad.

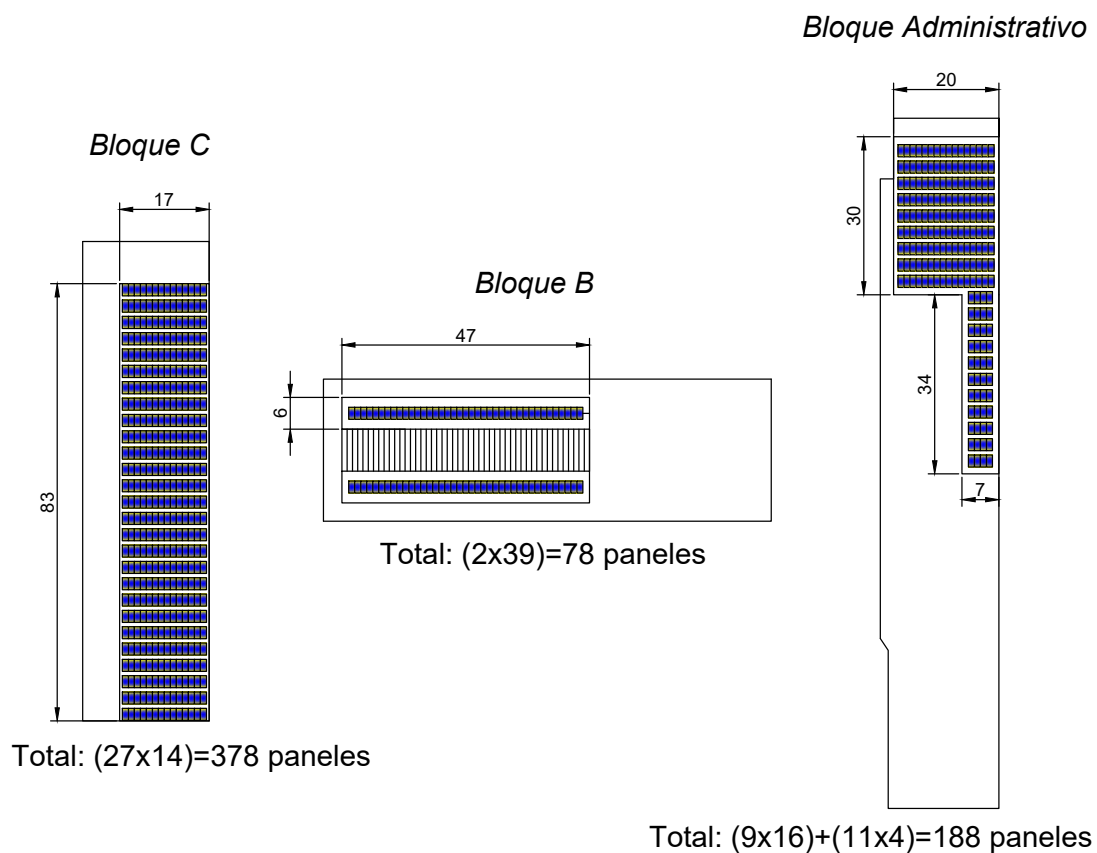


Figura 3.18: Capacidad máxima de paneles solares. Fuente: [propia]

Tabla 3.19: Capacidad total de paneles solares por edificación. Fuente: [propia]

Edificación	N máximo de paneles solares
Bloque Administrativo	188
Bloque B	78
Bloque C	378
Total	644

3.7.4. Número de paneles solares en serie

De acuerdo a las características del inversor seleccionado, es posible determinar la cantidad de paneles solares máximos y mínimos que se pueden colocar tanto en serie como en paralelo, con la finalidad de evitar sobrecargas en el inversor, que no funcione en condiciones óptimas, y posibles averías. Para el cálculo del número de paneles solares en serie se debe tomar en cuenta las tensiones de corriente continua máxima y mínima del inversor de la siguiente manera:

$$N_{\text{maximo de paneles en serie}}^{\circ} = \frac{V_{\text{max CC inv}}}{V_{\text{oc p}}} \quad (3.16)$$

donde:

- $V_{\text{max CC inv}}$: es el voltaje máximo de CC del inversor.
- $V_{\text{oc p}}$: es el voltaje de circuito abierto del panel solar.

Reemplazando los valores:

$$N_{\text{maximo de paneles en serie}}^{\circ} = \frac{1100 \text{ V}}{49.82 \text{ V}}$$

$$N_{\text{maximo de paneles en serie}}^{\circ} = 22$$

De igual manera se calcula el número mínimo de paneles solares en serie:

$$N_{\text{minimo de paneles en serie}}^{\circ} = \frac{V_{\text{min CC inv}}}{V_{\text{oc p}}} \quad (3.17)$$

donde:

- $V_{\text{min CC inv}}$: es el voltaje mínimo de CC del inversor.

- $V_{oc\ p}$: es el voltaje de circuito abierto del panel solar.

Reemplazando los valores:

$$N_{\text{minimo de paneles en serie}}^o = \frac{250\ V}{49.82\ V}$$

$$N_{\text{minimo de paneles en serie}}^o = 5$$

Por lo tanto, el número de paneles solares en serie debe encontrarse entre un valor de 5 a 22 paneles. El valor de paneles solares en serie será escogido posteriormente dependiendo del valor del rango de ramas en paralelo que se tendrá.

3.7.5. Número de paneles solares en paralelo

Al colocar paneles solares en paralelo es posible aumentar el valor de la corriente de entrada al inversor y por ende aumentar la potencia de salida del sistema solar fotovoltaico. Para ello utilizaremos el valor de la máxima corriente de cortocircuito permisible en el inversor y la corriente de cortocircuito del panel solar.

$$N_{\text{maximo de paneles en paralelo}}^o = \frac{I_{cc\ max.\ inv}}{I_{sc\ p}} \quad (3.18)$$

donde:

- $I_{cc\ max.\ inv}$: es la corriente máxima de cortocircuito del inversor.
- $I_{sc\ p}$: es la corriente de cortocircuito del panel solar.

Reemplazando los valores:

$$N_{\text{maximo de paneles en paralelo}}^o = \frac{32}{13.97}$$

$$N_{\text{maximo de paneles en paralelo}}^o = 2.3$$

Redondeando este último valor se tiene que como máximo es posible tener hasta 2 cadenas de paneles solares en paralelo.

3.7.6. Arreglo del sistema fotovoltaico

Considerando el número total de paneles solares anteriormente calculado para suplir la demanda total de las edificaciones bajo estudio, se plantea realizar una división equitativa de paneles solares entre el total de inversores a utilizar de la siguiente manera:

$$N_{\text{paneles por inversor}}^{\circ} = \frac{N_{\text{paneles solares totales}}^{\circ}}{N_{\text{inversores totales}}^{\circ}} \quad (3.19)$$

$$N_{\text{paneles por inversor}}^{\circ} = \frac{389}{8}$$

$$N_{\text{paneles por inversor}}^{\circ} = 48.625$$

Ya que el número total de paneles solares por inversor no es entero ni par, se utilizarán 50 paneles solares por inversor para suplir la demanda energética. Por tal motivo, y de acuerdo al intervalo de paneles solares tanto en serie como en paralelo, se procede a determinar el arreglo del sistema. Para aquello, tomando en cuenta que el inversor posee 3 entradas, se utilizará por entrada un total de 8 paneles solares en serie y 2 cadenas en paralelo. La combinación de paneles solares por inversor se presenta en la tabla 3.20.

Tabla 3.20: Arreglo de paneles solares por inversor. Fuente: [propia]

Entrada	Paneles en serie	Cadenas en paralelo	I max entrada (A)	Paneles totales	Potencia total de entrada (kWp)
A	8	2	27.94	16	8,8
B	8	2	27.94	16	8,8
C	9	2	27.94	18	9,9
Total				50	27,5

Se verifica que la corriente de entrada por parte de las cadenas es menor a la corriente máxima admisible por cada entrada de MPPT:

$$I_{\text{total}} < I_{\text{Max. cortocircuito por MPPT}} \quad (3.20)$$

$$27.94 \text{ A} < 32 \text{ A}$$

De igual forma, se comprueba de que se cumple con el rango de voltaje del funciona-

miento de MPPT del inversor (200-1000 Vcc) para la entrada A y B:

$$V_{mp\ total} = N_{paneles\ en\ serie}^o \cdot V_{mp} \quad (3.21)$$

$$V_{mp\ total} = 8 \cdot 42$$

$$V_{mp\ total} = 336$$

$$200 < V_{mp\ total} = 336 < 1000$$

El mismo procedimiento se aplica a la entrada C, siguiendo los pasos previamente descritos:

$$V_{mp\ total} = N_{paneles\ en\ serie}^o \cdot V_{mp}$$

$$V_{mp\ total} = 9 \cdot 42$$

$$V_{mp\ total} = 378$$

$$200 < V_{mp\ total} = 378 < 1000$$

Finalmente, se verifica que la potencia total de entrada en kWp sea menor a la potencia admisible por el inversor:

$$Potencia\ total\ de\ entrada < Potencia\ maxima\ de\ PV \quad (3.22)$$

$$27.5\ kWp < 37.5\ kWp$$

Por lo tanto, queda verificado que el inversor operará en condiciones óptimas y seguras.

3.7.7. Emplazamiento

Considerando la distribución del número de módulos fotovoltaicos en serie y en paralelo, como se detalla en la sección 3.7.6, junto con el máximo número de paneles que pueden ser instalados según el área disponible, deducido en la sección 3.7.3, se ha decidido implementar dos grupos de módulos fotovoltaicos. Estos grupos se ubicarán en la cubierta del bloque C y en el bloque administrativo, dejando sin paneles

el bloque B debido a sus áreas reducidas que no son adecuadas para la instalación fotovoltaica, tal como lo indica la Tabla 3.21. La distribución mencionada se presenta en el esquema unifilar mostrado en la Figura 3.19.

Tabla 3.21: Número de paneles fotovoltaicos a emplazar. Fuente: [propia]

Edificio	Número de paneles a instalar	Potencia de cada panel [kwp]	PGFV [kwp]
Bloque C	300	0.55	165
Bloque Administrativo	100	0.55	55
Total	400		220

3.8. Cálculo de la energía anual producida

Para calcular la energía total generada por el sistema fotovoltaico, se aplica la Ecuación 3.10, considerando que la incógnita en este caso es la energía generada. Por consiguiente, se obtiene la Ecuación 3.23.

$$Eg = \frac{HSP \cdot P_{GFV} \cdot PR \cdot FS}{I_{STC}} \quad (3.23)$$

donde:

- E : es la energía generada [Kwh/mes].
- P_{GFV} : es la potencia pico del generador fotovoltaico [Kwp].
- HSP : es la hora solar pico incidente [kwh/m²/mes].
- I_{STC} : es la irradiancia en las condiciones estándares [1 kw/m²].
- FS : es el factor de sombras.
- PR : es el factor de pérdidas globales del sistema.

En cuanto a las HSP, se utilizan los valores obtenidos de la Tabla 3.2. La potencia pico del generador fotovoltaico se fija en 220 Kwp, resultado de considerar 400 paneles de 550 Wp en el diseño fotovoltaico. Del mismo modo, se emplean los valores previamente determinados para el factor de pérdidas y el factor de sombreado, lo que da

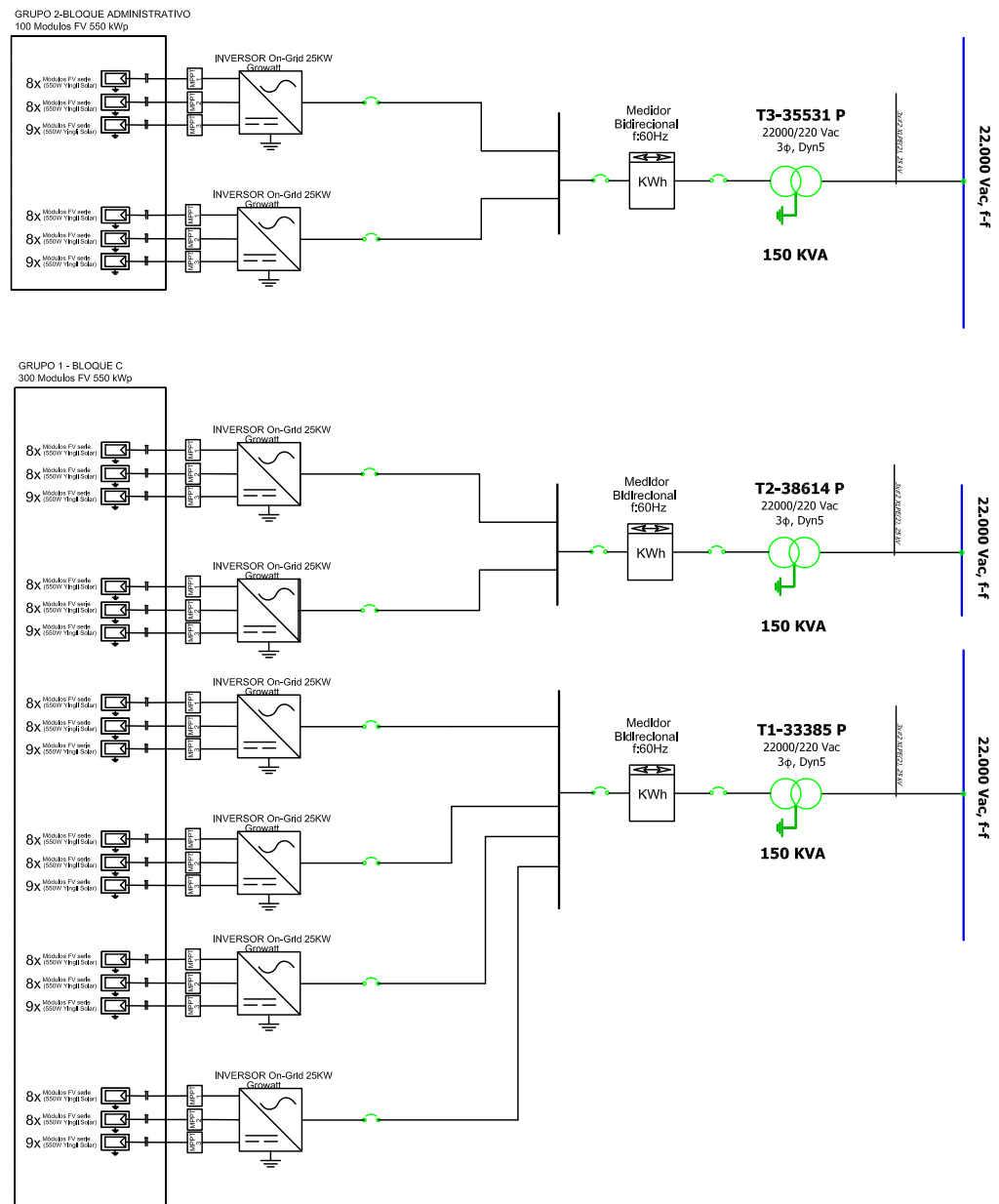


Figura 3.19: Diagrama unifilar.

como resultado los datos de energía mensual mostrados en la Tabla 3.22 y la Figura 3.20

Tabla 3.22: Energía generada Mensual. Fuente: [propia]

Mes	HSP [Kwh/m ² /dia]	Días del mes	P _{GFV} [Kwp]	PR	Energía generada [Kwh/mes]
Enero	4,73	31	220	0,8006	25774,58269
Febrero	4,66	28	220	0,8006	22935,73995
Marzo	4,46	31	220	0,8006	24303,3063
Abril	3,81	30	220	0,8006	20091,62382
Mayo	4,12	31	220	0,8006	22450,58788
Junio	3,74	30	220	0,8006	19722,48638
Julio	3,5	31	220	0,8006	19072,10136
Agosto	4,4	31	220	0,8006	23976,35599
Septiembre	4,96	30	220	0,8006	26156,02472
Octubre	4,71	31	220	0,8006	25665,59925
Noviembre	4,98	30	220	0,8006	26261,49256
Diciembre	4,62	31	220	0,8006	25175,17379
Total					281585,0747

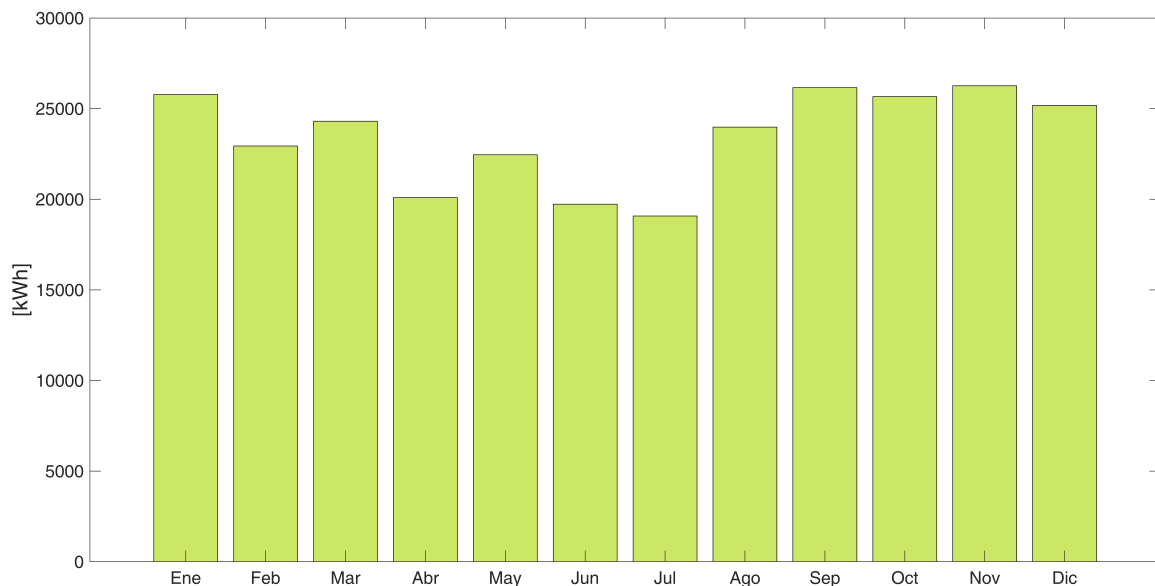


Figura 3.20: Energía generada mensual. Fuente: [propia]

3.9. Factor de planta

El factor de planta se determina aplicando la Ecuación 3.24, en donde la energía generada anualmente es de 281585.074 kWh, según lo indicado en la Tabla 3.22. Por otro lado, la energía máxima teórica sería aquella producida si la planta funcionara al 100 % de su capacidad durante todo el año. Al sustituir estos valores en la Ecuación 3.24 , se calculó que el factor de planta es del 0.146 o del 14.6 %.

$$F_p = \frac{\text{Energía generada}}{\text{Capacidad de la planta} \cdot \text{Tiempo de operación}} \quad (3.24)$$

$$F_p = \frac{281585.074 \text{ kWh}}{220 \text{ kW} \cdot 365 \cdot 24 \text{ h}} = 0.1461$$

3.10. Simulación del sistema fotovoltaico

3.10.1. Simulación en el software HOMER Pro

Como parte del análisis técnico se realizó la corroboración de los resultados obtenidos con el Software HOMER Pro. En primera instancia, se colocó la ubicación del campus Balzay en el software con el fin de descargar los datos de irradiación solar para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico. Resultado de esto, se obtuvo la figura 3.21 que representa la irradiación solar aproximada mensual producto de una estimación según una base de datos de 22 años de la NASA (Julio 1983 - Junio 2005), cabe mencionar que el software utilizado permite escalar los datos a una hora solar anual promedio, es por ello que se ha escalado los datos a una hora solar promedio de 4,39. A continuación, se procedió a colocar el tipo de panel solar seleccionado previamente en la subsección 3.4.1. Ya que el software HOMER Pro no cuenta con tal panel, se utilizó un panel genérico y se procedió a colocar manualmente sus características técnicas.

A continuación, se colocó una carga aproximada que simula el comportamiento de las edificaciones bajo estudio para proceder a ejecutar el programa y obtener los resultados pertinentes que se muestran resumidos en la figura 3.22 con datos de:

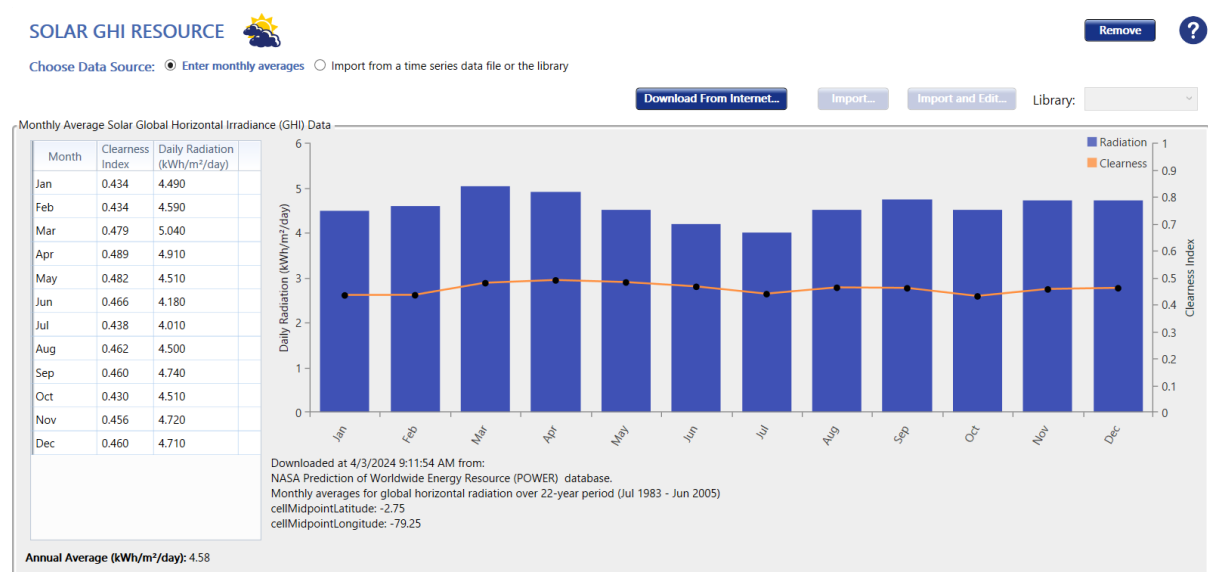


Figura 3.21: Irradiancia diaria estimada en el software HOMER Pro. Fuente: [propia]

producción total, factor de planta, energía media producida diaria. Además, se obtuvo un gráfico de calor de la potencia media producida durante las 24 horas de cada día del año analizado.

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	220	kW
Mean Output	32.1	kW
Mean Output	770	kWh/d
Capacity Factor	14.6	%
Total Production	281,016	kWh/yr

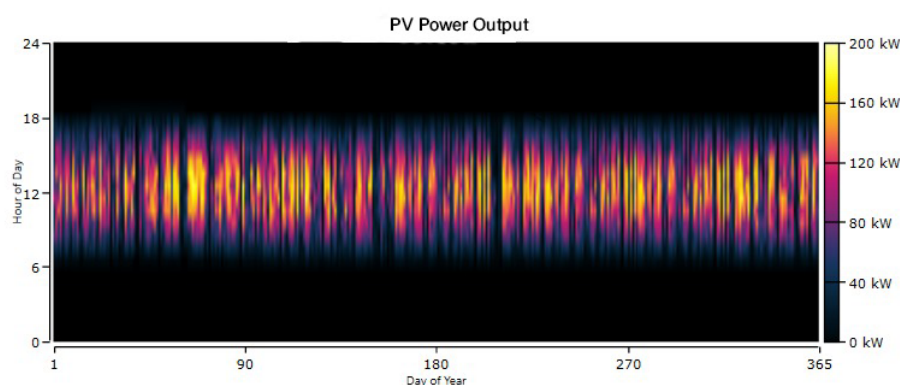


Figura 3.22: Resumen de resultados del software HOMER Pro. Fuente: [propia]

Finalmente, para expresar de mejor manera los resultados de producción anual de energía obtenidos del software HOMER Pro se presenta la tabla 3.23 que resume mensualmente la potencia media de salida del sistema fotovoltaico y a su vez se calcula la energía producida mensualmente. De esta manera, se visualiza la producción

de energía mensual mostrado en la figura 3.23 cuya suma da el total de 281016 kWh equivalente al mostrado en la figura 3.22.

Tabla 3.23: Cálculo obtenido en el software HOMER Pro de la energía generada Mensual. Fuente: [propia]

Mes	Potencia media (kW)	Días	Energía producida (kWh)
Enero	31,13	31	23160,72
Febrero	318,3	28	21389,76
Marzo	35,01	31	26047,44
Abril	34,61	30	24919,2
Mayo	32,17	31	23934,48
Junio	30,04	30	21628,8
Julio	28,77	31	21404,88
Agosto	31,89	31	23726,16
Septiembre	33,13	30	23853,6
Octubre	31,44	31	23391,36
Noviembre	32,57	30	23450,4
Diciembre	32,41	31	24109,32
Total			281016

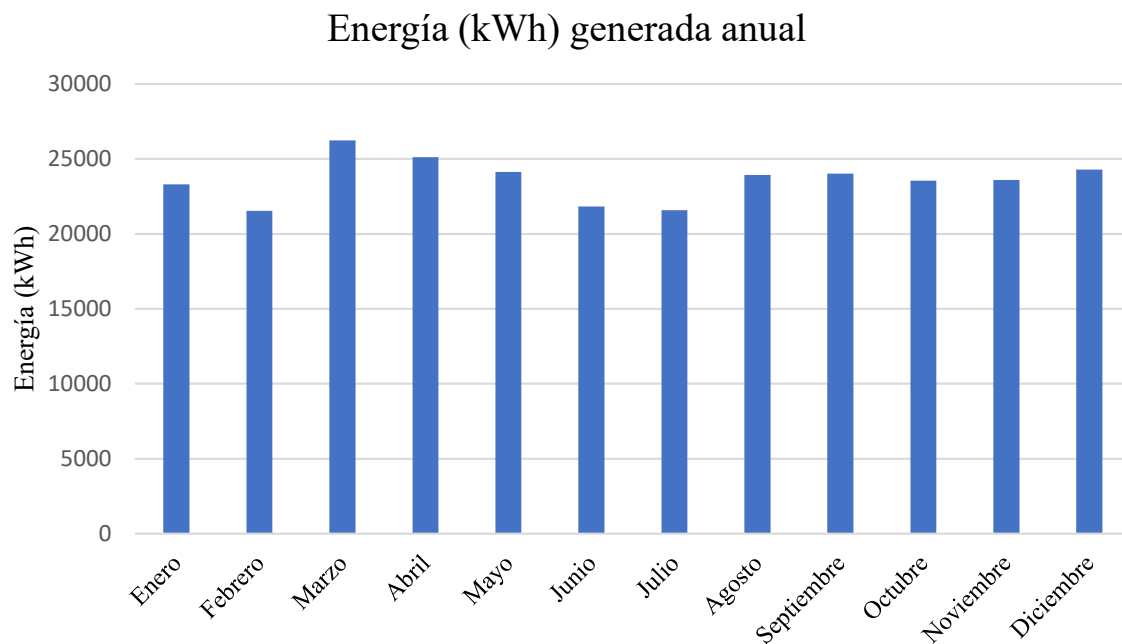


Figura 3.23: Energía generada Mensual. Fuente: [propia]

Es importante mencionar que los resultados obtenidos concuerdan con los calculados con ligeras variaciones debido al método de cálculo que emplea el software. Tanto la energía anual producida como el factor de planta se asemejan a los resultados conseguidos en las secciones 3.8 y 3.9 respectivamente.

3.10.2. Simulación en el software SAM (System Advice Model)

Con el propósito de validar los valores obtenidos en la Sección 3.9, se llevó a cabo una simulación del caso de estudio utilizando software especializado SAM (System Advice Model). Este software permite calcular la generación anual de la planta solar entre otros factores importantes para el diseño fotovoltaico.

El software especializado SAM (System Advice Model) modela sistemas fotovoltaicos teniendo en cuenta la geolocalización precisa del proyecto y la radiación solar incidente en dicho emplazamiento. Para nuestro estudio, el campus de Balzay está ubicado en la parroquia San Joaquín, al oeste de la ciudad de Cuenca, a una altitud de 2500 msnm, con coordenadas geográficas de latitud 2° 53' 29" y longitud 79° 02' 13". Al introducir estos datos georreferenciales en el software bajo estudio, se obtienen diversos parámetros, tales como la irradiancia directa, la irradiancia difusa, la irradiancia global, la temperatura, entre otros, los cuales se detallan en la Figura 3.24 .

- Header Data from Weather File			
Latitude	-2.9	degrees	Location 4366120
Longitude	-79.03	degrees	Data Source NSRDB
Time zone	GMT -5		
Elevation	2575	m	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.
Time step	10	minutes	
- Annual Averages Calculated from Weather File Data			
Global horizontal	4.39	kWh/m ² /day	
Direct normal (beam)	2.82	kWh/m ² /day	
Diffuse horizontal	2.50	kWh/m ² /day	
Average temperature	14.3	°C	
Average wind speed	2.0	m/s	
- Optional Data			
Maximum snow depth	NaN	cm	
Annual albedo	0.165		

*NaN indicates missing data.

Figura 3.24: Localización y recursos solares en SAM. Fuente: [propia]

Tras ingresar la ubicación del proyecto, el simulador requiere la selección del modelo de inversor y módulo fotovoltaico que serán utilizados en el proyecto de estudio. SAM ofrece una extensa biblioteca que abarca la mayoría de los equipos disponibles en el mercado, facilitando así la elección adecuada. Por consiguiente, se procedió a localizar el modelo específico de panel solar e inversor seleccionado previamente en la Sección 3.4, lo que condujo a la obtención de los datos técnicos detallados en la Figura 3.25.

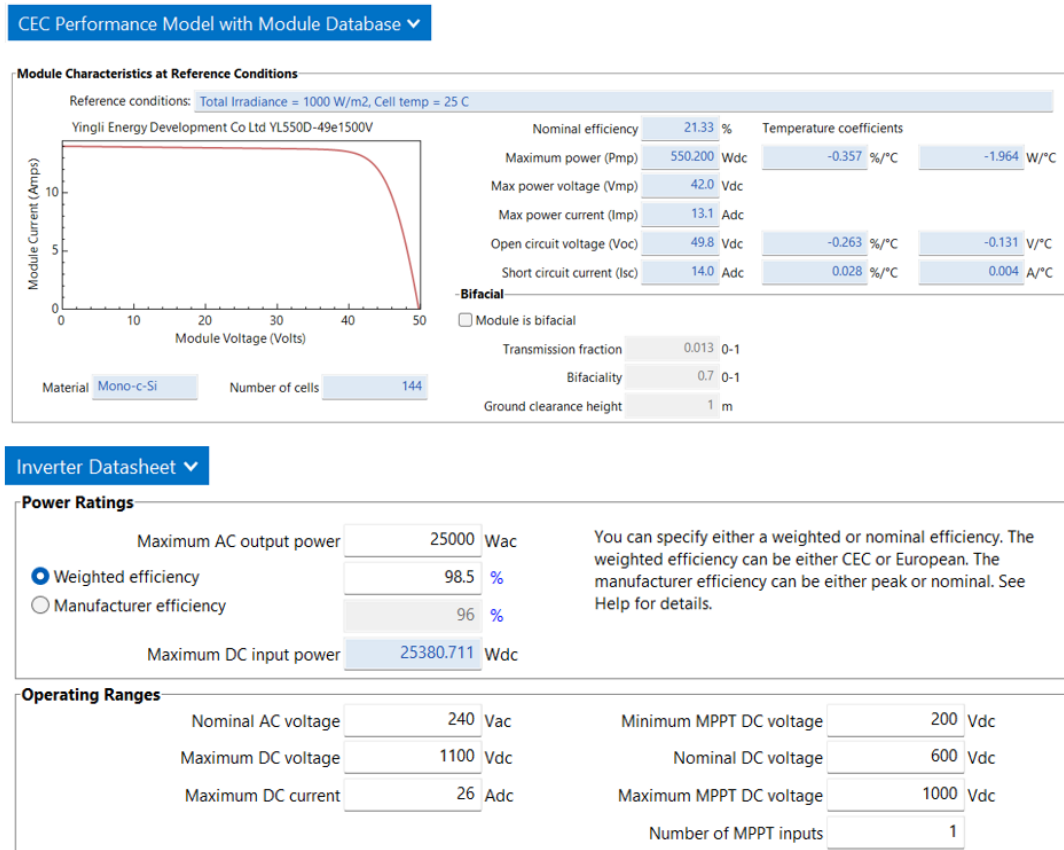


Figura 3.25: Características técnicas del módulo fotovoltaico y del inversor en SAM. Fuente: [38]

En una tercera pestaña del simulador, brinda la posibilidad de ingresar diversos parámetros, entre ellos la potencia pico de la planta solar, el ángulo de inclinación y otros factores relevantes. Esta función tiene como objetivo principal que el simulador, de manera automática, determine el número de inversores y paneles necesarios para satisfacer la demanda energética requerida. En el caso específico analizado, donde la demanda pico se estima en 220 kWp, se determinó que se necesitarían 400 paneles y 8 inversores, como se detalla en la Figura 3.26. Estos resultados concuerdan estrechamente con los obtenidos en la Sección 3.6.

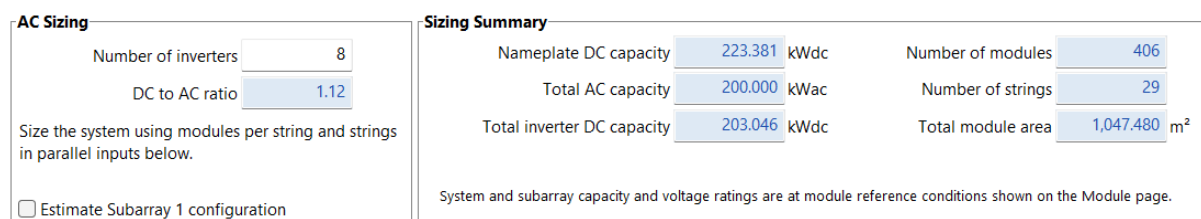


Figura 3.26: Diseño fotovoltaico calculado por SAM. Fuente: [38]

En una cuarta pestaña es posible ingresar las pérdidas estimadas del sistema y su análisis de sombreado determinado en la Sección 3.5 y una vez ingresado dichos valores se obtuvo como resultado que la energía generada es de 286887 kWh con un factor de planta del 14.7 %, resultado que verifica el valor calculado en la Sección 3.9. Dichos resultados se muestran en las Figuras 3.28 y 3.27.

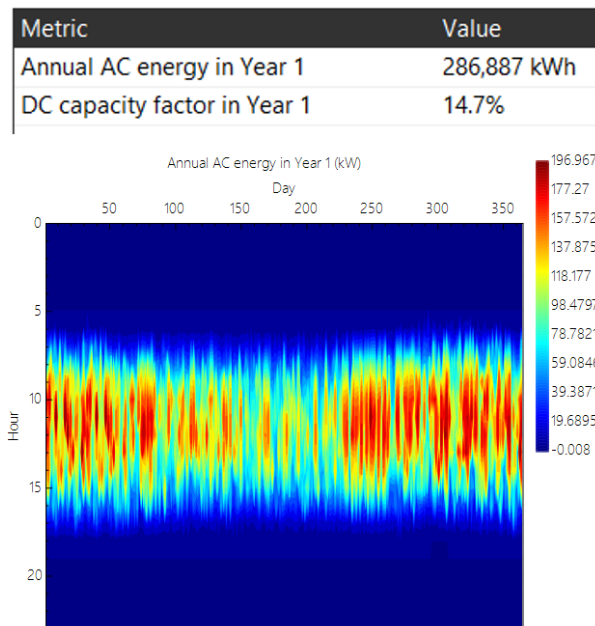


Figura 3.27: Resultados calculados por SAM. Fuente: [38]

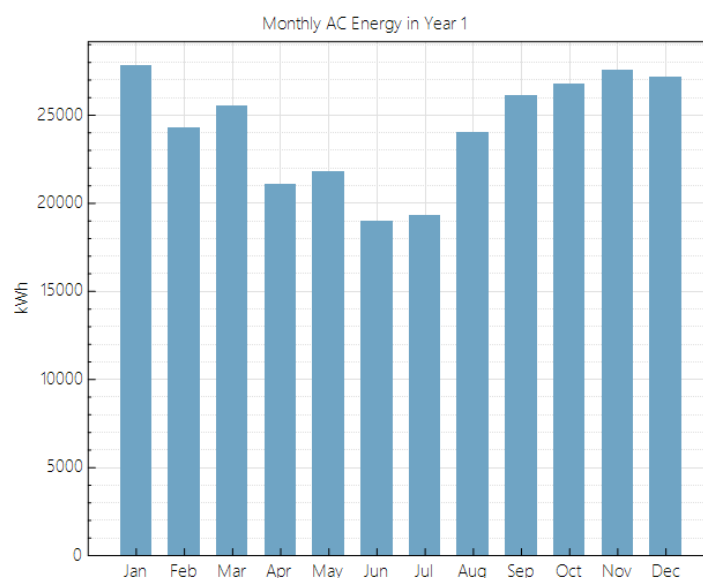


Figura 3.28: Energía Generada mensual por el software SAM. Fuente: [38]

3.10.3. Comparativa entre resultados simulados y calculados

La Tabla 3.24 muestra una comparativa entre los resultados obtenidos mediante el software HOMER Pro, el software SAM y los cálculos teóricos, destacando que los valores proporcionados por HOMER Pro son los que más se acercan a los resultados calculados. Específicamente, se observa que tanto la capacidad nominal (kWp) como el factor de planta [%] son idénticos en todos los métodos, con valores de 220 kWp y alrededor de 14.6 % , respectivamente. En cuanto a la energía anual generada (kWh), HOMER Pro estima 281106 kWh, mientras que SAM sugiere una producción ligeramente superior de 286887 kWh. Sin embargo, el valor calculado manualmente es de 281585.074 kWh, confirmando que la estimación de HOMER Pro es la que más se acerca a los valores teóricos calculados.

Tabla 3.24: Comparativa entre Resultados simulados y Calculados. Fuente: [propia]

	HOMER Pro	SAM	Calculado
Capacidad nominal [kW]	220	220	220
Factor de planta [%]	14,6	14,7	14,61
Energía anual Generada [kWh]	281106	286887	281585,075

4. Análisis económico.

En este capítulo se analizan los elementos financieros del proyecto. Se desglosan la inversión necesaria del proyecto, incluyendo los componentes como paneles, inversores y estructuras, así como los costos de instalación y mano de obra. Se calcula el balance energético neto con base en la regulación ARCERNNR-008/23 y se analizan los ahorros proyectados en la factura eléctrica y los posibles ingresos por excedente de energía generada. Se calcula el período de retorno de la inversión como indicador de viabilidad económica.

4.1. Indicadores económicos

4.1.1. Flujo de caja

El Flujo de caja es una herramienta financiera que permite determinar todos los ingresos y egresos que un proyecto genera a lo largo de un período específico.

En el flujo de caja se puede distinguir los egresos iniciales de fondo y los ingresos y egresos operativos. Respecto a los egresos iniciales hace referencia a un flujo de caja cero correspondiente a las inversiones iniciales del proyecto. Por otro lado, los ingresos y egresos operativos abarcan todos los flujos tangibles de entrada y salida de efectivo [32].

4.1.2. Tasa de descuento

En la evaluación financiera de proyectos, la tasa de descuento es una herramienta importante que se utiliza para calcular el valor presente de los flujos de efectivo futuros. Entre las metodologías más comunes para determinar esta tasa se encuentra el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC, por sus siglas en inglés).

El WACC representa el costo promedio ponderado del capital, considerando tanto la deuda como el capital propio de una empresa [39]. Este método se emplea para reflejar el costo de oportunidad del capital de una empresa y su riesgo asociado. La fórmula general del WACC es [39]:

$$WACC = k_e W_e + k_d W_d (1 - t) + k_p W_p \quad (4.1)$$

Donde:

- k_e es el componente del costo de capital común.
- k_d es el componente del costo de deuda.
- k_p es el componente del costo de acciones preferentes.
- t es la tasa de impuestos aplicables a la empresa.
- W_e es la proporción que representa el capital en la estructura de capital de la empresa.
- W_d es la proporción que representa la deuda en la estructura de capital de la empresa.
- W_p es la proporción que representan las acciones preferentes en la estructura de capital de la empresa.

En diversos estudios y análisis económicos, se emplean valores referenciales respecto a la tasa de descuento. Un estudio publicado por la revista de la CEPAL referente la tasa de descuento en el Ecuador indica que la tasa de descuento para los primeros 5 años se debe considerar del 10.57 % mientras que para los siguientes 15 años es posible considerar una tasa de descuento del 3.88 % [40].

Este enfoque contrasta con el utilizado en otro estudio titulado "Distribución de Generación Fotovoltaica en Ecuador: Análisis Económico y Mecanismos de Incentivos", el cual emplea una tasa de descuento del 7 % para su análisis [41]. Adicionalmente, el Banco Central del Ecuador también presenta un valor referencial para la tasa de descuento tomando en este caso el valor del 8.27 % [42].

4.1.3. Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto, es una medida que indica la posible rentabilidad de los proyectos. Está definido como la totalidad de los flujos de ingresos y egresos actualizados a lo largo de un período determinado [43].

El valor actual neto se calcula mediante la Ecuación 4.2.

$$VAN = \sum_{t=0}^N \frac{Q_n}{(1+i)^t} - I_o \quad (4.2)$$

Donde:

- N : es el número de periodos.
- t : es el período.
- Q_n : representa el flujo de caja en el período N .
- i : es la tasa de interés.
- I_o : representa la inversión inicial.

Para analizar este identificador se tiene que:

- $VAN < 0$, el proyecto no se puede llevar a cabo debido a que no se puede recuperar el capital inicial de inversión.
- $VAN = 0$, el proyecto recupera la inversión inicial pero no genera ganancia alguna.
- $VAN > 0$, indica que el proyecto es rentable y que se tendrán ganancias futuras, por lo tanto el proyecto se puede llevar a cabo.

4.1.4. Tasa interna de retorno (TIR)

Este indicador hace referencia a una tasa en donde el VAN es igual a cero tal como lo muestra la Ecuación 4.3.

$$VAN = \sum_{t=0}^N \frac{Q_n}{(1+i)^t} - I_o = 0 \quad (4.3)$$

Donde:

- N : es el número de periodos.
- t : es el período.
- Q_n : representa el flujo de caja en el período N .

- R : es la tasa de interna de retorno.
- I_o : representa la inversión inicial.

En el caso que el TIR es mayor a la tasa de interés el proyecto se acepta y por otro lado, si el TIR es menor a cero el proyecto debe ser rechazado [32].

4.1.5. Pay-Back

Representa el tiempo que un proyecto tarda en recuperar el capital inicial de inversión y el momento en que se esperaría que el proyecto comience a generar ganancias [32].

Este indicador se calcula mediante la Ecuación 4.4.

$$Payback = a + \frac{Inversion - b}{F_t} \quad (4.4)$$

Donde:

- a : período antes de que se recupere la inversión
- b : acumulación de flujos de efectivo a.
- F_t : flujo de efectivo en el intervalo en el que se alcanza la recuperación de la inversión.

4.2. Costos del proyecto

4.2.1. Costos de inversión del Generador Fotovoltaico

Los costos asociados al generador fotovoltaico constituyen la inversión inicial requerida para la compra de materiales y equipos necesarios esenciales para el proyecto, incluidos los módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras, cableado y otros componentes importantes.

Para los costos de los módulos fotovoltaicos e inversores, se consideran los precios actuales en el mercado ecuatoriano, mientras que para los demás componentes se utilizan precios de referencia basados en los costos de implementación de energía

solar fotovoltaica por país, publicados por IRENA, tal como se muestra en la Figura 4.1.

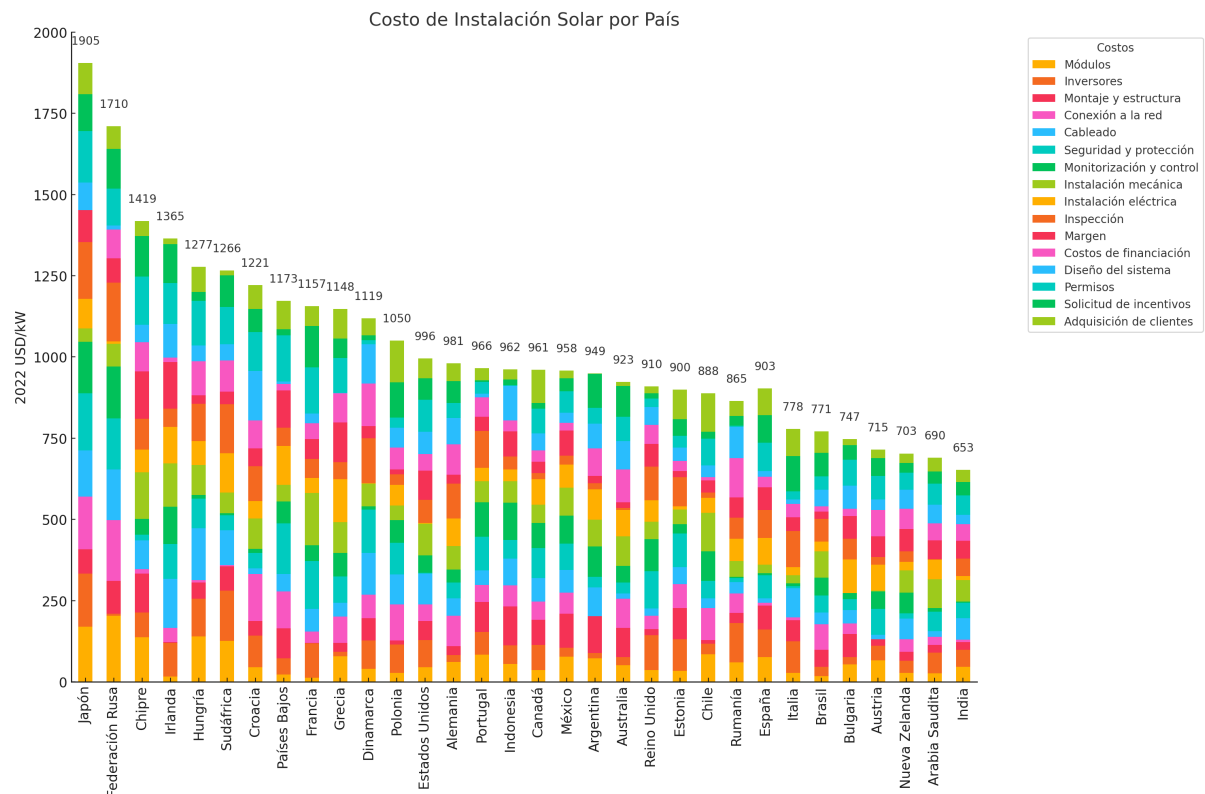


Figura 4.1: Desglose detallado de los costos totales de instalación de energía solar fotovoltaica por país, 2022. (Fuente: [44])

En la Figura 4.1, se puede observar cómo los precios de instalación fotovoltaica varían según el mercado de cada país. En el caso de Ecuador, se toma como referencia un país de la región presentado en la Figura 4.1, específicamente Chile. De esta manera, se obtienen los costos referenciales para las estructuras, conexión a la red, cableado, seguridad, monitoreo y control, instalación mecánica e instalación eléctrica.

Estos costos se presentan en la Tabla 4.1, donde se observa que el costo de la inversión es de \$176900.

4.2.2. Costos de operación y mantenimiento

El mantenimiento de una instalación fotovoltaica tiene como objetivo maximizar la generación de energía, prevenir fallos y extender la vida útil de todos sus componentes. Para lograrlo, se realizan varias tareas importantes, como la limpieza regular de los

Tabla 4.1: Costo referencial de la inversión para el Generador Fotovoltaico

Detalle	USD/kw	Subtotal
Modulo fotovoltaico 550 Wp	390,909	\$86.000,00
Inversor 25 kW	98,1818	\$ 21.600,00
Estructuras	60	\$13.200,00
Conexión a la red	70	\$15.400,00
Cableado	35	\$ 7.700,00
Aparatos de maniobra y protección	20	\$ 4.400,00
Monitoreo y control	10	\$2.200,00
Instalación mecánica	55	\$ 12.100,00
Instalación eléctrica	65	\$14.300,00
Total		\$176.900,00

paneles para optimizar la captación de luz solar, el mantenimiento de los inversores para asegurar su rendimiento óptimo, la inspección visual y térmica del cableado para detectar y corregir posibles daños, y el mantenimiento de la estructura de soporte para evitar corrosiones [45].

Para contemplar el costo de mantenimiento y operación, se puede considerar el 1 % de la inversión inicial por año [46]. Alternativamente, el estudio global de costos de generación de energía renovable de IRENA recomienda considerar un valor de 7.6 \$/kWp instalado por año para Sudamérica [44].

Considerando el 1 % de la inversión inicial, el costo total de operación y mantenimiento anual es de 1769\$. En cambio, de acuerdo con el estudio de IRENA, el costo de mantenimiento anual es de 1520\$.

Otro costo adicional a considerar es el reemplazo de inversores. En general, los inversores requieren menos servicio durante los primeros 10 años de garantía. Sin embargo, a partir del año 10-12 [45], es probable que necesiten ser reemplazados. El inversor seleccionado no es la excepción, por lo que cada 10 años se contempla su reemplazo, lo que genera un costo adicional de 21,600 \$ cada 10 años.

4.3. Balance energético

Para realizar el balance energético se utilizarán los precios del Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica 2024 [47]. La Universidad de Cuenca se encuentra

dentro de la categoría "Beneficio Público con Demanda Horaria", cuyos cargos tarifarios se encuentran expresados en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Cargos Tarifarios de la categoría: Beneficio Público con Demanda Horaria

Beneficio Público con Demanda Horaria			
Rango de consumo	Demanda (USD/kW-mes)	Energía (USD/kWh)	Comercialización (USD/Consumidor)
08:00 hasta 22:00 horas	3.000	0.065	1.414
22:00 hasta 08:00 horas		0.054	

Haciendo uso de las fórmulas 2.6 y 2.7 se puede determinar la energía equivalente inyectada y consumida para el caso de Beneficio Público con Demanda horaria en los distintos rangos de consumo ($k=1$, $k=2$):

$$E_{red,i}^{eq} = \frac{1}{0.065} \cdot \left(E_{red,1}^{C,SA} \cdot 0.065 + E_{red,2}^{C,SA} \cdot 0.054 \right)$$

$$E_{iny,i}^{eq} = \frac{1}{0.065} \cdot \left(E_{iny,1} \cdot 0.065 + E_{iny,2} \cdot 0.054 \right)$$

Con ello, es posible calcular la energía neta equivalente en el i -ésimo mes haciendo uso de la ecuación 2.5. Con la ayuda del software HOMER Pro se determina el valor de la energía equivalente en condiciones normales (sin la implementación del Sistema Fotovoltaico) y con la implementación del Sistema Fotovoltaico, los resultados se presentan en las tablas 4.3, 4.5 y 4.4 respectivamente. Como primer paso se insertaron los datos de la curva de demanda tanto para el bloque Administrativo como para los bloques B y C. Seguido a esto se insertaron los precios de la energía según el rango de consumo, así como el valor del precio por demanda máxima. Es importante mencionar que en el Pliego Tarifario se redactan varias fórmulas que se aplican para determinar factores que reducen el precio final del costo por demanda máxima. Debido a que en el software no se puede colocar estas fórmulas, se utiliza un valor promedio de 2.4 para determinar el costo mensual por demanda máxima.

Para finalizar, a la energía neta equivalente se le multiplica por el valor de 0.065 (USD/kWh) que es el valor mayor de los dos rangos de consumo existentes para determinar el cargo por energía neta mensual. Los valores mensuales de cargo por energía neta mensual son sumados para obtener el cargo total anual en donde un signo posi-

tivo significa un valor a pagar a la Empresa Eléctrica Centrosur, mientras que un signo negativo significa un crédito a favor por parte del usuario que puede ser utilizado posteriormente como lo indica la normativa.

Tabla 4.3: Balance neto de energía mensual sin Sistema Fotovoltaico

Sin Sistema Fotovoltaico					
Mes	Energía comprada (kWh)	Energía vendida (kWh)	Pico de demanda (kW)	Cargo por energía (USD)	Cargo demanda Max (USD)
Enero	24.009	0	100	\$1.482,78	\$243,93
Febrero	19.343	0	69	\$1.185,22	\$168,26
Marzo	24.591	0	78	\$1.520,65	\$190,59
Abril	22.375	0	75	\$1.380,52	\$184,86
Mayo	23.322	0	76	\$1.441,96	\$186,66
Junio	22.336	0	70	\$1.380,99	\$172,30
Julio	22.808	0	78	\$1.407,35	\$192,28
Agosto	22.347	0	60	\$1.369,19	\$146,08
Septiembre	22.427	0	78	\$1.384,86	\$190,26
Octubre	23.775	0	83	\$1.469,63	\$203,47
Noviembre	22.785	0	75	\$1.408,31	\$184,90
Diciembre	23612	0	79	\$1.455,89	\$194,22
Anual	273.730	0	100	\$16.887,36	\$2.257,83
Total a pagar anualmente:				\$19.162,16	

El valor total a pagar anualmente es calculado a partir de la suma del cargo por energía anual, el cargo por demanda máxima anual y el precio de comercialización anual, obteniendo un total \$ 19.162,16 dólares a pagar anualmente en el caso base de no contar con el Sistema Fotovoltaico.

De igual forma, en la tabla 4.5 se presenta el valor total a pagar anualmente tras la implementación del Sistema Fotovoltaico. En la tabla se detallan todos los costos a considerar, sin embargo, el beneficio de \$ 963.67 no es aplicable para reducir el costo por demanda máxima debido a la forma en la que se encuentra planteada la normativa. El costo total de comercialización anual es de \$ 16,968 y es aplicado en el valor total a pagar anualmente con y sin Sistema Fotovoltaico.

Finalmente, en la tabla 4.6 se determina el ahorro anual que se obtiene con la implementación del Sistema Fotovoltaico que será utilizado posteriormente para el análisis de los indicadores económicos.

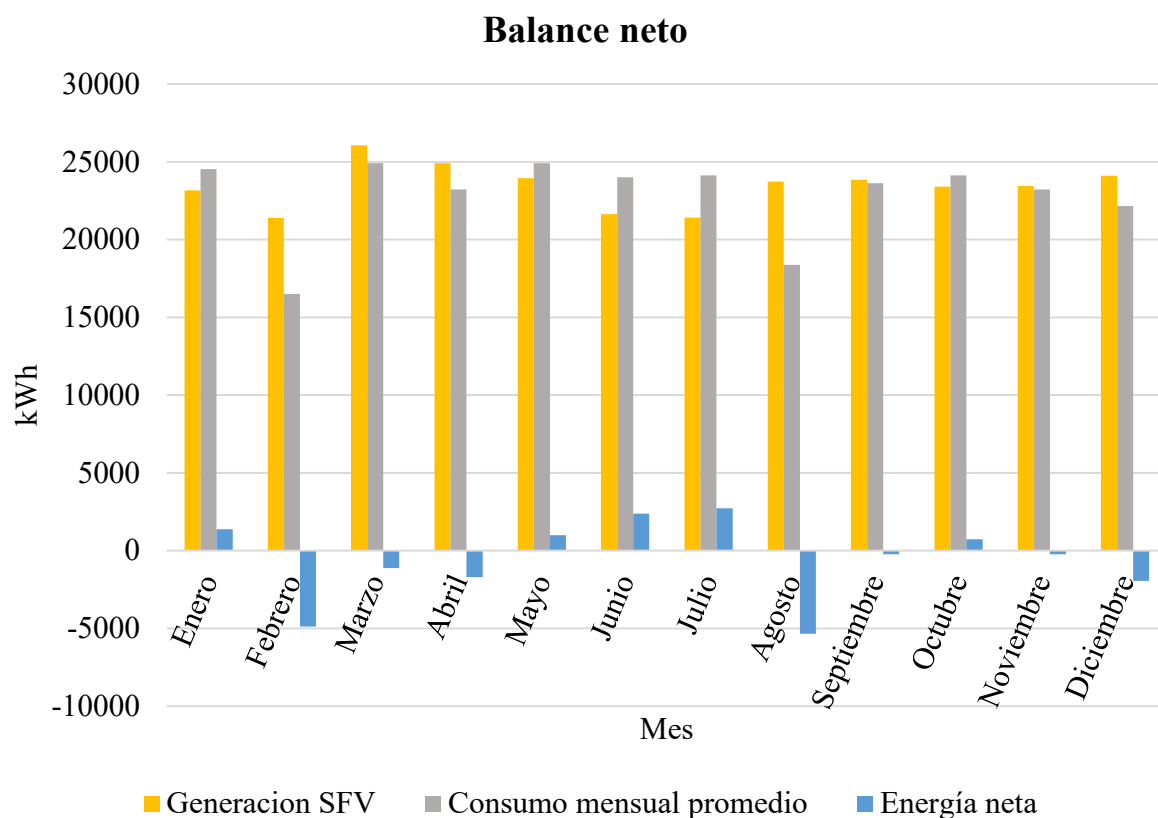


Figura 4.2: Balance neto de energía generada y consumida. Fuente: [propia]

Tabla 4.4: Cargo por demanda máxima.

Con Sistema Fotovoltaico		
Mes	Pico de demanda (kW)	Cargo por demanda Max (USD)
Enero	61	\$149,67
Febrero	69	\$168,26
Marzo	58	\$142,78
Abril	67	\$165,22
Mayo	65	\$159,50
Junio	54	\$132,66
Julio	65	\$158,11
Agosto	60	\$146,08
Septiembre	61	\$150,31
Octubre	67	\$163,86
Noviembre	67	\$164,23
Diciembre	64	\$156,32
Anual	69	\$1.857,00

Tabla 4.5: Balance neto de energía mensual con Sistema Fotovoltaico

Con Sistema Fotovoltaico				
Mes	Energía comprada (kWh)	Energía vendida (kWh)	Energía neta equivalente (kWh)	Cargo por energía neta (kWh)
Enero	12190	10996	169,92	\$11,04
Febrero	11249	12976	-2714,12	-\$176,42
Marzo	13002	14065	-2104,57	-\$136,80
Abril	11514	13682	-3123,42	-\$203,02
Mayo	12137	12389	-1181,73	-\$76,81
Junio	11915	10886	112,80	\$7,33
Julio	12657	10932	725,82	\$47,18
Agosto	12863	13888	-2137,07	-\$138,91
Septiembre	12109	13177	-2002,10	-\$130,14
Octubre	12953	12219	-224,45	-\$14,59
Noviembre	12069	12381	-1207,54	-\$78,49
Diciembre	12776	12917	-1139,17	-\$74,05
Anual	147434	150508	-14825,63	-\$963,67
Total a pagar anualmente (USD)			\$1873,968	

Tabla 4.6: Ahorro anual

Total a pagar sin sistema fotovoltaico (USD)	\$19.162,16
Total a pagar con sistema fotovoltaico (USD)	\$1.873,97
Ahorro anual (USD)	\$17.288,19

4.4. Análisis de los indicadores económicos

Para el cálculo de los diferentes indicadores económicos es necesario encontrar el flujo de caja que distinga los ingresos de los egresos. Los egresos abarcan aspectos como el mantenimiento, los reemplazos de inversores y el pago de la energía consumida de la red. Por otro lado, los ingresos incluyen el ahorro anual derivado de la implementación del sistema fotovoltaico. Estos elementos se reflejan en el Flujo de Caja Acumulado (FCA) detallado en la Tabla 4.7 y la Figura 4.3.

Tabla 4.7: Flujo de caja para un periodo de 25 años

Inversión inicial	176.900,00 \$					
Vida útil	25 años					
Ahorro anual	17288,19 \$					
Año	O& M [\$]	Reemplazos [\$]	Pago del SPEE [\$]	Ahorro Anual [\$]	Flujo caja [\$]	FCA [\$]
1	1520	0	1873,97	17288,19	13.894,22	-163005,8
2	1520	0	1873,97	17288,19	13.894,22	-149111,6
3	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	-133897,3
4	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	-118683,1
5	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	-103468,9
6	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	-88254,7
7	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	-73040,5
8	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	-57826,2
9	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	-42612,0
10	200	21600	1873,97	17288,19	-6.385,78	-48997,8
11	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	-33783,6
12	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	-18569,4
13	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	-3355,1
14	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	11859,1
15	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	27073,3
16	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	42287,5
17	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	57501,7
18	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	72716,0
19	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	87930,2
20	200	21600	1873,97	17288,19	-6.385,78	81544,4
21	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	96758,6
22	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	111972,8
23	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	127187,1
24	200	0	1873,97	17288,19	15.214,22	142401,3
25	200	0	1873,97	17288,19	\$15.214,22	157615,5

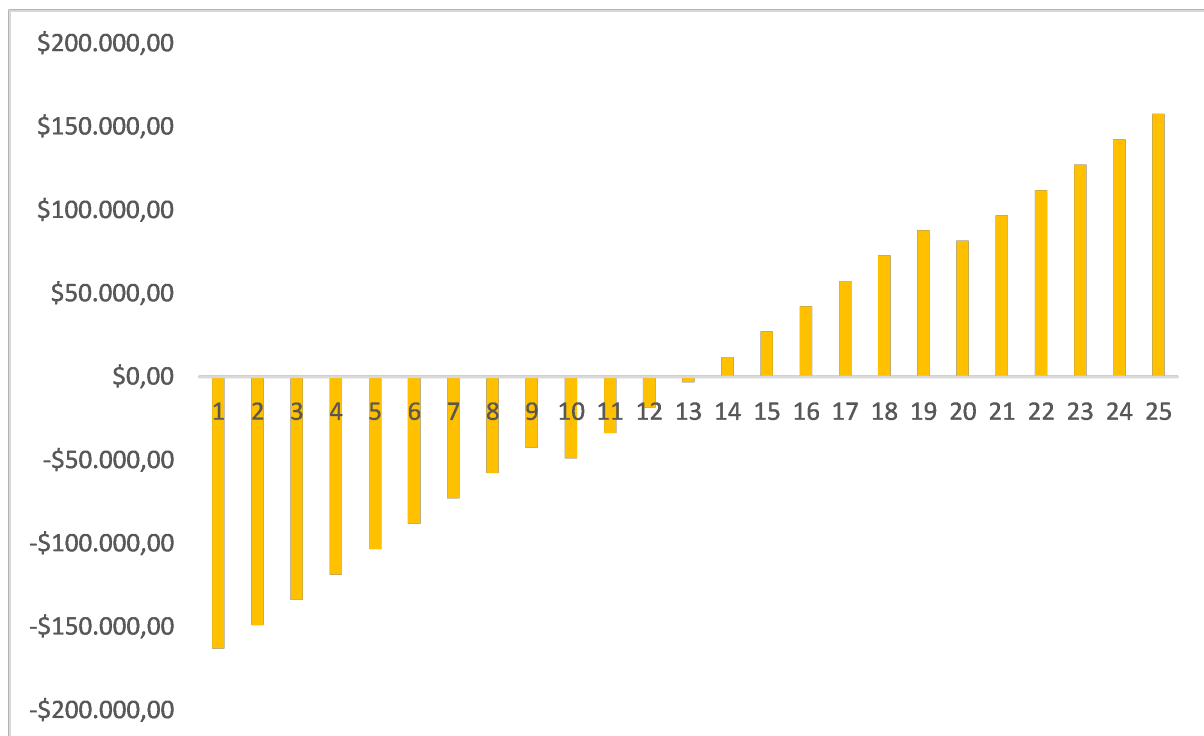


Figura 4.3: Flujo de caja acumulada (FCA). Fuente: [propia]

4.4.0.1. Cálculo del Pay-Back

Aplicando la Ecuación 4.4 y empleando los datos recopilados en la Tabla 4.7, se puede determinar el período necesario para que la inversión recupere su costo inicial mediante los flujos de caja netos. Como resultado, se obtiene un tiempo de recuperación de 13.22 años, en línea con las proyecciones presentadas en la Figura 4.3.

4.4.0.2. Cálculo de la tasa interna de retorno (TIR)

Al aplicar la Ecuación 4.3, se obtiene que para un período de 25 años el TIR será igual al 5.77 %, tal como se muestra en la Tabla 4.8 y en la Figura 4.4. En dicha tabla, se observa que a partir del año 14 el TIR comienza a tener un valor positivo, indicando una posible viabilidad del proyecto.

El TIR del 5.77 % al final del año 25 indicaría la tasa de rendimiento interna promedio anual que la inversión ha generado a lo largo de un período de 25 años.

Tabla 4.8: Tasa interna de retorno para un período de 25 años

Inversión inicial	176.900,00		
Vida útil	25 años		
Ahorro anual	17.288,19		
Año	Flujo caja [\$]	FCA [\$]	TIR [%]
1	13.894,22	-163005,8	-92,1457 %
2	13.894,22	-149111,6	-67,7736 %
3	15.214,22	-133897,3	-46,8802 %
4	15.214,22	-118683,1	-32,8903 %
5	15.214,22	-103468,9	-23,3210 %
6	15.214,22	-88254,7	-16,5619 %
7	15.214,22	-73040,5	-11,6370 %
8	15.214,22	-57826,2	-7,9493 %
9	15.214,22	-42612,0	-5,1232 %
10	-6.385,78	-48997,8	-6,2781 %
11	15.214,22	-33783,6	-3,6862 %
12	15.214,22	-18569,4	-1,7702 %
13	15.214,22	-3355,1	-0,2841 %
14	15.214,22	11859,1	0,9026 %
15	15.214,22	27073,3	1,8694 %
16	15.214,22	42287,5	2,6689 %
17	15.214,22	57501,7	3,3380 %
18	15.214,22	72716,0	3,9035 %
19	15.214,22	87930,2	4,3853 %
20	-6.385,78	81544,4	4,1979 %
21	15.214,22	96758,6	4,6124 %
22	15.214,22	111972,8	4,9682 %
23	15.214,22	127187,1	5,2758 %
24	15.214,22	142401,3	5,5434 %
25	\$15.214,22	157615,5	5,7775 %

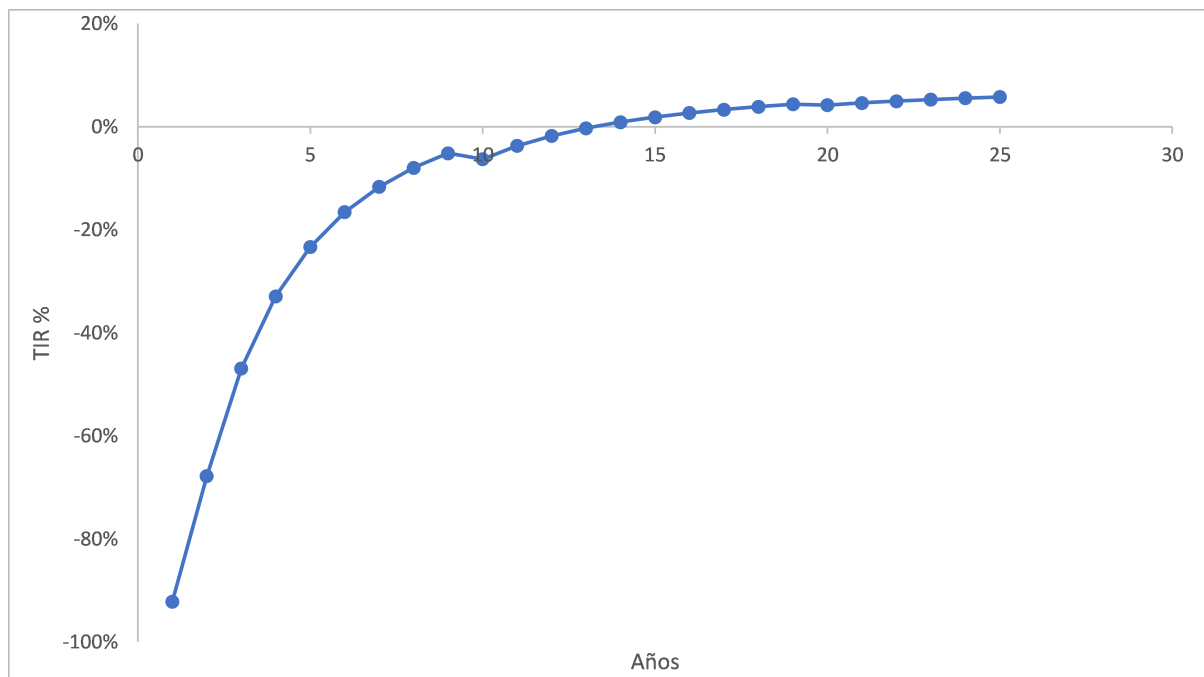


Figura 4.4: TIR para un período de 25 años. Fuente: [propia]

4.4.0.3. Cálculo del valor actual neto (VAN)

Para el cálculo del VAN se consideran tres escenarios financieros, cada uno con diferentes valores para la tasa de descuento. En el primer escenario, la tasa de descuento es del 3.88 %; en el segundo escenario, es del 7 %; y en el último escenario, es del 8.27 %, tal como se menciona en la Sección 4.1.2.

Al aplicar la Ecuación 4.2 a los tres escenarios se obtiene como resultado la Tabla 4.9.

Tabla 4.9: Valor actual neto

Vida útil (años)	25	25	25
Tasa de descuento (%)	3,88	7	8,26
VAN	\$36.477,52	\$-18.548,60	\$-34.680,36

En la Tabla 4.9 se observa que el VAN toma un valor positivo únicamente en el primer escenario, en donde el período de recuperación descontado es de 18 años tal como se observa en la Figura 4.5.

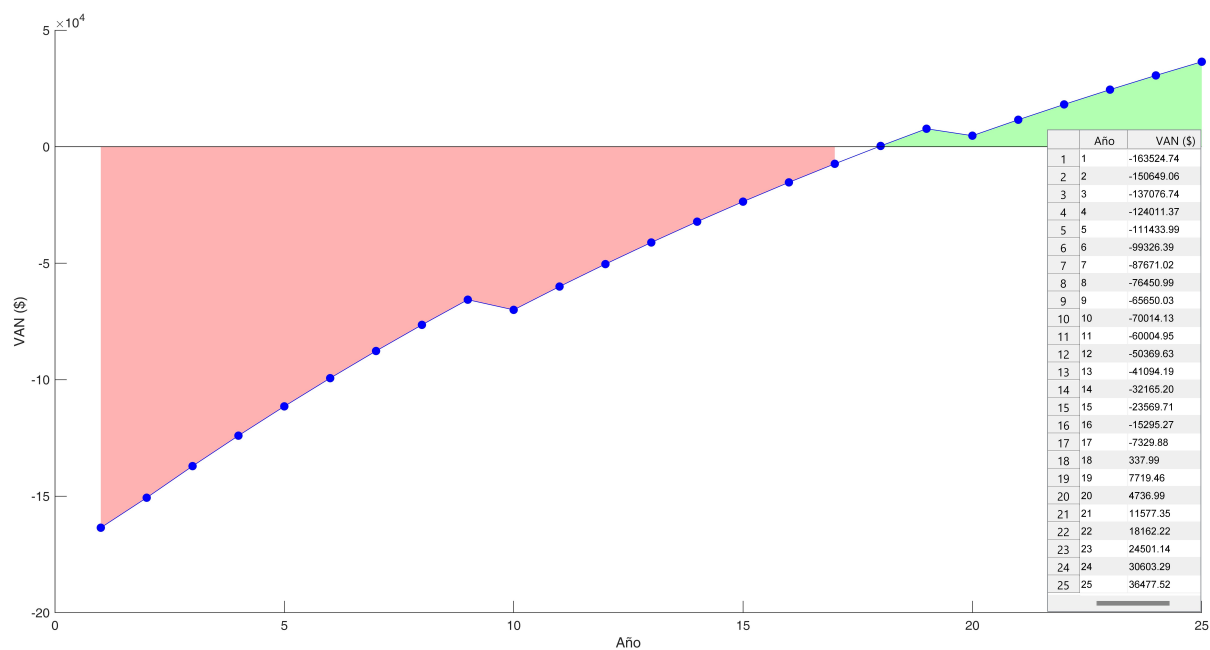


Figura 4.5: VAN en un período de 25 años. Fuente: [propia]

5. Resultados - discusión

5.1. Producción de energía fotovoltaica

En la figura 5.1 se presenta nuevamente la energía anual generada por el sistema fotovoltaico previamente presentado en la sección de análisis técnico. Los patrones de generación de energía anual son semejante los obtenidos en las figuras 3.21 y 3.20 con la diferencia de que el mes de febrero es el mes cuya energía generada es la menor debido a la cantidad de días que componen el mes en comparación con el mes de julio que teóricamente debería ser el menor mes de producción, debido a que la irradiancia promedio de dicho mes es la menor de todo el año.

Por otra parte, el mes de mayor generación corresponde al mes de marzo. Este dato coincide con el presentado en la figura 3.21, sin embargo, discrepa con el obtenido en la figura 3.20 debido a que los datos analizados corresponden de fuentes diferentes. Lo anterior mencionado se resume en la tabla 5.1.

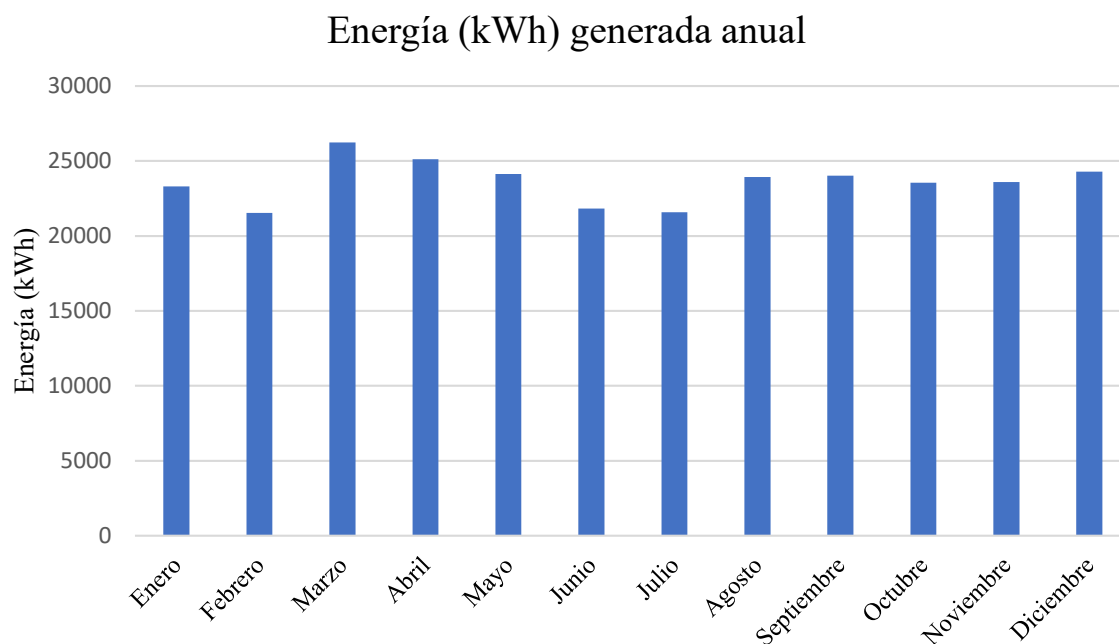


Figura 5.1: Energía generada Mensual. Fuente: [propia]

Finalmente, tras los cálculos y análisis previamente realizados, tanto de manera manual como con la ayuda del software HOMER Pro se presenta en la tabla 5.2 la energía calculada y simulada que se podría obtener del sistema fotovoltaico. El error entre

las dos respuestas es menor al 0.5 % por lo que se concluye que la energía anual estimada es la correcta.

Tabla 5.1: Mes de mayor y menor producción de energía

Mes	Energía generada por el SFV (kWh)
Marzo (Mayor producción)	26047.44
Febrero (Menor producción)	21389.76

Tabla 5.2: Energía generada por el SFV calculada y simulada

	Calculada	Simulada (HOMER Pro)
Energía generada anual (kWh)	281585.0747	281016
Error relativo (%)	0.202	

5.2. Comparativa entre patrones de producción y demanda

Con la ayuda del software HOMER Pro se presenta las gráficas estimadas de producción de energía del sistema fotovoltaico comparadas con el comportamiento de la carga en el transcurso de un día. Con el objetivo de observar un comportamiento específico del sistema global (carga, sistema FV y red) se analizaron cuatro casos.

El primer caso presentado en la figura 5.2 hace referencia al comportamiento de la carga, sistema fotovoltaico y red en un día laborable del mes de mayor producción de energía (Marzo). En la gráfica mencionada se observa que el sistema fotovoltaico genera la mayor cantidad de energía eléctrica entre las 8 a.m. y las 5 p.m., durante este periodo la carga puede ser abastecida en su plenitud por el sistema fotovoltaico, además, se dispone de excedentes de energía que serían inyectados a la red para posteriormente formar parte del crédito energético del consumidor. Por otra parte, durante el periodo nocturno y el transcurso de las horas de la madrugada, como era de esperarse, el sistema fotovoltaico no genera electricidad, y la carga es completamente abastecida por la energía eléctrica de la red. De ahí la importancia de hacer uso de la normativa ARCERNR-008-23 y contar con un medidor bidireccional que permita, en nuestro caso, inyectar los excedentes a la red en las horas de radiación solar (08:00h-17:00h) y absorber energía de la red durante la noche y la madrugada.

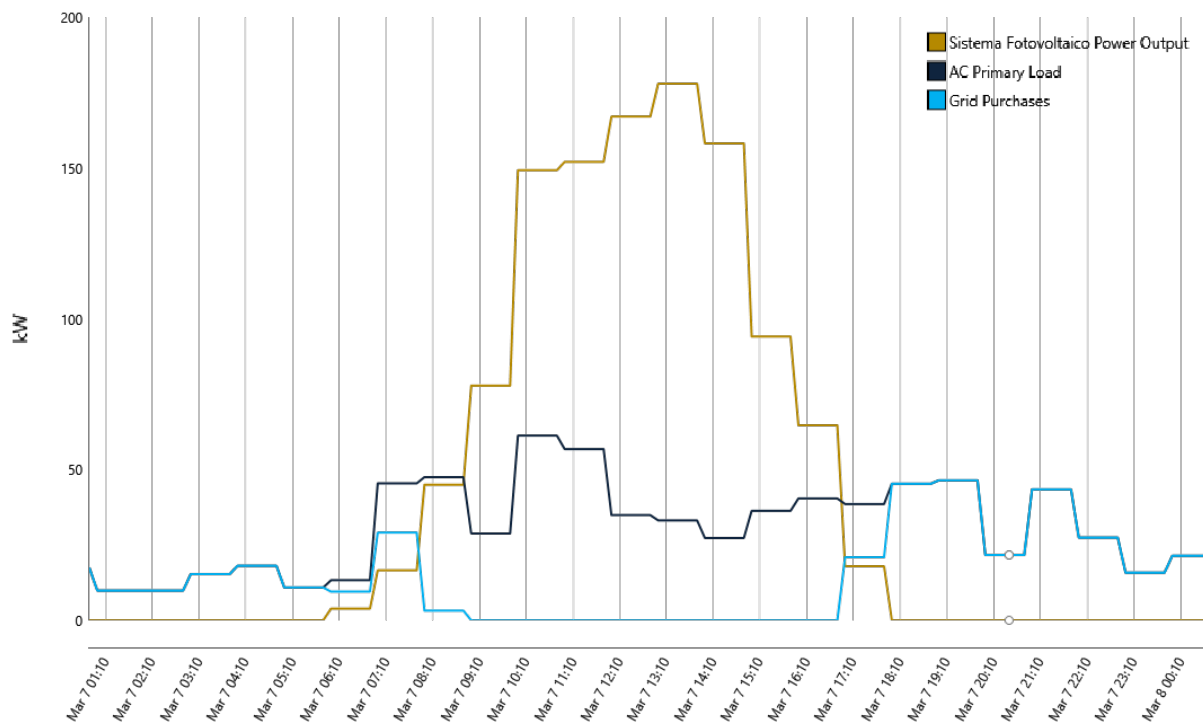


Figura 5.2: Comparación entre pronósticos de energía generada y consumida para el mes de mayor producción: Día laborable. Fuente: [propia]

El segundo caso analizado en la figura 5.3 ilustra el comportamiento de la carga, sistema fotovoltaico y red en un fin de semana del mes de mayor producción de energía (Marzo). A diferencia del primer caso, el comportamiento de la carga se ve reducido durante el horario comprendido entre las 7 a.m. y 6 p.m., por lo que la energía inyectada a la red será aun mayor que el primer caso. En el resto de horas del día el comportamiento es similar al primer caso.

El tercer caso analizado se presenta en la figura 5.4. Este caso describe el comportamiento de la carga, sistema fotovoltaico y red en un día laborable del mes de menor radiación (Julio). En comparación con el primer caso, la energía eléctrica producida por el sistema fotovoltaico no es suficiente para abastecer la demanda de las edificaciones bajo estudio en las horas matutinas y vespertinas, por lo que la red será responsable de suministrar la energía necesaria para suplir la demanda. Durante este día analizado, existirá un crédito energético mínimo a favor del cliente. De ahí la importancia de tener un balance neto anual entre la energía inyectada y la energía consumida de la red, ya que en los periodos de mayor radiación se generarán mayores créditos energéticos que serán utilizados en los periodos de menor y nula

inyección de energía a la red.

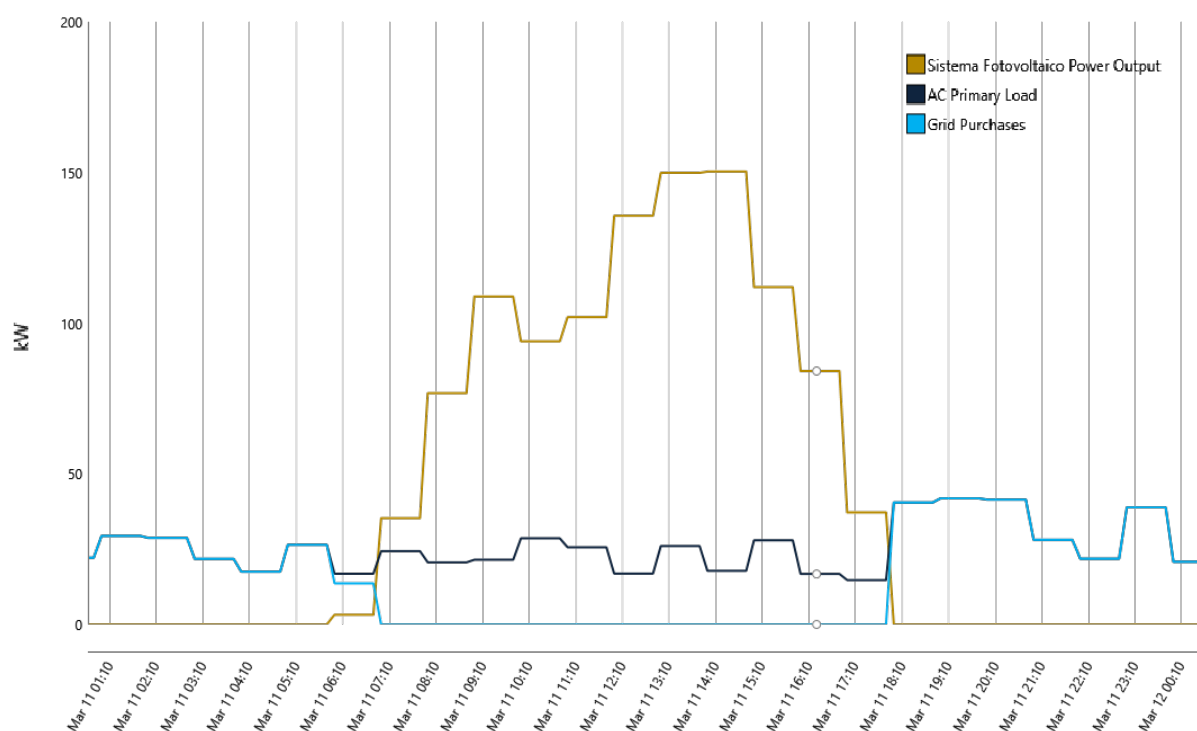


Figura 5.3: Comparación entre pronósticos de energía generada y consumida para el mes de mayor producción: Fin de semana. Fuente: [propia]

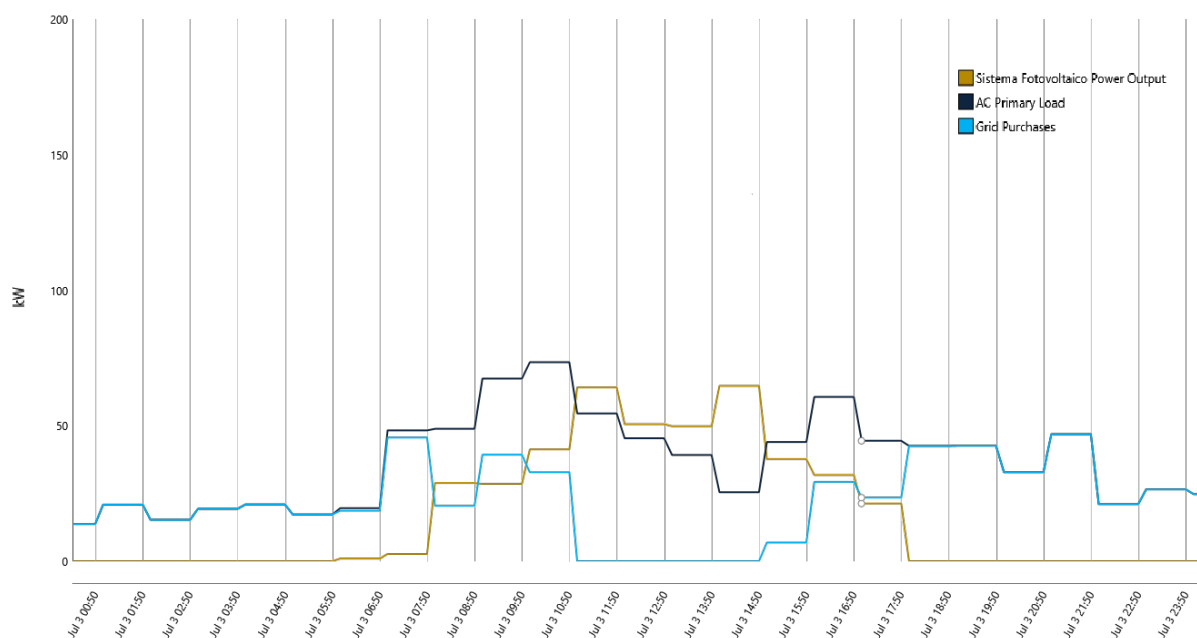


Figura 5.4: Comparación entre pronósticos de energía generada y consumida para el mes de menor producción: Día laborable. Fuente: [propia]

Finalmente, se presenta el cuarto caso analizado en la figura 5.5 en donde, la energía generada por el sistema fotovoltaico apenas alcanza a suplir la demanda de la carga

durante pocas horas del día. De este modo, para que la carga opere sin interrupciones debe de recibir energía de la red durante la mayor parte del día.

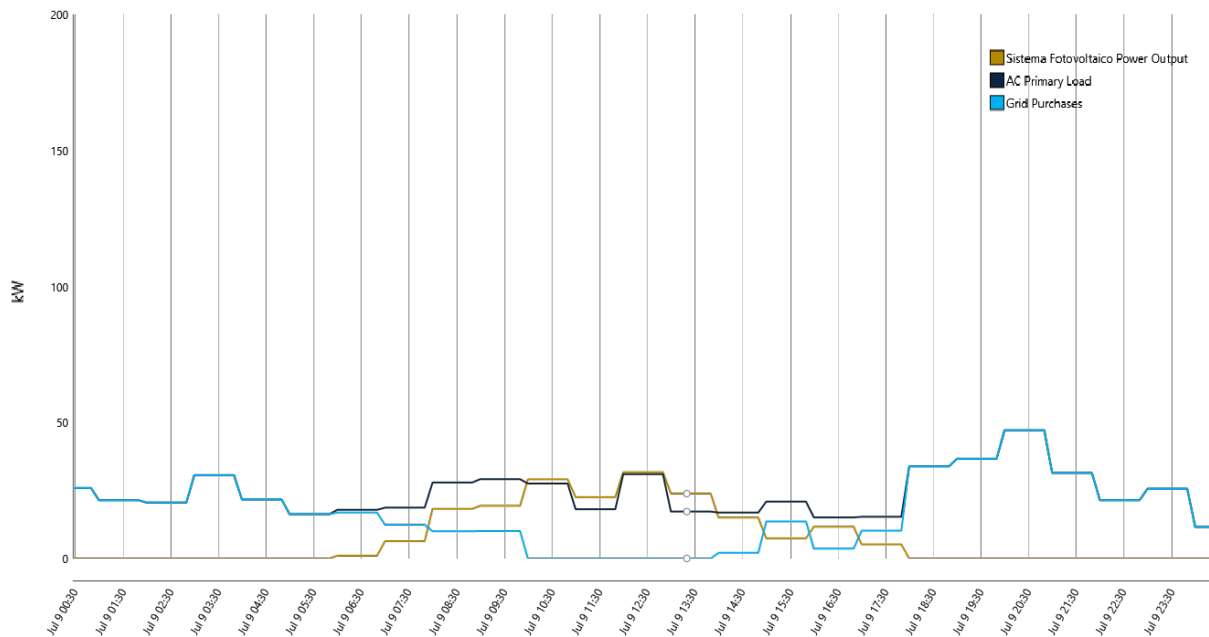


Figura 5.5: Comparación entre pronósticos de energía generada y consumida para el mes de menor producción: Fin de semana. Fuente: [propia]

5.3. Análisis de viabilidad del proyecto

El análisis económico referente al sistema de generación distribuida fotovoltaica para los aularios del Eco-Campus Balzay muestra resultados mixtos en términos de viabilidad financiera.

El VAN calculado para tres tasas de descuento diferentes revela que, bajo una tasa de descuento favorable en el escenario 1, el proyecto es económicamente viable con un VAN positivo de 36,477.52 \$. Esto indica que el proyecto generará un valor neto significativo bajo condiciones optimistas.

Sin embargo, en los escenarios 2 y 3, con tasas de descuento más altas, el VAN es negativo (-18,549.6 y -34,680.36 respectivamente), sugiriendo que el proyecto no es viable económicamente bajo estas condiciones. Estos resultados destacan la sensibilidad del proyecto a la tasa de descuento aplicada, indicando que la viabilidad financiera depende críticamente del costo del capital.

De igual manera, la tasa interna de retorno (TIR) del 5.77 % muestra que el proyecto solo es rentable cuando la tasa de descuento es igual o menor que esta TIR. Dado que las tasas de descuento en los escenarios 2 y 3 superan la TIR, los resultados negativos del VAN son esperados, tal como se muestra en la Figura 5.6.

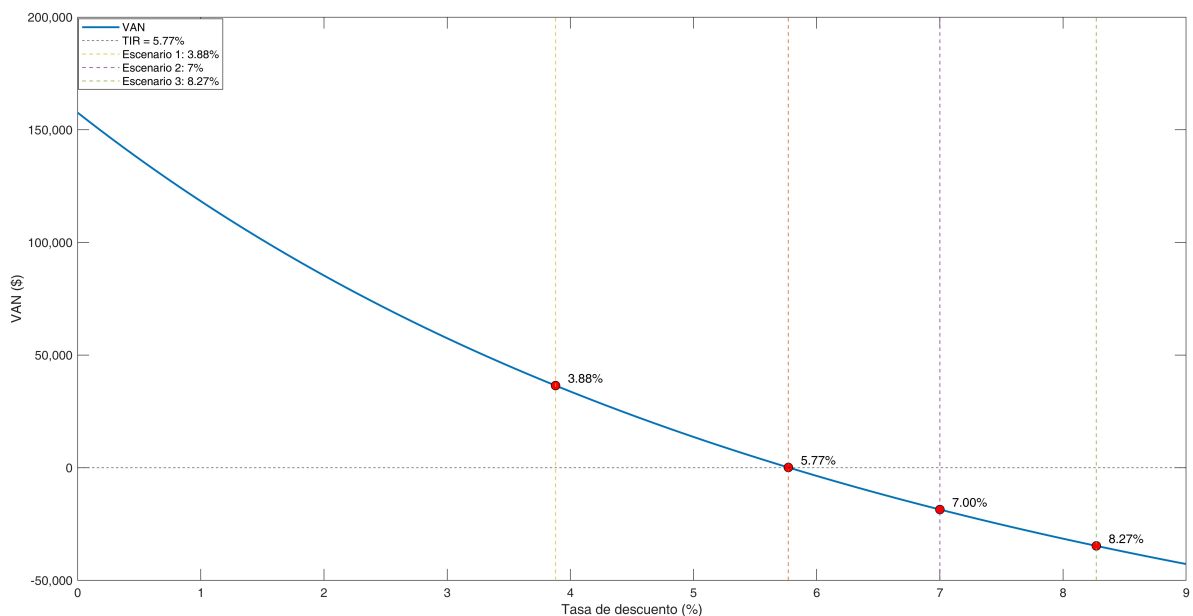


Figura 5.6: VAN y TIR. Fuente: [propia]

Por lo tanto, se observa que con el criterio de una tasa de descuento baja el proyecto es rentable teniendo un período de recuperación descontado de 18 años, mientras que el Payback simple (Período de recuperación simple) es de 13.22 años.

5.4. Beneficios ambientales

Los sistemas solares se destacan como una opción altamente eficaz de energía renovable para disminuir las emisiones de CO₂. Al capturar la radiación solar y convertirla en electricidad mediante paneles fotovoltaicos, se evita la quema de combustibles fósiles que es utilizado para producir energía eléctrica mediante centrales térmicas, lo que reduce significativamente la emisión de gases contaminantes para el medio ambiente. Para determinar la cantidad de emisiones de CO₂ que desplazaría el sistema fotovoltaico se utiliza el factor de emisión determinado en el informe 2022 de CENACE [48] cuyo valor es 0.5015 kg CO₂/kWh.

Al multiplicar el valor de las emisiones por la energía anual pronosticada a generar

(281016 kWh) se obtiene el total de emisiones desplazadas:

$$CO_2 \text{ desplazado anual} = 0.5015 \left[\frac{kg \cdot CO_2}{kWh} \right] \cdot 281016 [kWh] \quad (5.1)$$

$$CO_2 \text{ desplazado anual} = 140929.524 [kg \cdot CO_2]$$

A lo largo de la vida útil del sistema fotovoltaico, se evitaría la emisión de 3523238.1 kg de CO₂, lo que representa una significativa reducción de emisiones durante la duración del proyecto. Este impacto no solo indica la importancia del proyecto para enfrentar el cambio climático, sino que también destaca su relevancia e importancia para formar una sociedad más sostenible. Implementar este tipo de proyectos es crucial para reducir nuestra dependencia de los combustibles fósiles, mejorar la pureza del aire y fomentar la adopción de fuentes de energía ecológicas y renovables.

5.5. Comparativa de estudios similares en el Ecuador

En la Tabla 3.24 se presentan estudios técnicos y económicos relacionados con sistemas de generación distribuida. Las tres primeras columnas corresponden a los tres escenarios propuestos para el Campus de Balzay, mientras que las columnas restantes se refieren a estudios realizados en la Universidad Politécnica Nacional (EPN) y en la Universidad Politécnica Salesiana (UPS). En todos los casos, se observa que la categoría de voltaje es de nivel medio.

El análisis comparativo muestra que las principales diferencias entre los estudios radican en la tasa de descuento utilizada. Así, al comparar el Escenario 1 con el estudio de la EPN [49], ambos enfocados en la implementación de sistemas fotovoltaicos para sus campus universitarios, se observa que con una tasa de descuento baja, ambos proyectos son viables y su tiempo de retorno es similar. La única diferencia es el factor de planta, debido a la distinta ubicación de los campus.

Por otro lado, al comparar el Escenario 3 con un segundo estudio de la EPN [50], referente a un centro operativo en el noroccidente de Quito, se encuentra que ambos estudios utilizan una tasa de descuento similar al 8% y presentan un Valor Actual Neto (VAN) negativo, indicando que los proyectos no son viables.

Finalmente, al comparar el Escenario 2 con el estudio de la UPS [51], enfocado en un diseño para un centro comercial en Azogues, se observa que el Escenario 2 no es viable, mientras que el estudio de la UPS sí lo es. Esta diferencia se debe a dos razones principales. Primero, el factor de planta propuesto por la UPS es elevado en comparación con el encontrado para el Campus de Balzay. Segundo, en la Tabla 3.24 se muestra que el Escenario 2 se encuentra bajo una tarifa de beneficio público, mientras que el estudio de la UPS se rige por una tarifa comercial, la cual es mucho más alta. Esto genera un mayor ahorro anual para el proyecto de la UPS.

Tabla 5.3: Comparativa de Estudios similares en el Ecuador

Dato	Caso 1	Caso 2	Caso 3	EPN	EPN	UPS
Lugar	Campus Balzay Cuenca	Campus Balzay Cuenca	Campus Balzay Cuenca	Campus EPN	Quito	Centro comercial Azogues
Nivel Voltaje	Medio Voltaje	Medio Voltaje	Medio Voltaje	Medio Voltaje	Medio Voltaje	Medio Voltaje
Tipo de tarifa	demanda horaria	demanda horaria	demanda horaria	demanda horaria	demanda horaria	demanda horaria
Cargo tarifario 8:00-22:00	0,065	0,065	0,065	0,068	0,095	0,095
Cargo tarifario 22:00-8:00	0,054	0,054	0,054	0,054	0,077	0,077
Potencia instalada [kwp]	220	220	220	115	171,6	62,4
Ahorro energía anual [kwh]	258904	258904	258904	197618	212508	9369
Factor de planta [%]	14,6	14,6	14,6	19,6	18,99	19,03
Costo proyecto [\$]	198500	198500	198500	121930,9	171833	63352,8
Tasa de descuento utilizado [%]	3,88	7	8,27	4,55	8,44	7,15
Payback [años]	13,22	13,22	13,22	10	N/A	6
TIR [%]	5,77	5,77	5,77	7,88	4	23,21
VAN [\$]	36477,5	-18548,6	-34680,36	36322,59	-50029,1	133530,6
Viable	SI	NO	NO	SI	NO	SI

Conclusiones y recomendaciones

6.1. Conclusiones

El estudio del recurso solar en el campus de Balzay reveló que los meses de septiembre y noviembre tienen la mayor potencia radiante por unidad de superficie, mientras que de abril a julio se registra la menor irradiancia. El análisis de los datos de irradiancia determinó que la hora solar pico promedio es de 4.39. Al comparar estos resultados con los valores proporcionados por el software SAM, que utiliza datos satelitales del "The National Solar Radiation Database (NSRDB)", se encontró un margen de error inferior al 4 %. Además, se verificó con el software Homer Pro, que emplea datos satelitales de la NASA, que el valor obtenido era de 4.5 % horas solares pico, mostrando un error relativo menor al 3 %, lo que valida la exactitud del análisis del recurso solar histórico realizado.

El campus Balzay de la Universidad de Cuenca al ser un espacio de estudio tiene un comportamiento de consumo energético particular, diferente al de un consumidor regular. Usualmente, un centro educativo universitario presenta su mayor consumo energético durante las horas de clases, ya sea en horario diurno o nocturno. No obstante, tras realizar el estudio del comportamiento de la demanda de los aularios del campus Balzay se observó que el consumo entre las 06:00h y 18:00h es normal, acorde a lo esperado, mientras que, en la noche, existe una carga que eleva el consumo energético a valores similares al periodo anterior mencionado, durante un lapso de 2 horas aproximadamente. Es importante mencionar esto, ya que al implementar un sistema solar fotovoltaico es posible reducir el valor de la demanda máxima durante el día, sin embargo, en el periodo nocturno no es posible realizarlo por obvias razones ya que el sistema fotovoltaico no estaría funcionando. Finalmente, en cuanto al análisis de la demanda de las tres edificaciones se caracterizó el consumo entre días laborables y no laborables (feriados y fines de semana) con el objetivo de obtener un consumo promedio anual cuyo valor es 273730,5 kWh, de los cuales 52212,419 kWh corresponden al Bloque Administrativo, 109167,5232 kWh al Bloque B y 112350,5578 kWh al Bloque C.

Para el diseño del sistema fotovoltaico se determinó que, para cubrir la demanda

de los tres edificios bajo estudio, es necesario implementar un sistema de 220 kWp compuesto por 400 paneles de 550 Wp cada uno. Tras un análisis de los espacios disponibles, se concluyó que solo el Bloque C y el Bloque Administrativo eran adecuados para la instalación de los paneles. Así, se decidió emplazar 300 paneles en el Bloque B y 100 paneles en el Bloque Administrativo. Con esta configuración y el análisis del recurso solar, se calculó un factor de planta del 14.6 %. Para validar esta información, se utilizó el software SAM y HOMER Pro, obteniendo factores de planta del 14.7 % y 14.6 % respectivamente. Además, el software HOMER Pro permitió determinar que la energía anual generada por la planta fotovoltaica sería de 281,106 kWh, siendo este valor suficiente para cubrir el consumo energético de las edificaciones bajo estudio.

Al ser un proyecto de generación distribuida para el autoabastecimiento es importante contar con normativas y regulaciones que apoyen y motiven a los consumidores a implementar este tipo de sistemas. De ahí la importancia de la regulación ARCERNNR-008/23 que fue un pilar base para el estudio realizado en este proyecto de titulación. En la regulación se permite al usuario inyectar los excedentes a la red, así como absorber la energía necesaria para suplir la demanda del consumidor, todo esto realizado mediante un medidor bidireccional. Esto es importante, ya que el recurso solar es variable e incluso intermitente durante las horas del día, siendo insuficiente para suplir en su totalidad la demanda de un consumidor al no ser que se disponga de un sistema de almacenamiento de energía. Es por ello que, al contar con la capacidad de inyectar los posibles excedentes a la red en horas de elevada radiación solar y luego realizar un balance neto entre la energía inyectada y consumida, los proyectos de generación distribuida pueden llegar a ser rentables.

Sin embargo, algo importante a tomar en cuenta, es que, en el caso del estudio realizado, el consumidor presenta precios diferentes de la energía según el horario de consumo, además de tener un precio adicional por comercialización y demanda pico. Por tal motivo, al realizar el balance neto se calculó una energía equivalente en donde se relacionan los precios de energía de los diferentes horarios. Tras realizar el cálculo, en la tabla 4.5 se observó que existe un remanente anual de \$ 963.67 a favor del consumidor que no puede ser utilizado debido a que en la regulación ARCERNNR-008/23 solo se realiza el balance entre energía inyectada y consumida, y se puede utilizar el

crédito económico para solventar el pago del cargo por demanda máxima, siendo este último un valor a pagar mensualmente siempre. Por tal motivo, se concluye que para aumentar la rentabilidad de los proyectos de generación distribuida y hacerlos económicamente viables se debe de modificar la regulación para permitir utilizar los créditos económicos del cliente en el pago del cargo por demanda máxima.

Finalmente, el estudio de factibilidad económica realizado para un período de 25 años reveló que el proyecto tiene una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 5.77 % y un período de recuperación sin descuento (payback) de 13.22 años. Respecto al Valor Actual Neto (VAN), se observó que la viabilidad del proyecto depende significativamente de la tasa de descuento aplicada. Con una tasa del 3.88 %, el proyecto es viable, con un VAN de 36,477.51 USD, comenzando a recuperar la inversión en el año 18. Sin embargo, al aplicar tasas de descuento superiores al 5.77 %, el proyecto se vuelve no viable, presentando un VAN negativo. Esto se debe al alto costo de inversión y a la tarifa de beneficio público del Campus de Balzay, cuyo valor es reducido, en comparación con tarifas más altas como las industriales o comerciales, por lo que la Universidad de Cuenca se ve altamente beneficiada. En base a ello, se concluye la necesidad de créditos verdes para financiar la construcción e implementación de este tipo de proyectos sostenibles que preservan el medioambiente.

Además de los aspectos financieros, se determinó que el proyecto ofrece beneficios ambientales significativos, puesto que a lo largo de la vida útil del sistema evitaría la emisión de 3,523,238.1 kg de CO₂, lo que representa una considerable reducción de emisiones durante la duración del proyecto.

A pesar que desde el punto de vista financiero el proyecto no es rentable, el Valor Actual Neto (VAN) positivo con una tasa de descuento del 3.88 %, junto con los notables beneficios ambientales que ofrece, hacen que la implementación de generación distribuida fotovoltaica en el Campus de Balzay se presente como una inversión beneficiosa y sostenible para la universidad, puesto que esta iniciativa contribuiría significativamente a la reducción de la huella de carbono y se alinearía perfectamente con el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la OMS, específicamente con el ODS 7: “Energía asequible y no contaminante”. Además, posicionaría al campus Balzay como un punto verde y un ejemplo destacado de centro educativo

para apoyar la transición energética hacia un futuro mejor, demostrando así su compromiso con la sostenibilidad y el medio ambiente. Este enfoque no solo contribuiría a la reducción de la huella de carbono del campus, sino que también serviría como un modelo a seguir para otras instituciones educativas en la región y otras partes del mundo.

6.2. Recomendaciones

- La Regulación ARCERNNR-008-23 establece que los consumidores con tarifa de demanda horaria deben pagar un cargo por demanda máxima, independientemente del valor mensual por energía facturado al consumidor con generación distribuida. Este cargo se mantiene incluso si el consumidor tiene un crédito a favor. Por lo tanto, una posible modificación en la regulación ARCERNNR-008-23, permitiría que el cargo por demanda sea cubierto por el crédito generado en el balance neto y haría que los proyectos de generación distribuida sean más rentables.

6.3. Trabajos futuros

- Realizar un estudio de viabilidad para identificar y evaluar nuevas edificaciones en el campus que puedan beneficiarse de la instalación de paneles fotovoltaicos. Esto incluye tanto edificios existentes que no fueron considerados en el estudio inicial como posibles nuevas construcciones planificadas.
- Diseñar soluciones arquitectónicas que integren de manera armoniosa los paneles solares con la estructura y estética de los edificios, asegurando que la ampliación no solo sea funcional sino también visualmente agradable.
- Desarrollar un plan detallado de implementación que permita una expansión escalonada y gestionada del sistema fotovoltaico, asegurando que cada fase de ampliación se realice de manera eficiente y efectiva.

Referencias

- [1] E. Villa-Ávila, P. Arévalo, R. Aguado, D. Ochoa-Correa, V. Iñiguez-Morán, F. Jurado, y M. Tostado-Véliz, “Enhancing energy power quality in low-voltage networks integrating renewable energy generation: A case study in a microgrid laboratory,” *Energies*, vol. 16, num. 14, p. 5386, 2023.
- [2] Z. Liu y Y. Du, “Evolution towards dispatchable pv using forecasting, storage, and curtailment: A review,” *Electric Power Systems Research*, vol. 223, p. 109554, 2023.
- [3] A. M. Eltamaly, M. A. Alotaibi, W. A. Elsheikh, A. I. Alolah, y M. A. Ahmed, “Novel demand side-management strategy for smart grid concepts applications in hybrid renewable energy systems,” in *2022 4th international youth conference on radio electronics, electrical and power engineering (REEPE)*. IEEE, 2022, pp. 1–7.
- [4] C. Vargas-Salgado, I. Aparisi-Cerdá, D. Alfonso-Solar, y T. Gómez-Navarro, “Can photovoltaic systems be profitable in urban areas? analysis of regulation scenarios for four cases in valencia city (spain),” *Solar Energy*, vol. 233, pp. 461–477, 2022.
- [5] L. Chabla-Auqui, D. Ochoa-Correa, E. Villa-Ávila, y P. Astudillo-Salinas, “Distributed generation applied to residential self-supply in south america in the decade 2013–2023: A literature review,” *Energies*, vol. 16, num. 17, p. 6207, 2023.
- [6] M. D’Addario, “Energía solar fotovoltaica: Usos, aplicaciones y diseño,” *Madrid, España. Editorial Lulu. com*, 2014.
- [7] C. R. Algarin y O. R. Álvarez, “Un panorama de las energías renovables en el mundo, latinoamérica y colombia,” *Espacios*, vol. 39, num. 10, 2018.
- [8] REN21, “Renewables 2023 global status report collection,” 2023.
- [9] S. Sargunanathan, A. Elango, y S. T. Mohideen, “Performance enhancement of solar photovoltaic cells using effective cooling methods: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 382–393, 2016.

- [10] M. Peláez y J. Espinoza, “Energías renovables en el ecuador situación actual, tendencias y perspectivas,” *Universidad de Cuenca*, 2015.
- [11] L. Álvarez, L. Neves, J. López, y S. Zambrano, “Impacto de la generación distribuida en la red de distribución,” *Maskana*, vol. 8, pp. 259–271, 2017.
- [12] D. F. G. Pinargote, G. J. B. Sornoza, A. V. Pérez, y M. R. Gámez, “La generación distribuida y su regulación en el ecuador,” *Brazilian Journal of Business*, vol. 3, num. 3, pp. 2018–2031, 2021.
- [13] G. S. I. Yajamín, D. F. C. Carrión, D. F. V. Gualán, R. C. B. Zurita, y H. D. C. Carrion, “Evaluación de la actualidad de los sistemas fotovoltaicos en ecuador: avances, desafíos y perspectivas,” *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, vol. 7, num. 3, pp. 9493–9509, 2023.
- [14] T. Díaz Corcobado y G. Carmona Rubio, *Instalaciones solares fotovoltaicas*. McGraw-Hill, 2018.
- [15] M. B. Miguel Casa Vilaseca, “Instalaciones solares fotovoltaicas,” 2017.
- [16] J. Cosme, M. Meza, J. Gonzales, J. Cabezas, y F. Peñares, “Sistemas fotovoltaicos: un análisis de revisión,” *Ingenium*, vol. 3, num. 1, 2018.
- [17] C. Tobajas Vázquez, “Energía solar fotovoltaica,” *Editorial Técnica–Ediciones CEYSA*, 2018.
- [18] E. Solar, “Energía solar fotovoltaica,” *Iberdrola*, vol. 26, 2007.
- [19] J. A. C. González, R. C. Pérez, A. C. Santos, M.-A. C. Gil, y E. C. Fernández, *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*. Pearson Educación, 2009.
- [20] A. Awasthi, A. K. Shukla, M. M. SR, C. Dondariya, K. Shukla, D. Porwal, y G. Richhariya, “Review on sun tracking technology in solar pv system,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 392–405, 2020.
- [21] R. González, H. R. Jiménez, y J. Lagunas, “Sistemas fotovoltaicos conectados a la red,” *Boletín IIE, México*, 2003.

- [22] I. Romero, C. Navntoft, N. Biurrún, M. Cristófalo, S. Cuccorese, I. Defferrari, y D. Raggio, “Manual de generación distribuida solar fotovoltaica,” 2019.
- [23] G. Santamaría y A. Castejón, *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editex, 2010.
- [24] D. B. D. H. S. HE, “Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica,” 2022.
- [25] E. Franklin, “Solar photovoltaic (pv) system components,” 2018.
- [26] A. E. Tutorials, “Connecting solar panels together.” [En línea]. Disponible: <https://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-power/connecting-solar-panels-together.html>
- [27] NREL, *Solar Advisor Model User Guide for Version 2.0*, 2008. [En línea]. Disponible: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43704.pdf>
- [28] HOMEREnergy, “*HOMER Help Manual HOMER Help Manual*,” 2015, 2015. [En línea]. Disponible: https://homerenergy.com/pdf/HOMER2_2.8_HelpManual.pdf
- [29] ARCERNNR, *Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*, 2023. [En línea]. Disponible: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/11/Regulacion-Nro.-ARCERNNR-008-23-signed1.pdf>
- [30] M. Sengupta, Y. Xie, A. Lopez, A. Habte, G. Maclaurin, y J. Shelby, “The national solar radiation data base (nsrdb),” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 89, pp. 51–60, 2018.
- [31] Universidad de Cuenca, “Calendario académico septiembre 2022-febrero 2023,” 2022, accessed: 2024-07-14. [En línea]. Disponible: <https://www2.ucuenca.edu.ec/images/CalendarioAcademico/CALENDARIO-ACADEMICO-SEP22-FEB23-11oct22.pdf>
- [32] J. X. Capón Chicaiza y P. F. Morocho Vega, “Estudio técnico y económico de la producción energética fotovoltaica del campus balzay con y sin el uso de los optimizadores.”
- [33] NEC, *SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS PARA AGUA CALIENTE SANITARIA (ACS) – APLICACIONES MENORES A 100 °C*, 2020. [En línea]. Disponible:

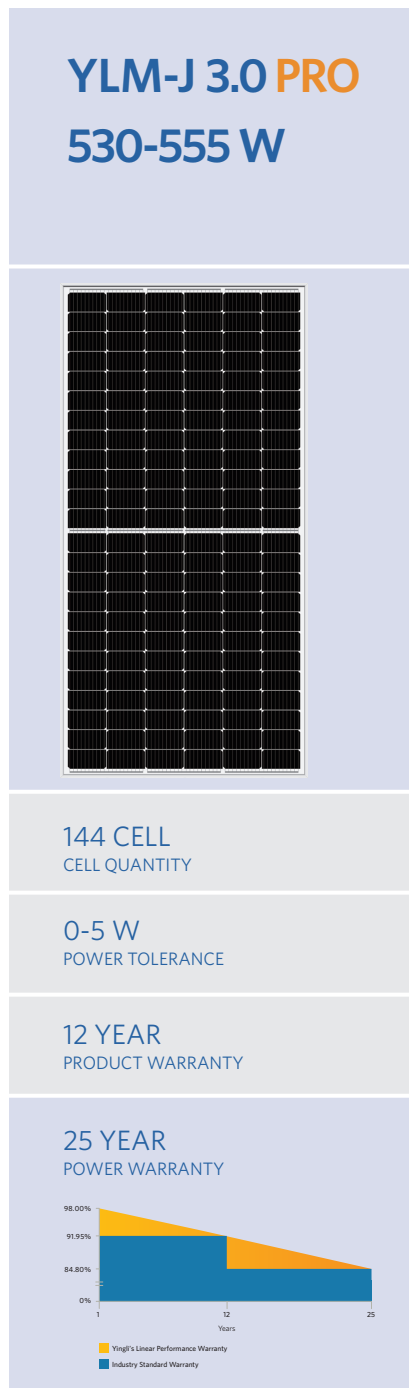
<https://www.habitatyvivienda.gob.ec/wp-content/uploads/2020/07/NEC-HS-E-R-Energ%C3%ADas-Renovables.pdf>

- [34] X. Serrano-Guerrero, E. Cantos, J.-J. Feijoo, A. Barragán-Escandón, y J.-M. Clairand, "Optimal tilt and orientation angles in fixed flat surfaces to maximize the capture of solar insolation: A case study in ecuador," *Applied Sciences*, vol. 11, num. 10, p. 4546, 2021.
- [35] W. Villegas, "Estudio para el suministro de energía eléctrica mediante un sistema fotovoltaico para el mercado de San Roque," Marzo 2021.
- [36] T. S. Wurster y M. B. Schubert, "Mismatch loss in photovoltaic systems," *Solar Energy*, vol. 105, pp. 505–511, 2014.
- [37] M. L. Adekanbi, E. S. Alaba, T. J. John, T. D. Tundealao, y T. I. Banji, "Soiling loss in solar systems: A review of its effect on solar energy efficiency and mitigation techniques," *Cleaner Energy Systems*, p. 100094, 2023.
- [38] Developers of SAM, "System advice model (sam) software," 2024, accessed: 2024-07-14. [En línea]. Disponible: <http://example.com/sam>
- [39] S. Plaza Gutiérrez, "El wacc (weighted average cost of capital) como tasa de descuento para evaluación de proyectos de inversión," 2016.
- [40] J. G. Castillo y D. Zhangallimbay, "La tasa social de descuento en la evaluación de proyectos de inversión: una aplicación para el ecuador," *Revista de la CEPAL*, num. 134, agosto 2021.
- [41] P. Benalcázar, J. Lara, y M. Samper, "Distributed photovoltaic generation in ecuador: Economic analysis and incentives mechanisms," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, num. 03, pp. 564–572, 2020.
- [42] Banco Central del Ecuador, "Tasa pasiva de referencia," Banco Central del Ecuador, Mayo 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.bce.fin.ec/>
- [43] M. Diaz y C. Mora, "Gestión energética aplicada a la operación del edificio del ministerio de ambiente (quitoecuador)," *Escuela Politécnica Nacional, Quito*.

- [44] I. R. E. A. IRENA, *Renewable power generation costs in 2020*. eBook Partnership, 2022.
- [45] Ministerio de Energías y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, “Estudio de determinación de costos de operación, mantenimiento y administración fijos de generación con base en energías alternativas,” Ministerio de Energías y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, La Paz, Bolivia, Tech. Rep., 2019.
- [46] J. P. Muñoz-Vizhñay, M. V. Rojas-Moncayo, y C. R. Barreto-Calle, “Incentivo a la generación distribuida en el ecuador,” *Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología*, num. 19, pp. 60–68, 2018.
- [47] ARCERNNR, *Pliego tarifario del Servicio Publico de Energía Eléctrica. Año 2024*, 2024. [En línea]. Disponible: https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2024/01/Pliego-Tarifario-SPEE-2024_compressed.pdf
- [48] CENACE, *Factor de del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador emisión de CO2: INFORME 2022*, 2022. [En línea]. Disponible: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/wp-1692720103183.pdf>
- [49] J. X. Iza Quishpe, “Diseño de una central fotovoltaica para abastecimiento de energía eléctrica del campus de la escuela politécnica nacional,” B.S. thesis, Quito, 2020., 2020.
- [50] J. G. Angamarca Ipiales y R. D. Guevara Pajuña, “Diseño de microgeneración fotovoltaica conectada a la red para el suministro eléctrico de los centros operativos y agencias de la eeq ubicados al noroccidente y sur de la ciudad de quito,” B.S. thesis, Quito, 2020., 2020.
- [51] I. M. Bermeo Tenesaca y L. E. Matute Vázquez, “Análisis de factibilidad técnica y económica de un sistema fotovoltaico conectado a la red, estudio de caso grandes superficies comerciales,” B.S. thesis, 2020.

Anexos

Anexo A. Datos técnicos del panel solar



IMPROVED POWER NEVER SETTLE FOR LESS

YLM 3.0 modules use high efficiency p-type monocrystalline PERC cell technology. With high quality encapsulation material and classic glass-backsheet structure, YLM 3.0 modules are perfectly suited to the harsh environment and provide you with high reliability and quality assurance.



Classic Structure

The glass-backsheet structure and layout design have been proved in the market for a long time.



Superior Yield

The large size cell enhances the module's power output, while the excellent temperature coefficient and comprehensive LID/LeTID degradation suppression technology allow the module to generate more energy once in use.



Excellent Durability

The modules meet IEC standard testing requirements and are resistant to salt mist, ammonia, dust and sand, snail trail and PID risks.



Wide Applications

The glass-backsheet structure, special material selection and ultra-strong frames effectively enhance the mechanical performance of the modules, their compatibility with mainstream trackers and inverters, and their adaptability to harsh environments.



Lower Losses

The multi-busbar design effectively reduces the impact of micro-cracks and broken busbars, and the half-cell structure effectively reduces the impact of shadow shading.

QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

IEC 61215, IEC 61730, CE, UL 61730



Yingli Solar

Headquartered in Baoding, China, Yingli Energy Development Company Limited, known as Yingli Solar, is a leading solar solution provider. Yingli Solar is committed to providing clean, renewable energy.

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC*)

Module type			YLxxxD-49e 1/2 (xxx=Pmax) YLxxxD-49e 1500V 1/2 (xxx=Pmax)					
Power output	P_{max}	W	530	535	540	545	550	555
Power output tolerances	ΔP_{max}	W	0 / + 5					
Module efficiency	η_m	%	20.51	20.70	20.89	21.09	21.28	21.48
Voltage at P_{max}	V_{mpo}	V	41.40	41.55	41.70	41.85	42.00	42.15
Current at P_{max}	I_{mpo}	A	12.81	12.88	12.95	13.03	13.10	13.17
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	49.22	49.37	49.52	49.67	49.82	49.97
Short-circuit current	I_{sc}	A	13.69	13.76	13.83	13.90	13.97	14.04

*STC: 1000 W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM 1.5 spectrum according to EN 60904-3.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT*)

Power output	P_{max}	W	394.32	398.04	401.76	405.48	409.20	412.92
Voltage at P_{max}	V_{mpo}	V	38.48	38.63	38.78	38.90	39.05	39.19
Current at P_{max}	I_{mpo}	A	10.25	10.30	10.36	10.42	10.48	10.54
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	46.10	46.24	46.38	46.52	46.66	46.80
Short-circuit current	I_{sc}	A	11.06	11.12	11.17	11.23	11.29	11.34

*NOCT: open-circuit module operation temperature at 800 W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1 m/s¹ wind speed.

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	45 ± 2
Temperature coefficient of P_{max}	γ	%/°C	- 0.35
Temperature coefficient of V_{oc}	β	%/°C	- 0.27
Temperature coefficient of I_{sc}	α	%/°C	0.05

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000 V_{oc} / 1500 V_{oc}
Max. series fuse rating*	25 A
Operating temperature range	- 40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow)	5400 Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400 Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25 mm / 23 m/s ¹

*DO NOT CONNECT FUSE IN COMBINER BOX WITH TWO OR MORE STRINGS IN PARALLEL CONNECTION.

CONSTRUCTION MATERIALS

Cell (material / quantity)	p-type monocrystalline silicon / 6 x 24
Glass (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2 mm
Frame (material)	anodized aluminum alloy
Junction box (type / protection degree)	3 bypass diodes / ≥ IP67
Cable (length / cross-sectional area)	± 300 mm or customized length / 4 mm ²

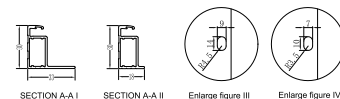
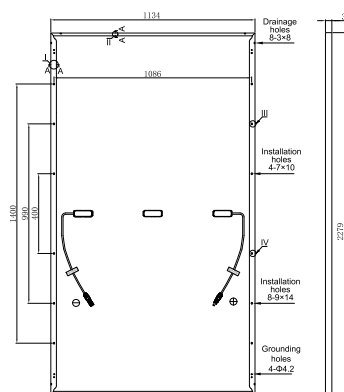
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	2279 mm / 1134 mm / 30 mm
Weight	28.2 kg

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	36
Number of pallets per 40' container	20
Packaging box dimensions (L / W / H)	2300 mm / 1110 mm / 1245 mm
Box weight	1070 kg

Unit: mm



Warning: Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing and operating Yingli Solar modules.

- Due to continuous innovation, research and product improvement, the specification of this product information sheet is subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.
- The data do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only for comparison to different module types.

Yingli Energy Development Co., Ltd.

service@yingli.com

Tel: +86-312-8922216

Anexo B. Datos técnicos del inversor Growwatt

Datasheet	MID 15KTL3-X	MID 17KTL3-X	MID 20KTL3-X	MID 22KTL3-X	MID 25KTL3-X
Input data (DC)					
Max. recommended PV power (for module STC)	22500W	25500W	30000W	33000W	37500W
Max. DC voltage	1100V				
Start Voltage	250V				
Normal Voltage	200V-1000V				
MPPT voltage range	580V				
No. of MPPT trackers/strings per MPPT tracker	2/2	2/2	2/2	2/2	2/3
Max.input current per MPPT tracker	27A	27A	27A	27A	27A/40.5A
Max. short-circuit current per MPPT tracker	33.8A	33.8A	33.8A	33.8A	33.8A/50.7A
Output data (AC)					
Rated AC output power	15000W	17000W	20000W	22000W	25000W
Max. AC apparent power	16600VA	18800VA	22000VA	24400VA	27700VA
Nominal AC voltage(range*)	230V/400V; 340-440V				
AC grid frequency;(range*)	50/60 Hz; 45–55Hz/55-65 Hz				
Max. output current	24.2A	27.4A	31.9A	35.5A	40.2A
Adjustable power factor	0.8 leading - 0.8 lagging				
THDI	< 3%				
AC grid connection type	3W+N+PE				
Efficiency					
Max.efficiency	98.75%				
European efficiency	98.6%				
MPPT efficiency	99.9%				
Protection devices					
DC reverse polarity protection	Yes				
DC Switch	Yes				
AC/DC surge protection	Type II / Type II				
Insulation resistance monitoring	Yes				
AC short-circuit protection	Yes				
Ground fault monitoring	Yes				
Grid monitoring	Yes				
Anti-islanding protection	Yes				
Residual-current monitoring unit	Yes				
String monitoring	Yes				
AFCI protection	Optional				
General data					
Dimensions (W / H / D)	525/395/222mm				
Weight	23kg				
Operating temperature range	–25 °C ... +60 °C				
Self-Consumption (night)	< 1W				
Topology	Transformerless				
Cooling	Smart air cooling				
Protection degree	IP65				
Relative Humidity	0–100%				
Altitude	4000m				
DC connection	H4/MC4(Optional)				
AC connection	Cable gland+OT terminal				
Display	OLED+LED/WIFI+APP				
Interfaces: RS485 / USB / WIFI/ GPRS / RF/ LAN	Yes/Yes /Optional/Optional/Optional/Optional				
Warranty: 5 years / 10 years	Yes/Optional				
CE, VDE0126, Greece, EN50549-1, C10/C11, ITC C 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEI0-21, N4105, G98/G99, G100, KSC8565					

* The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard.
All specifications are subject to change without notice.