UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SUBSISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

TEMA:

Estudio de un sistema de respaldo de energía renovable para la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil

AUTORA:
Ing. Moreno Amores Dayanna Lisbeth

Trabajo de Titulación previo a la obtención del Grado Académico de
MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

TUTOR:
Ing. Bohórquez Heras, Daniel Bayardo, Msc

Guayaquil, 7 de agosto del 2026

UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

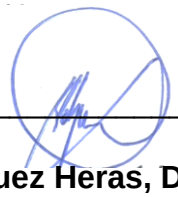
SUBSISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por la Ing. Moreno Amores, Dayanna Lisbeth como requerimiento parcial para la obtención del Grado Académico de **MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA.**

TUTOR



Ing. Bohórquez Heras, Daniel Bayardo, Msc

DIRECTOR DEL PROGRAMA

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, Ph. D.

Guayaquil, 7 de agosto del 2026

UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SUBSISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Moreno Amores Dayanna Lisbeth

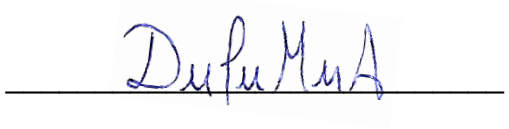
DECLARO QUE:

El trabajo de titulación: **Estudio de un sistema de respaldo de energía renovable para la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil**, previa a la obtención del grado Académico de Magíster, ha sido desarrollado en base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del trabajo de titulación del Grado Académico en mención.

Guayaquil, 7 de agosto del 2026

LA AUTORA



Ing. Moreno Amores, Dayanna Lisbeth

UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SUBSISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

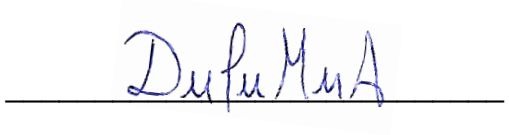
AUTORIZACIÓN

Yo, Moreno Amores Dayanna Lisbeth

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación, en la biblioteca de la institución del trabajo de titulación de Maestría titulado: **Estudio de un sistema de respaldo de energía renovable para la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

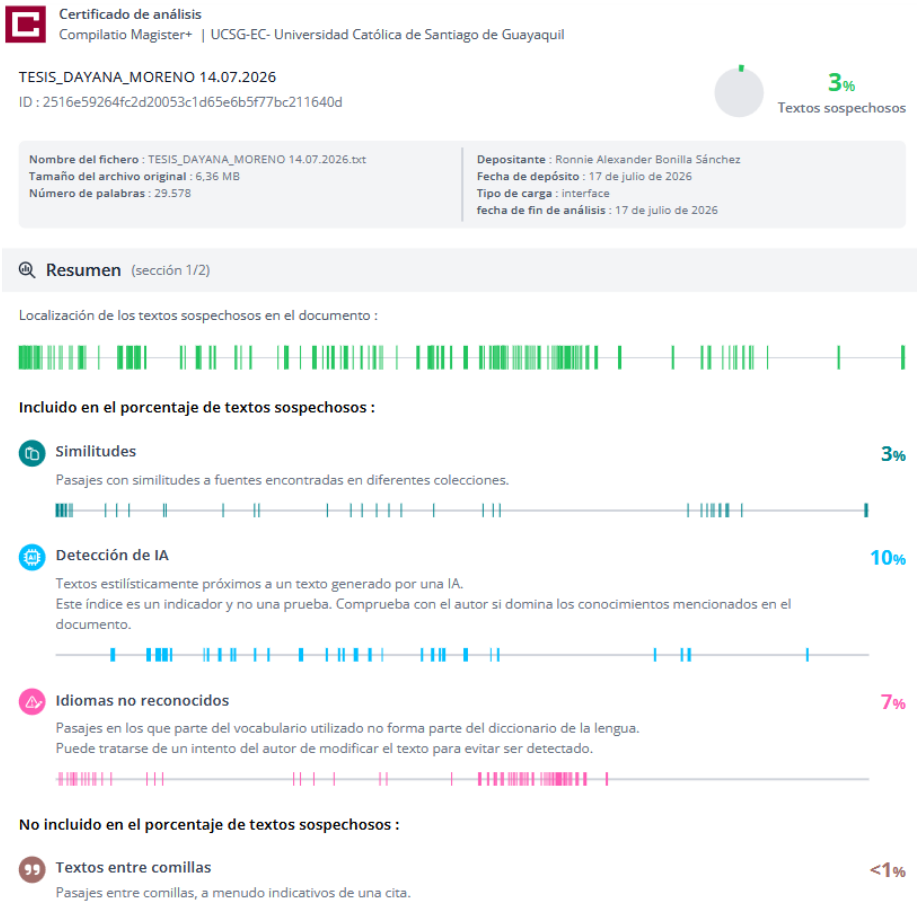
Guayaquil, 7 de agosto del 2026

LA AUTORA



Ing. Moreno Amores, Dayanna Lisbeth

Informe compilatio



Certificado de análisis
Compilatio Magister+ | UCSG-EC- Universidad Católica de Santiago de Guayaquil

TESIS_DAYANA_MORENO 14.07.2026
ID : 2516e59264fc2d20053c1d65e6b5f77bc211640d

3%
Textos sospechosos

Nombre del fichero : TESIS_DAYANA_MORENO 14.07.2026.txt
Tamaño del archivo original : 6,36 MB
Número de palabras : 29.578

Depositante : Ronnie Alexander Bonilla Sánchez
Fecha de depósito : 17 de julio de 2026
Tipo de carga : interface
fecha de fin de análisis : 17 de julio de 2026

Resumen (sección 1/2)

Localización de los textos sospechosos en el documento :

Incluido en el porcentaje de textos sospechosos :

Similitudes 3%
Pasajes con similitudes a fuentes encontradas en diferentes colecciones.

Detección de IA 10%
Textos estilísticamente próximos a un texto generado por una IA.
Este índice es un indicador y no una prueba. Comprueba con el autor si domina los conocimientos mencionados en el documento.

Idiomas no reconocidos 7%
Pasajes en los que parte del vocabulario utilizado no forma parte del diccionario de la lengua.
Puede tratarse de un intento del autor de modificar el texto para evitar ser detectado.

No incluido en el porcentaje de textos sospechosos :

Textos entre comillas <1%
Pasajes entre comillas, a menudo indicativos de una cita.

Reporte Compilatio del trabajo de titulación de la Maestría en Electricidad con mención en eficiencia energética y energías renovables denominado: **"Estudio de un sistema de respaldo de energía renovable para la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil"**, del estudiante Ing. Dayanna Lisbeth Moreno Amores, se encuentra al 3% de coincidencias

Ing. Daniel Bohórquez Heras, Mgs.
Docente-Tutor

AGRADECIMIENTO

Manifestó mi gratitud a Dios que me dio salud, sabiduría y fortaleza para la realización de este proyecto de titulación y que me acompaño para culminar esta etapa, A mis padres, María Augusta Amores y Eduardo Moreno, quienes han sido el pilar fundamental en mi formación profesional, por su inmenso amor y confianza incondicional. A mis hermanos y a toda mi familia, por el apoyo emocional y económico durante este proceso sin el cual no habría sido posible alcanzar este sueño. A Celyne Cepeda por acompañarme en este proceso y brindarme siempre su apoyo. A mis amigos y a todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron con su apuesta y compromiso para llevar adelante esta tarea. A todos ustedes mi reconocimiento y sincero agradecimiento.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi familia, que han sido mi apoyo incondicional en todo este proceso. A mis padres, hermanos y a todos los familiares que me apoyaron emocional y económicamente que me ayudaron a terminar esta etapa con fortaleza y determinación. Este triunfo es demostración de esfuerzo compartido y la fe que siempre tuvieron en mí.

UNIVERSIDAD CATÓLICA

DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SUBSISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. _____

Ing. Bohórquez Heras, Daniel Bayardo, M.Sc.

TUTOR

f. _____

Ing. Zamora Cedeño, Néstor Armando, M.Sc.

REVISOR

f. _____

Ing. Ronnie Alexander, Bonilla Sánchez, M.Sc.

REVISOR

f. _____

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, Ph.D

DIRECTOR DEL PROGRAMA

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS XII
ÍNDICE DE TABLAS XIII
RESUMEN XV
ABSTRACT XVI
INTRODUCCIÓN 1
CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL TRABAJO DE TITULACIÓN 5
1.1 Planteamiento del problema 5
1.2 Justificación 6
1.3 Objetivos 9
1.3.1 Objetivo general 9
1.3.2 Objetivos específicos 9
1.4 Hipótesis 9
1.5 Metodología 10
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO 12
2.1 Energía solar fotovoltaica 12
2.1.1 Principio del efecto fotovoltaico 13
2.1.2 Conversión de energía solar en energía eléctrica 14
2.1.3 Tipos de sistemas fotovoltaicos 16
2.2 Componentes de un sistema solar fotovoltaico 18
2.2.1 Módulos fotovoltaicos 19
2.2.2 Inversores 23
2.2.3 Reguladores de carga 28
2.2.4 Sistemas de almacenamiento energético 30
2.2.5 Protecciones y dispositivos eléctricos 35
2.2.6 Pérdidas en sistemas fotovoltaicos 35
2.2.7 Eficiencia del sistema fotovoltaico 37
2.2.8 Orientación e inclinación de los módulos 39
2.3 Parámetros eléctricos para el dimensionamiento 40
2.3.1 Demanda energética (kWh) 41
2.3.2 Potencia instalada (kW) 42

2.3.3 Perfil de carga 43
2.3.4 Cargas críticas 44
2.3.5 Factor de potencia 44
2.3.6 Profundidad de descarga (DoD) 45
2.3.7 Autonomía del sistema 46
2.4 Recurso solar y variables climáticas 47
2.4.1 Radiación solar global 48
2.4.2 Irradiancia y horas pico solares (HSP) 49
2.4.3 Influencia de la temperatura en el rendimiento 50
2.4.4 Potencial solar en Ecuador 50
2.5 Sistemas fotovoltaicos como respaldo eléctrico 52
2.5.1 Concepto de respaldo energético 52
2.5.2 Funcionamiento ante fallas de la red 53
2.5.3 Comparación con sistemas convencionales (generadores diésel) 54
2.5.4 Resiliencia energética en edificaciones institucionales 54
2.6 Marco normativo y regulatorio 55
2.6.1 Normativa internacional (IEC relacionadas con FV) 55
2.6.2 Regulaciones ecuatorianas sobre generación distribuida 56
2.6.3 Consideraciones técnicas de seguridad eléctrica 57
CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA 59
3.1 Levantamiento de información 59
3.1.1 Diagrama unifilar y caracterización del sistema eléctrico 60
3.1.2 Identificación de circuitos eléctricos 61
3.2 Medición y estimación de la demanda 61
3.3 Selección de las cargas críticas 62
3.4 Criterios de diseño del sistema FV 63
3.5 Modelación y simulación en ETAP 63
3.6 Análisis estructural ETABS 64
3.7 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico 64
3.7.1 Dimensionamiento del generador fotovoltaico 66
3.7.2 Configuración del arreglo fotovoltaico 67
3.7.3 Dimensionamiento del banco de baterías 68
CAPÍTULO 4: RESULTADOS 70

4.1 Resultados del sistema eléctrico 70
4.2 Resultados de demanda energética 71
4.3 Resultados de la selección de circuitos FV 73
4.4 Resultados del dimensionamiento FV 75
4.5 Resultados del banco de baterías 79
4.6 Resultados de generación energética 81
4.7 Resultados de la simulación en ETAP 82
4.7.1 Descripción de escenarios 82
4.7.2 Diagramas unifilares de los escenarios simulados 82
4.8 Resultados de flujos de potencia 86
4.8.1 Flujos de potencia – SM1 (Sistema sin FV) 86
4.8.2 Flujos de potencia – SIM2 (Sistema FV en modo isla) 89
4.8.3 Flujos de potencia – SIM3 (Sistema Integrado Red +FV) 91
4.9 Perfil de tensiones en barras 94
4.9.1 Comparación de tensiones – SIM1 vs SIM2 (Efecto del Sistema FV) 95
4.9.2 Análisis de tensiones críticas y violaciones de límite 95
4.10 Evaluación del sistema de respaldo 96
CONCLUSIONES 99
RECOMENDACIONES 101
GLOSARIO DE TÉRMINOS 103
REFERENCIAS 105
ANEXOS TÉCNICOS 114

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Principio del efecto fotovoltaico en una celda solar con unión p–n. 13
Figura 2.2 Curva corriente–voltaje (I–V) de un módulo fotovoltaico. 15
Figura 2.3 Tipos de sistemas fotovoltaicos. 16
Figura 2.4 Componentes principales de un sistema fotovoltaico. 19
Figura 2.5 Componentes principales de un módulo fotovoltaico. 20
Figura 2.6 Diagrama de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica. 24
Figura 2.7 Configuraciones de inversores en sistemas fotovoltaicos. 26
Figura 2.8 Controladores de carga utilizados en sistemas fotovoltaicos. 29
Figura 2.9 Diagrama de sistema solar fotovoltaico con almacenamiento. 31
Figura 2.10 Batería de plomo-ácido 32
Figura 2.11 Batería de ion-litio 33
Figura 2.12. Batería de gel solar 34
Figura 2.13 Distribución global del recurso solar. 48
Figura 2.14 Distribución global del recurso solar en Ecuador. 51
Figura 3.1 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de la Facultad de Jurisprudencia. 59
Figura 3.2 Pinza amperimétrica utilizada 62
Figura 4.1 (Parte 1) Diagrama unifilar del sistema eléctrico — escenario sin generación fotovoltaica (SIM1) 83
Figura 4.2 (Parte 1) Resultados del flujo de potencia del sistema fotovoltaico — Sistema sin FV (SIM1) 87
Figura 4.3 Resultados del flujo de potencia del sistema fotovoltaico — Sistema sin FV (SIM1) 87
Figura 4.4 Resultados del flujo de potencia del sistema fotovoltaico — escenario en modo isla (SIM2) 89
Figura 4.5 (Parte 1) Resultados del análisis de flujo de potencia del sistema integrado red + sistema fotovoltaico (SIM3) 91

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Comparación entre módulos fotovoltaicos. 21
Tabla 2.2 Principales parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico. 23
Tabla 2.3 Funciones principales de los inversores fotovoltaicos. 25
Tabla 2.4 Tipos de inversores fotovoltaicos. 27
Tabla 2.5 Comparación técnica entre reguladores de carga. 30
Tabla 2.6 Comparación de tecnologías de baterías. 34
Tabla 2.7 Tipos de pérdidas en sistemas fotovoltaicos 36
Tabla 2.8 Parámetros de diseño para la captación de radiación solar. 39
Tabla 2.9 Cargas críticas en una facultad universitaria 44
Tabla 2.10 Principales normas IEC aplicadas a sistemas fotovoltaicos. 56
Tabla 3.1 Elementos del sistema desde acometida hasta tablero principal. 60
Tabla 3.2 Criterios de selección de cargas para el sistema fotovoltaico 62
Tabla 3.3 Parámetros utilizados para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico 65
Tabla 3.4 Parámetros utilizados para el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico 66
Tabla 3.5 Parámetros utilizados para la configuración del arreglo fotovoltaico 67
Tabla 3.6 Parámetros utilizados para el dimensionamiento del banco de baterías 69
Tabla 4.1 Todos los ramales del tablero principal. 70
Tabla 4.2 Tabla de consumo estimado. 71
Tabla 4.3 Corrientes medidas en campo vs estimadas (tablero principal). 72
Tabla 4.4 Circuitos incluidos en el sistema FV (6 circuitos). 73
Tabla 4.5 Circuitos excluidos del sistema FV (13 circuitos). 74
Tabla 4.6 Especificaciones del panel Canadian Solar CS6W-550MS HiKu6. 75
Tabla 4.7 Configuración de strings y parámetros eléctricos. 75
Tabla 4.8 Tabla completa de conexión de los 45 paneles (string por string) 76
Tabla 4.9 Verificaciones eléctricas de seguridad del arreglo. 78
Tabla 4.10 Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico 78
Tabla 4.11 Dimensionamiento del banco de baterías. 80
Tabla 4.12 Generación mensual estimada y cobertura de demanda 81
Tabla 4.13 Flujos de potencia – SM1 (Sistema sin FV) 88
Tabla 4.14 Flujos de potencia – SIM2 (Sistema FV en modo isla) 90

Tabla 4.15 Flujos de potencia – SIM3 (Sistema Integrado Red +FV) 92
Tabla 4.16 Tensiones en barras — SIM1 / SIM2 / SIM3 94
Tabla 4.17 Comparación de tensiones — SIM1 vs SIM2 (Efecto del Sistema FV) 95
Tabla 4.18 Análisis de tensiones críticas y violaciones de límite 95
Tabla 4.19 Resumen de resultados de simulación 97

RESUMEN

El objetivo del presente estudio fue diseñar un sistema de respaldo energético basado en energía solar fotovoltaica para la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil. La hipótesis planteó que la implementación de un sistema fotovoltaico híbrido sería técnicamente viable para garantizar el suministro eléctrico de las cargas críticas durante interrupciones del sistema convencional, mejorando la continuidad operativa de la edificación. La investigación tuvo una metodología con alcance descriptivo y aplicado, que se realizó con la finalidad de evaluar el estado energético actual de la institución educativa presentada y proponer una alternativa técnica viable. Se utilizaron técnicas para la obtención de datos tales como facturación energética, planos, mediciones de campo, etc. que permitieron detectar pautas de consumo y reconocer las cargas críticas. Luego se realizaron los cálculos y simulaciones para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, a partir de la demanda energética, el perfil de carga, y el recurso solar disponible. La viabilidad técnica. Los análisis validaron la viabilidad técnica de la propuesta, demostrando que un sistema híbrido respaldado por bancos de baterías puede asegurar el suministro en los circuitos críticos. Pensando en el futuro, valdría la pena considerar su puesta en marcha real, sumando herramientas de monitoreo y programas de mantenimiento que aseguren la eficiencia de la planta y estiren la vida útil de los equipos.

Palabras claves: Sistema fotovoltaico, Respaldo de energía, generación distribuida, confort energético, Inyección a la red, resiliencia energética.

ABSTRACT

The objective of this study was to design a solar photovoltaic backup power system for the Faculty of Law at the Catholic University of Santiago de Guayaquil. The hypothesis posited that implementing a hybrid photovoltaic system would be technically feasible for ensuring power supply to critical loads during grid outages, thereby improving the building's operational continuity. The research employed a descriptive and applied methodology aimed at assessing the educational institution's current energy status and proposing a viable technical alternative. Data collection techniques, including the analysis of energy bills, blueprints, and field measurements were used to identify consumption patterns and critical loads. Subsequently, calculations and simulations were performed to size the photovoltaic system based on energy demand, load profiles, and available solar resources. Analyses confirmed the proposal's technical feasibility, demonstrating that a hybrid system backed by battery banks could ensure power supply to critical circuits. Looking ahead, it would be worthwhile considering actual implementation, incorporating monitoring tools and maintenance programs to ensure system efficiency and extend the equipment's service life.

Keywords: Photovoltaic system, energy backup, distributed generation, energy comfort, grid injection, energy resilience.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de titulación tiene como finalidad diseñar un sistema de respaldo energético basado en energía solar fotovoltaica para la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil. En la actualidad, la continuidad del suministro eléctrico constituye un factor fundamental para el adecuado desarrollo de las actividades académicas, administrativas y de apoyo tecnológico que se realizan en las instituciones de educación superior. El aumento de dependencia de los equipos de informática, sistemas de comunicación, iluminación o climatización, hace necesaria la instalación de soluciones de recuperación de estos servicios en caso de una eventualidad en el sistema eléctrico convencional.

Las fallas en los servicios eléctricos pueden ocasionar grandes trastornos en los procesos de enseñanza y aprendizaje, así como en la administración institucional, cuyos resultados incluyen el atraso, la pérdida de información y la disminución de la eficacia operativa según Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2022). En el marco de la realidad ecuatoriana, las cortes eléctricas ocurridas en los últimos tiempos han dejado entrever la urgencia de potenciar la resiliencia energética en edificaciones institucionales, en particular en centros de educación superior.

Debido a esta problemática, será preciso considerar posibles soluciones para el respaldo energético que garanticen no sólo la continuidad del servicio, además de adecuarse a consideraciones de sostenibilidad ambiental y eficiencia energética.

El uso de sistemas de energía renovable, concretamente sistemas solares fotovoltaicos, es una solución atractiva y técnicamente viable para proporcionar energía de respaldo a los edificios universitarios. Sistemas como estos hacen uso de una fuente limpia, abundante y renovable de energía, ayudando a reducir la dependencia a los combustibles fósiles y a mitigar los impactos asociados al consumo energético tradicional, según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2023).

Por consiguiente, el presente trabajo se orienta a estudiar tanto la demanda energética de la Facultad de Jurisprudencia, como el cálculo técnico de la instalación fotovoltaica que le sirva de respaldo energético. Con ello se pretende diseñar una

solución para la continuidad de la carga crítica que asegure el servicio ante fallas en el sistema eléctrico tradicional, contribuyendo con el fortalecimiento de la resiliencia energética institucional y de manera complementaria incentivando el uso de fuentes renovables en el ámbito universitario.

ANTECEDENTES

La Universidad Católica de Santiago de Guayaquil ha tenido afectaciones tanto operativas derivadas de la indisponibilidad temporal de plataformas académicas y de contingencias externas, como los cortes de energía eléctrica ocurridos a nivel nacional en abril de 2024.Puesto a ello, se hace evidente la necesidad de fortalecer la continuidad operativa y la gestión tecnológica de servicios académicos y administrativos ante fallas en la red comercial.

En los últimos años, el interés por la implementación de sistemas de energía renovable ha crecido de manera significativa a nivel mundial como respuesta al incremento de la demanda energética y a la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. La transición hacia fuentes de energía limpias se ha convertido en una prioridad para diversos sectores, incluyendo el educativo, donde el consumo energético asociado al funcionamiento de equipos informáticos, sistemas de iluminación, climatización y servicios tecnológicos es cada vez mayor (IEA, 2022).

Entre las tecnologías renovables con mayor desarrollo se encuentran los sistemas solares fotovoltaicos, los cuales permiten generar energía eléctrica a partir de la radiación solar mediante el uso de módulos fotovoltaicos. Diversos estudios han demostrado que la integración de sistemas fotovoltaicos en edificaciones institucionales contribuye a mejorar la eficiencia energética, reducir los costos asociados al consumo eléctrico y aumentar la confiabilidad del suministro energético, especialmente en escenarios donde se presentan interrupciones del servicio eléctrico convencional (IRENA, 2023).

Varias universidades han instalado sistemas fotovoltaicos en sus campus como parte de su enfoque hacia la sostenibilidad energética. Esta tendencia recoge el incremento a nivel mundial de la incorporación de energías renovables en edificios institucionales, fortaleciéndose la resiliencia energética y disminuyendo la dependencia de fuentes convencionales (REN21, 2023).

En la región de América Latina se observa un incremento constante en la realización de proyectos en base a la energía solar fotovoltaica, debido a las condiciones climáticas favorables y las políticas públicas orientadas al uso de fuentes de energía renovable. Países como Chile, México y Brasil han incentivado la instalación de sistemas fotovoltaicos en edificios públicos y privados, mostrando la capacidad de esta

tecnología de facilitar la seguridad energética y aminorar la dependencia de los combustibles fósiles (IRENA, 2023).

En el caso de Ecuador, la utilización de la energía solar es una potencialidad manifiesta en virtud del nivel de radiación solar que presenta durante todo el año, debido a su situación geográfica próxima a la línea ecuatorial. Esto hace posible la elaboración y desarrollo de sistemas fotovoltaicos en diferentes tipos de infraestructuras, tanto en edificaciones institucionales como universitarias, donde su utilización puede colaborar con la mejora de la eficiencia energética y continuidad en el suministro eléctrico.

El desarrollo de sistemas solares fotovoltaicos como respaldo energético para edificios escolares es factible desde el punto de vista técnico para contribuir a la resiliencia institucional en materia de energía. Por esta razón, el presente trabajo se orienta al análisis de la demanda energética de la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil y al dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico que permita garantizar el suministro eléctrico de las cargas críticas ante eventuales fallas del sistema eléctrico convencional.

CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

1.1 Planteamiento del problema

La Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil desarrolla de manera permanente actividades académicas, administrativas y tecnológicas que dependen directamente del suministro de energía eléctrica. El funcionamiento de sistemas de iluminación, equipos informáticos, redes de comunicación, plataformas digitales y otros servicios esenciales requiere un suministro eléctrico continuo y confiable para garantizar el adecuado desarrollo de los procesos institucionales.

Durante los años 2024, 2025, 2026, el sistema eléctrico en Ecuador ha tenido diversos períodos de racionamiento e interrupciones del suministro debido a la reducción de la generación hidroeléctrica y a las limitaciones operativas del Sistema Nacional Interconectado. Esto ha provocado el incremento a la vulnerabilidad de las instituciones educativas, afectando directamente a la continuidad de sus operaciones y evidenciando la necesidad de implementar sistemas de respaldo energético que permitan mantener operativas las cargas esenciales ante fallas en la red comercial.

En la Facultad de Jurisprudencia, la ausencia de un sistema de respaldo energético adecuado basado en fuentes renovables pone en riesgo la continuidad operativa de las cargas críticas para el funcionamiento básico de la edificación, conformadas principalmente por circuitos de iluminación y tomacorrientes esenciales distribuidos en diferentes áreas del edificio. Estas cargas prioritarias totalizan una demanda aparente de 23,116 kVA y una potencia activa de 20,969 kW, cuya alimentación debe mantenerse durante eventos de interrupción del suministro eléctrico para garantizar la continuidad de los servicios institucionales.

La falta de estudios técnicos y simulaciones dinámicas de flujo de potencia orientadas a la integración de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento energético dificulta la predicción del comportamiento eléctrico de la red interna ante condiciones de contingencia y durante la operación de un sistema de respaldo renovable. Esta limitación genera incertidumbre respecto a la capacidad del sistema para mantener niveles adecuados de tensión y garantizar la continuidad del servicio en las cargas críticas. Los resultados obtenidos mediante simulación de flujo de potencia en ETAP evidenciaron condiciones críticas de operación, identificándose en el escenario base una caída de tensión severa de hasta el 84,21% en la barra Bus15, valor que compromete la estabilidad de la red y pone de manifiesto la necesidad de diseñar una solución de respaldo energético adecuadamente dimensionada y técnicamente validada.

En función de lo anterior, se plantea la siguiente pregunta de investigación:

¿Cómo diseñar un sistema solar fotovoltaico que permita garantizar el respaldo eléctrico de las cargas críticas de la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil ante fallas del sistema eléctrico convencional?

1.2 Justificación

El presente estudio se justifica por la creciente necesidad de incorporar soluciones energéticas sostenibles que contribuyan a mejorar la seguridad y eficiencia del suministro eléctrico en infraestructuras institucionales ante fallas en la red comercial. La evaluación de alternativas basadas en energías renovables representa una oportunidad para fortalecer los sistemas energéticos en edificaciones universitarias.

Desde el punto de vista técnico, la investigación permitirá desarrollar una propuesta de ingeniería integral basada en el análisis de la demanda energética de la Facultad, la identificación de las cargas críticas y la evaluación del comportamiento de la red eléctrica interna. El estudio determinó una demanda total estimada de 288,6 kVA y una potencia activa de 254,2kW, mientras que las cargas prioritarias destinadas a mantener la operatividad básica de la institución totalizan una demanda de 23,116 kVA y una potencia activa de 20,969 kW. Estos resultados constituyen la base para el dimensionamiento técnico del sistema fotovoltaico de respaldo.

La relevancia de esta investigación radica en que el diseño propuesto no se limita al dimensionamiento energético de paneles, inversores y sistemas de almacenamiento, sino que incorpora la validación del comportamiento eléctrico de la red mediante simulaciones realizadas en ETAP. La evaluación de perfiles de tensión, flujo de potencia y niveles de cortocircuito permitirá verificar las condiciones de la infraestructura para mantener un funcionamiento seguro y confiable ante condiciones de contingencia. Los resultados evidenciaron una caída critica de tensión de hasta el 84,21% en la barra Bus15 en el escenario base, situación que vulnera la estabilidad de la red interna y demuestra la necesidad de implementar una solución de respaldo adecuadamente dimensionada. De esta manera, la propuesta contribuye a mejorar la resiliencia, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico de la Facultad de Jurisprudencia.

Desde la perspectiva estructural, el proyecto se justifica por la necesidad de verificar la viabilidad física de la instalación fotovoltaica sobre la infraestructura existente. Para ello, se realizó un análisis estructural considerando las cargas muertas asociadas a la incorporación de 45 módulos fotovoltaicos Canadian Solar, sus estructuras de soporte, cableado y equipos auxiliares, los cuales representan una

carga total de 1.615 kg distribuida sobre un área aproximada de 116,2 m^2. Los resultados determinaron una carga distribuida de 0,133 kN/m^2, valor significantemente inferior a la capacidad admisible de la losa de la cubierta, estimada entre 2,0 y 4,0 kN/m^2. Esto garantiza que la implementación del sistema no compromete la seguridad ni la integridad estructural de la edificación.

En el ámbito legal y regulatorio, la propuesta se encuentra alineada con las disposiciones vigentes para sistemas de generación distribuida y autoconsumo establecidas por la Agencia de Regulación y Control de la Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR).EL diseño contempla una configuración de inyección cero (Zero Export), asegurando que la energía generada sea destinada exclusivamente al abastecimiento de las cargas internas de la Facultad, sin inyectar excedentes a la red pública, cumpliendo así con los requerimientos regulatorios aplicables.

Desde la perspectiva social y educativa, el diseño del sistema fotovoltaico beneficiará directamente a docentes, estudiantes y personal administrativo de la Facultad de Jurisprudencia, al garantizar la continuidad de las actividades académicas, administrativas y tecnológicas durante apagones inesperados en la ciudad. La disponibilidad de energía de respaldo permitirá mantener operativos los sistemas de iluminación, equipos informáticos, redes de comunicación y demás recursos indispensables para el desarrollo de los procesos institucionales, evitando afectaciones de aprendizaje, investigación y gestión universitaria.

Desde la perspectiva académica, la elaboración del presente trabajo permitirá generar una propuesta técnica que sirva de sustento para futuras acciones encaminadas a la aplicación de soluciones energéticas basadas en fuentes

renovables en infraestructuras universitarias. Así, el proyecto aporta conocimiento aplicado en el campo de las energías renovables y fortalece la investigación en el marco universitario.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Diseñar un sistema solar fotovoltaico para la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, mediante el análisis de la demanda energética y el dimensionamiento técnico del sistema, con el propósito de garantizar el respaldo eléctrico ante fallas de la red convencional.

1.3.2 Objetivos específicos

- Analizar la demanda energética de la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.
- Identificar las cargas críticas que requieren respaldo eléctrico en la edificación.
- Dimensionar técnicamente los componentes del sistema fotovoltaico híbrido con almacenamiento energético para el abastecimiento de las cargas críticas seleccionadas.
- Simular mediante ETAP el comportamiento eléctrico de la red interna y validar técnicamente la propuesta de diseño.

1.4 Hipótesis

El diseño de un sistema fotovoltaico híbrido de respaldo garantiza la continuidad operativa de las cargas críticas para la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, manteniendo el perfil de tensiones

en las barras dentro de los límites operativos óptimos (95% - 100%) durante eventos de falla en la red comercial.

Se plantea que el adecuado dimensionamiento de los componentes del sistema fotovoltaico híbrido, basado en el análisis de la demanda eléctrica de las cargas críticas, permitirá satisfacer los requerimientos de almacenamiento energético para proporcionar una autonomía de 4 horas durante eventos de falla de la red eléctrica, lo cual será verificado mediante simulaciones en ETAP.

Por último, se plantea que el diseño eléctrico y estructural del sistema fotovoltaico hibrido cumplirá con los criterios técnicos y normativos aplicables, verificándose mediante simulaciones en ETAP y ETABS el adecuado desempeño eléctrico y estructural del sistema propuesto.

1.5 Metodología

La investigación tendrá un enfoque descriptivo y aplicado, debido a que se orienta, en primer lugar, a la caracterización de la situación energética actual de la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil y, en segundo lugar, al desarrollo de una propuesta técnica concreta para la solución del problema identificado. El enfoque descriptivo permitirá analizar y documentar las condiciones existentes del sistema eléctrico, mientras que el enfoque aplicado facilitará la elaboración de un diseño que pueda ser implementado en un contexto real.

En primera instancia la recopilación de información relacionada al consumo de electricidad de la construcción, basándose en la información histórica sobre el consumo de energía recopilada mediante facturas, planos eléctricos, disposición de racks y las cargas. En esta fase se identificarán las cargas críticas a respaldar, como

iluminación vital, equipos de informática, sistemas de comunicación y otros servicios esenciales para la continuidad de las actividades académicas y administrativas.

A continuación, se efectuará el cálculo técnico para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico de respaldo tomando en cuenta la demanda energética de las cargas críticas, el perfil de consumo, las condiciones climáticas y de radiación solar del lugar, así como la capacidad disponible para la colocación de los módulos fotovoltaicos. Esto ayudará a determinar apropiadamente los elementos del sistema por ejemplo paneles solares, inversores, reguladores de carga, sistemas de almacenaje de energía, etc.) bajo los parámetros de eficiencia, confiabilidad y seguridad.

Finalmente se realizará el diseño eléctrico del sistema fotovoltaico de respaldo que incluirá el planteamiento del sistema, diagramas unifilares, protecciones eléctricas, y recomendaciones para su interconexión a la red actual. El diseño se basará en la normativa técnica vigente y el software para cálculo y simulación, tales como ETAP, que garantice que la propuesta se encuentra dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño. Con ello, la metodología propuesta abordará la estructuración de un planteamiento técnico integral para el respaldo energético de la Facultad de Jurisprudencia.

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

El marco teórico constituye un componente esencial en el desarrollo de una investigación de carácter técnico y científico, ya que proporciona los fundamentos conceptuales necesarios para comprender la tecnología objeto de estudio y sustentar las decisiones metodológicas adoptadas durante el proceso investigativo. En el presente trabajo, el marco teórico permite analizar los principios físicos, eléctricos y tecnológicos asociados a los sistemas solares fotovoltaicos, así como su aplicación como alternativa de respaldo energético en edificaciones institucionales. A través de esta sección se establecen los conceptos que servirán de base para el dimensionamiento técnico y la evaluación de viabilidad del sistema propuesto.

2.1 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una herramienta tecnológica que se usa para la generación electica que transforma la radiación solar en electricidad por medio de dispositivos semiconductores conocidos como celdas fotovoltaicas. A diferencia de los sistemas convencionales basados en combustibles fósiles, la generación fotovoltaica no produce emisiones directas durante su operación, lo que la convierte en una alternativa sostenible dentro de la transición energética global (IRENA, 2023).

El crecimiento continuo de esta tecnología en las últimas décadas se debió a varias causas, tales como la disminución del precio de los módulos fotovoltaicos, el aumento de la eficiencia de estos y la búsqueda de diversificación en los sistemas energéticos nacionales. En este sentido, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2022) indica que la energía solar fotovoltaica es una fuente renovable con mayor tasa de crecimiento anual en todo el mundo y se está convirtiendo en un elemento central en los planes para descarbonizar los sistemas energéticos.

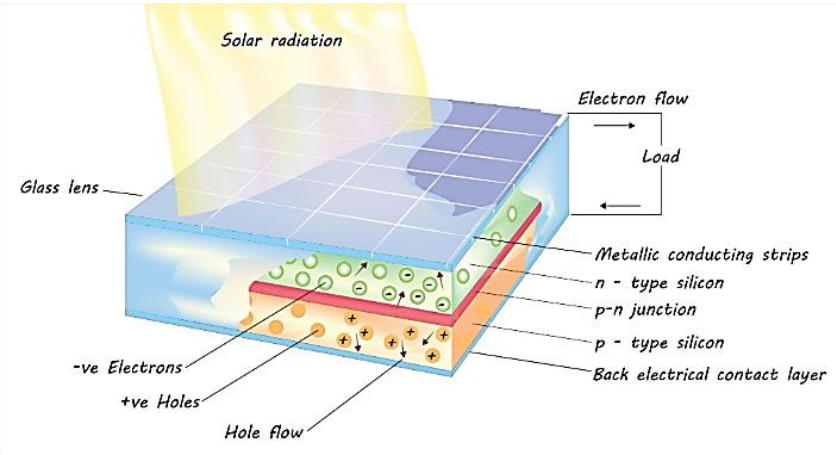
Desde un enfoque cuantitativo la capacidad fotovoltaica mundial instalada en el periodo 2017-2022 ha ido aumentando aceleradamente, situándose por encima de los 1000 GW de potencia acumulada. Este patrón no solo es un reflejo del avance tecnológico en eficiencia y costos, sino que también de la implementación progresiva de políticas más resistentes para la gestión energética orientadas hacia la baja en carbono y la diversificación de los sistemas energéticos nacionales (IRENA, 2023).

2.1.1 Principio del efecto fotovoltaico

El funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos se fundamenta en el efecto fotovoltaico, fenómeno físico mediante el cual determinados materiales semiconductores generan corriente eléctrica al ser expuestos a la radiación solar. Este proceso ocurre cuando los fotones incidentes pasan la electricidad por los electrones de material semiconductor, comúnmente silicio, provocando la formación de pares electrón hueco.

Figura 2.1

Principio del efecto fotovoltaico en una celda solar con unión p–n.



Nota. Adaptado de Green et al. (2022).

Green et al. (2022) explican que las celdas solares incorporan una unión p–n que establece un campo eléctrico interno. Dicho campo facilita la separación de las cargas generadas y permite su desplazamiento hacia los contactos externos, produciendo corriente continua cuando el circuito se encuentra cerrado. Desde el punto de vista físico, la eficiencia del proceso se dará según las diversas causas, en las que se añade la energía de banda prohibida del material semiconductor, la intensidad de la radiación solar incidente y la temperatura de operación.

En la actualidad, las tecnologías comerciales de silicio cristalino presentan eficiencias típicas que oscilan entre 15 % y 22 %, dependiendo del diseño del módulo y de las condiciones de operación del sistema (NREL, 2023).

2.1.2 Conversión de energía solar en energía eléctrica

La conversión de la energía solar en electricidad dentro de un módulo fotovoltaico se produce mediante la interconexión de múltiples celdas solares en serie y en paralelo, lo que permite alcanzar niveles adecuados de voltaje y corriente para su utilización en sistemas eléctricos. La potencia generada por un módulo puede expresarse mediante la relación:

$$P = V \cdot I \qquad (2.1)$$

Donde:

- P representa la potencia eléctrica
- V el voltaje
- I la corriente generada por el módulo.

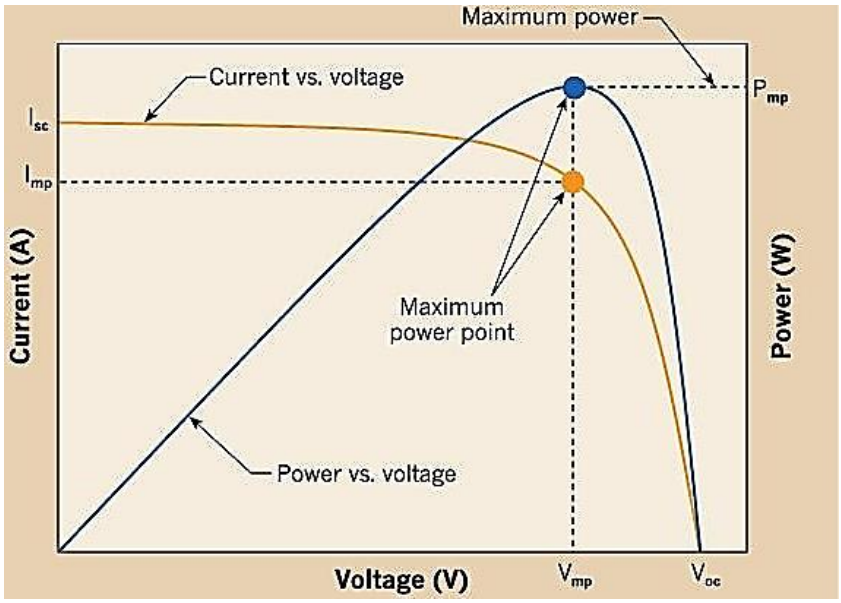
No obstante, el comportamiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos no es lineal, sino que se describe mediante su curva característica corriente versus voltaje

(I–V)**.** En esta curva se identifica un punto denominado punto de máxima potencia (MPP)**,** el cual corresponde a la condición de operación donde el producto entre corriente y voltaje alcanza su valor máximo.

Los cambios en la radiación solar y la temperatura del módulo pueden desplazar al punto de máxima potencia. Por estas razones, los sistemas fotovoltaicos modernos incluyen seguidores del punto de máxima potencia (MPPT), que ajustan continuamente el punto de funcionamiento del sistema para maximizar la potencia de salida. Según los datos de la IEA (2022) y los estudios técnicos del Instituto Fraunhofer de Sistemas de Energía Solar (Fraunhofer ISE, 2024), estas tecnologías pueden lograr la optimización del rendimiento energético en condiciones climáticas cambiantes.

Figura 2.2

Curva corriente–voltaje (I–V) de un módulo fotovoltaico.



Nota. Adaptado de NREL (2023).

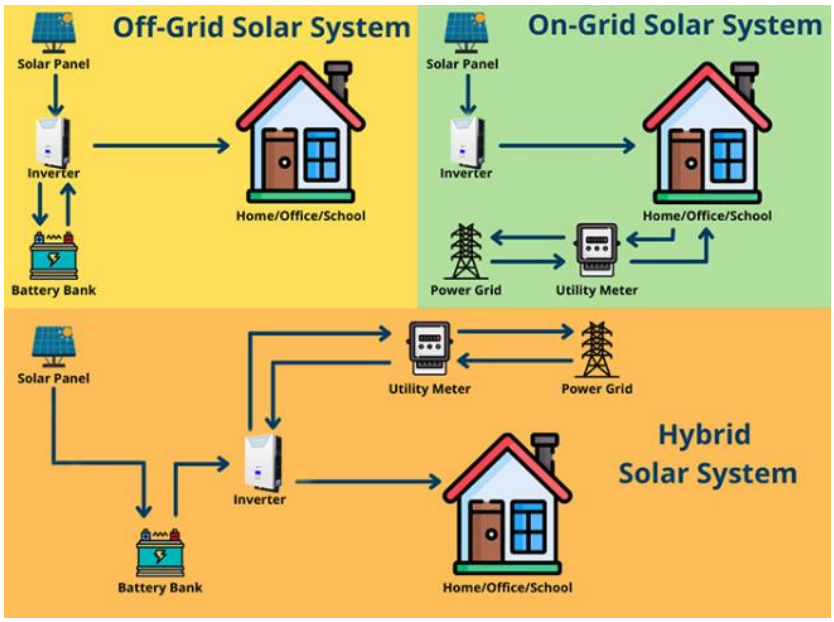
2.1.3 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse según su forma de operación con respecto a la red eléctrica convencional, como se muestra en la Figura 2.3 Esta clasificación permite comprender las distintas configuraciones que pueden adoptarse en la implementación de sistemas solares, considerando tanto la disponibilidad de la red eléctrica como las necesidades de suministro energético de cada aplicación.

En términos generales, los sistemas fotovoltaicos pueden funcionar conectados a la red eléctrica, de manera aislada o mediante configuraciones híbridas que combinan generación fotovoltaica, almacenamiento energético y conexión a la red. Cada una de estas configuraciones presenta características técnicas particulares relacionadas con la gestión de la energía generada, el uso de sistemas de almacenamiento y el grado de independencia respecto al sistema eléctrico convencional.

Figura 2.3

Tipos de sistemas fotovoltaicos.



Nota. Adaptado de IEA (2023).

2.1.3.1 Sistemas conectados a red

Los sistemas conectados a red, también conocidos como on grid, operan sincronizados con la red eléctrica convencional. En este tipo de configuración, la energía generada por los módulos fotovoltaicos puede ser consumida directamente por las cargas locales o inyectada a la red eléctrica cuando existe un excedente de generación.

Sin embargo, por razones de seguridad eléctrica, estos sistemas se desconectan automáticamente en ausencia de red mediante mecanismos de protección conocidos como protección anti-isla. Esta característica impide que el sistema continúe operando durante interrupciones del suministro eléctrico, lo cual protege tanto a los equipos del sistema como al personal encargado del mantenimiento de la red (Fraunhofer ISE, 2024).

2.1.3.2 Sistemas aislados

Los sistemas fotovoltaicos aislados, también denominados off grid, operan de manera independiente de la red eléctrica convencional. Debido a esta característica, requieren obligatoriamente un sistema de almacenamiento energético generalmente baterías para garantizar la continuidad del suministro eléctrico cuando no existe generación solar.

Según REN21 (2023), este tipo de sistemas se emplea principalmente en zonas rurales o áreas remotas donde el acceso a la red eléctrica es limitado o inexistente. Asimismo, pueden utilizarse en aplicaciones específicas que requieren autonomía energética o suministro eléctrico independiente.

2.1.3.3 Sistemas híbridos

Los sistemas híbridos combinan la generación fotovoltaica, la conexión a la red eléctrica y el almacenamiento de energía mediante baterías. Esta configuración permite operar en condiciones normales conectados a la red eléctrica y utilizar el sistema para alimentar cargas críticas mediante la energía almacenada en el banco de baterías en caso de cortes de energía.

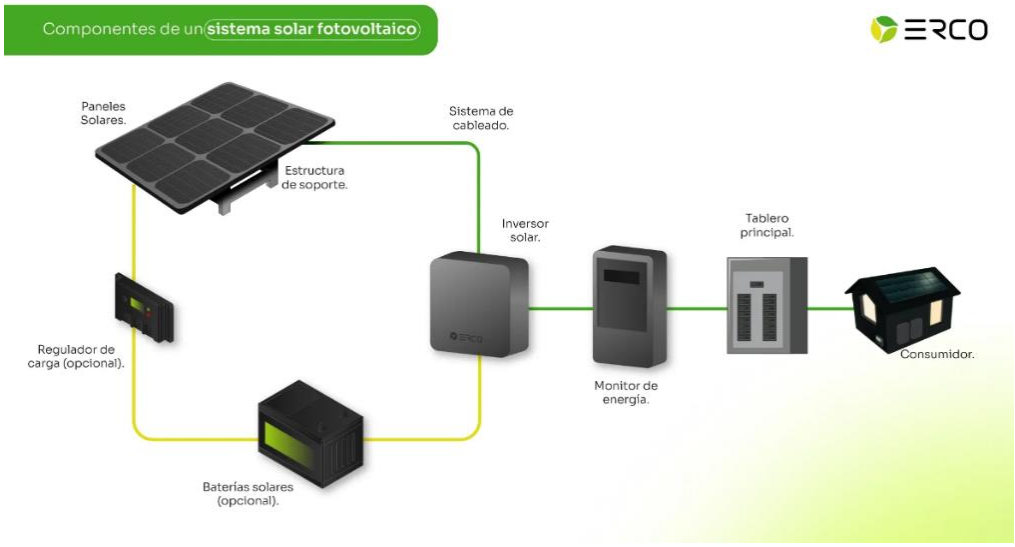
Desde una perspectiva técnica, los sistemas híbridos incorporan inversores bidireccionales que permiten la gestión del flujo de energía entre los módulos, las baterías y la red. La IEA (2022) afirma que este diseño es idóneo para edificios institucionales con sistemas de respaldo de energía que necesitan prolongación opetativa.

2.2 Componentes de un sistema solar fotovoltaico

Un sistema solar fotovoltaico está constituido por diversos componentes eléctricos y electrónicos que permiten captar la radiación solar, convertirla en energía eléctrica y suministrarla a las cargas o a la red eléctrica. Entre los elementos principales se encuentran los módulos fotovoltaicos, los inversores, los sistemas de almacenamiento energético, los reguladores de carga y los dispositivos de protección eléctrica. La correcta integración de estos componentes permite optimizar el desempeño del sistema y garantizar la confiabilidad del suministro energético (Ukoima, 2025).

Figura 2.4

Componentes principales de un sistema fotovoltaico.



Nota. Adaptado de ERCO (2024).

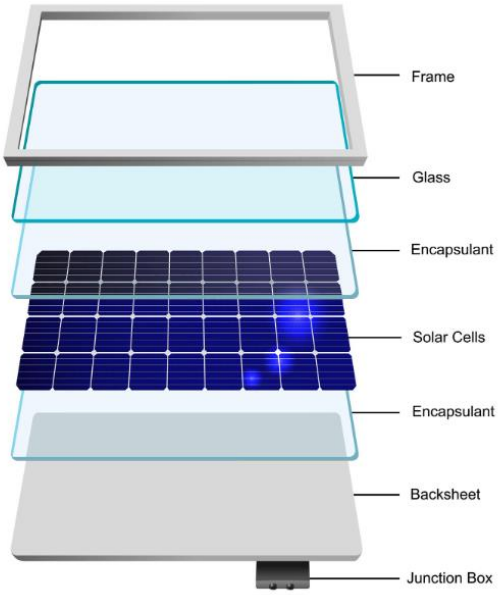
2.2.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos constituyen el elemento fundamental de los sistemas solares fotovoltaicos, ya que son los dispositivos responsables de convertir la radiación solar en energía eléctrica por medio del efecto fotovoltaico. Estos módulos están formados por un conjunto de celdas solares interconectadas eléctricamente y encapsuladas dentro de materiales protectores que garantizan su durabilidad frente a condiciones ambientales adversas como humedad, radiación ultravioleta y variaciones de temperatura.

Cuando la radiación solar incide sobre las celdas semiconductoras, se produce la liberación de electrones y la generación de una diferencia de potencial eléctrico, lo que permite la circulación de corriente continua a través del circuito externo. Este proceso constituye la base del funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos y permite la producción directa de energía eléctrica sin emisiones contaminantes durante la operación (Dada et al., 2023).

Figura 2.5

Componentes principales de un módulo fotovoltaico.



Nota. Adaptado de Quan et al. (2023).

El desempeño de los módulos fotovoltaicos depende de diversos factores, entre los cuales destacan la tecnología de fabricación de las celdas solares, la intensidad de la radiación solar incidente, la temperatura de operación y las condiciones ambientales del lugar de instalación. En este sentido, la selección adecuada del tipo de módulo y el análisis de sus parámetros eléctricos resultan fundamentales para el correcto dimensionamiento y la eficiencia global del sistema fotovoltaico (Ukoima, 2025).

2.2.1.1 Tipos de módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos pueden clasificarse según la tecnología utilizada en la fabricación de sus celdas solares. Entre las tecnologías más empleadas en aplicaciones de generación eléctrica se encuentran los módulos monocristalinos y policristalinos, los cuales pertenecen a la familia de celdas de silicio cristalino. En la

Tabla 2.1 se presenta una comparación de las principales características técnicas entre ambos tipos de módulos fotovoltaicos.

Tabla 2.1

Comparación entre módulos fotovoltaicos.

Característica	Módulos monocristalinos	Módulos policristalinos
Material semiconductor	Elaborados por medio de un cristal silicio puro.	Fabricados mediante la solidificación de múltiples cristales de silicio.
Estructura cristalina	Estructura cristalina uniforme que facilita el movimiento de electrones.	Estructura cristalina menos uniforme debido a la presencia de varios cristales.
Eficiencia de conversión	Alta eficiencia de conversión, típicamente entre 18 % y 22 %.	Eficiencia ligeramente menor, típicamente entre 15 % y 18 %.
Desempeño en condiciones de radiación	Mejor rendimiento en condiciones de radiación moderada o espacios limitados.	Desempeño adecuado en condiciones estándar, aunque menor eficiencia relativa.
Proceso de fabricación	Proceso más complejo y costoso, debido al crecimiento controlado del cristal único.	Proceso de fabricación más simple y económico.
Aplicaciones comunes	Instalaciones donde se requiere alta eficiencia y optimización del espacio disponible.	Sistemas fotovoltaicos donde se busca reducir costos de inversión inicial.

Nota. Adaptado de Green et al. (2023).

Como se observa en la Tabla 1, los módulos monocristalinos presentan mayores eficiencias de conversión energética, mientras que los módulos policristalinos destacan por su menor costo de producción.

En este sentido, la elección entre módulos monocristalinos y policristalinos depende principalmente de factores técnicos y económicos, tales como el espacio disponible para la instalación, el presupuesto del proyecto y los objetivos de eficiencia energética del sistema fotovoltaico.

En aplicaciones de sistemas fotovoltaicos híbridos, los módulos monocristalinos son ampliamente utilizados debido a su elevada eficiencia de conversión y mejor aprovechamiento del área disponible para la instalación. En el presente trabajo se seleccionó un módulo fotovoltaico monocristalino del fabricante

Canadian Solar, cuyas características eléctricas y de eficiencia satisfacen los requerimientos de potencia establecidos durante el dimensionamiento del sistema fotovoltaico de respaldo.

2.2.1.2 Parámetros eléctricos principales

Los módulos fotovoltaicos se caracterizan por una serie de parámetros eléctricos que permiten evaluar su desempeño y analizar su comportamiento bajo diferentes condiciones de operación. Según Fraunhofer ISE (2024), estos valores se miden típicamente en condiciones de prueba estándares (STC) que incluyen una irradiación de 1000 W/m2, una temperatura de célula de 25 °C, y un espectro solar AM 1.5. Esto permite hacer comparaciones entre diferentes módulos fotovoltaicos y tecnologías comercialmente disponibles.

Entre los parámetros eléctricos más importantes se incluyen el voltaje a circuito abierto (Voc), la corriente a cortocircuito (Isc), la potencia máxima (Pmax) y el voltaje y la corriente en el punto de potencia máxima (Vmp y Imp). Estos parámetros describen el comportamiento eléctrico del módulo fotovoltaico y son necesarios para el diseño, dimensionado y análisis de rendimiento del sistema fotovoltaico (Green et al., 2023). También permite una interpretación que un usuario puede aplicar para la selección del sistema, tales como componentes tales como inversores, controladores de carga y las configuraciones de matriz fotovoltaica.

En la Tabla 2.2 se presenta una descripción de los principales parámetros eléctricos utilizados para evaluar el desempeño de los módulos fotovoltaicos bajo condiciones estándar de operación.

Tabla 2.2

Principales parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico.

Parámetro	Símbolo	Descripción
Voltaje de circuito abierto	Voc	Voltaje máximo que puede generar el módulo cuando el circuito está abierto y no circula corriente.
Corriente de cortocircuito	Isc	Corriente máxima producida cuando los terminales del módulo se conectan directamente.
Potencia máxima	Pmax	Mayor potencia eléctrica que el módulo puede generar bajo condiciones estándar de prueba.
Voltaje en el punto de máxima potencia	Vmp	Voltaje al cual el módulo alcanza su potencia máxima.
Corriente en el punto de máxima potencia	Imp	Corriente correspondiente al punto de máxima potencia del módulo.

Nota. Adaptado de Green et al. (2023).

2.2.2 Inversores

Los inversores fotovoltaicos constituyen uno de los componentes fundamentales dentro de un sistema solar fotovoltaico, ya que permiten adaptar la energía eléctrica generada por los módulos solares para su utilización en los sistemas eléctricos convencionales. Este proceso consiste en convertir la corriente directa (DC), generada por los módulos, a corriente alterna (AC), que es compatible no sólo con las cargas electrónicas sino también con la red de distribución.

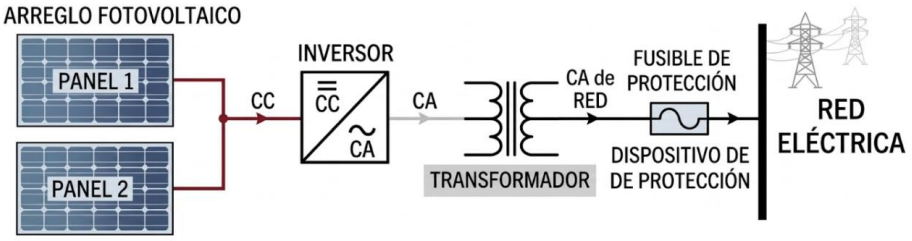
Además, esta actividad de conversión energética, los inversores de hoy en día incorporan sistemas de control, monitorización y protección para ayudar a optimizar la operación de sistema fotovoltaico. Estas son la funcionalidad de seguimiento del

punto máximo de potencia (MPPT), nivel de sincronía con red eléctrica, y monitoreo en tiempo real del desempeño del equipo (Ahmed et al., 2022).

También, los inversores son cruciales en la integración de los sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica, especialmente en sistemas conectados a red o híbridos con almacenamiento. En estos casos, deben cumplir con requerimientos técnicos relativos a la calidad de la energía, el control del voltaje, la frecuencia, ya su vez implementar protecciones eléctricas que aseguren la seguridad y confiabilidad del sistema (IEA, 2022).

Figura 2.6

Diagrama de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.



Nota. Adaptado de Rabbani, M. (2021).

Como se observa en la Figura 2.6, la energía producida por el arreglo fotovoltaico es conducida hacia el inversor para su acondicionamiento eléctrico antes de ser entregada a la red. En este proceso intervienen también elementos como el transformador y los dispositivos de protección, los cuales garantizan condiciones adecuadas de seguridad y calidad de energía para la conexión con el sistema eléctrico.

Los inversores fotovoltaicos cumplen diversas funciones dentro del sistema solar que contribuyen a su operación eficiente y segura. Estas funciones incluyen

procesos de control, protección y supervisión que permiten mejorar el desempeño energético del sistema fotovoltaico. En la Tabla 2.3 se presentan las principales funciones que desempeñan los inversores en este tipo de instalaciones

Tabla 2.3

Funciones principales de los inversores fotovoltaicos.

Función	Descripción
Conversión CC–CA	Convierte la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna utilizable por las cargas o la red eléctrica.
Seguimiento MPPT	Permite operar el sistema en el punto de máxima potencia para maximizar la generación de energía.
Sincronización con la red	Facilita la conexión segura del sistema fotovoltaico con la red eléctrica.
Protección eléctrica	Protege el sistema frente a sobrecargas, sobretensiones o fallas eléctricas.
Monitoreo del sistema	Permite supervisar el rendimiento del sistema fotovoltaico en tiempo real.

Nota. Adaptado de Ahmed et al. (2022).

2.2.2.1 Función del inversor fotovoltaico

La función principal del inversor fotovoltaico consiste en realizar la conversión de la energía eléctrica generada por los módulos solares en corriente continua hacia una señal de corriente alterna compatible con el sistema eléctrico convencional. Este proceso se lleva a cabo mediante dispositivos de electrónica de potencia que permiten regular y adaptar las características de la energía producida por el sistema fotovoltaico.

Adicionalmente, los inversores incorporan estrategias de control orientadas a optimizar la producción energética del sistema, como el seguimiento del punto de

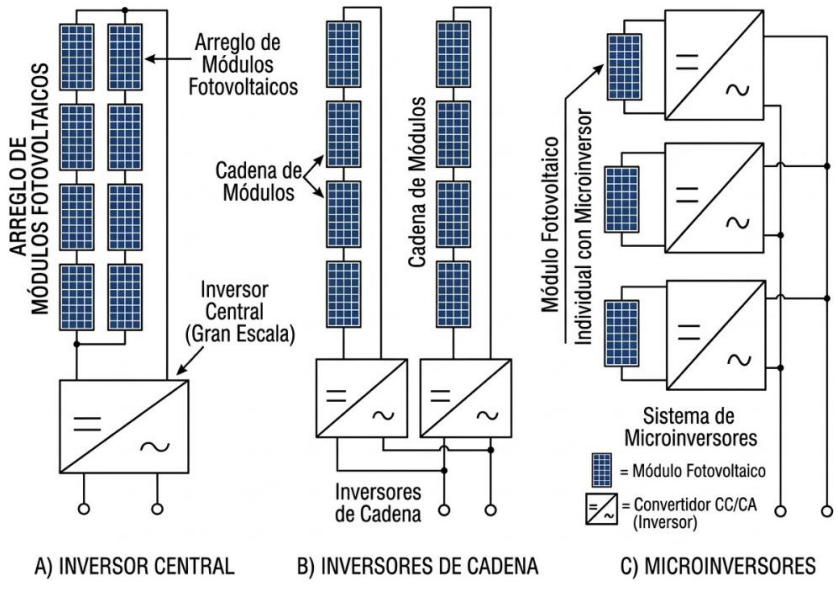
máxima potencia (MPPT), que acomoda el pinto de operación del generador fotovoltaico en relación del estado de los rayos solares y temperatura (Blaabjerg et al., 2022).

2.2.2.2 Tipos de inversores fotovoltaicos

Los inversores fotovoltaicos pueden clasificarse de acuerdo con su arquitectura y la forma en que se integran dentro del sistema de generación eléctrica. Entre los tipos más utilizados se encuentran los inversores string, los inversores centrales y los inversores híbridos. Cada uno presenta características específicas relacionadas con su capacidad de potencia, configuración de conexión y aplicaciones dentro de los sistemas fotovoltaicos.

Figura 2.7

Configuraciones de inversores en sistemas fotovoltaicos.



Nota. Adaptado de Joddumahanthi et al. (2025).

Como se observa en la Figura 2.7, los sistemas fotovoltaicos pueden emplear diferentes configuraciones de inversores dependiendo de la forma en que los módulos

solares se conectan dentro del sistema. Estas configuraciones determinan la arquitectura eléctrica del sistema y la forma en que se gestiona la energía generada.

Con el fin de comparar las principales características de estas configuraciones, en la Tabla 4 se presentan los tipos de inversores más utilizados en sistemas fotovoltaicos, junto con sus características técnicas y aplicaciones más comunes.

Tabla 2.4

Tipos de inversores fotovoltaicos.

Tipo de inversor	Características	Aplicación
Inversor string	Conecta varias cadenas de módulos fotovoltaicos en serie a un inversor. Permite un diseño modular y facilita el mantenimiento del sistema.	Sistemas residenciales y comerciales de pequeña y mediana escala.
Inversor central	Integra múltiples cadenas fotovoltaicas en un único inversor de gran capacidad.	Plantas solares de gran escala e instalaciones industriales.
Microinversor	Transforma la corriente frecuente a corriente alterna a nivel de cada módulo fotovoltaico, permitiendo maximizar el aprovechamiento individual de cada panel	Modulo residencial u operaciones que tienen sombra parcial o configuraciones complejas de paneles.
Inversor híbrido	Permite la integración de generación fotovoltaica con sistemas de almacenamiento en baterías y conexión a red.	Sistemas de almacenamiento de energía y control avanzado de la energía.

Nota. Adaptado de Blaabjerg et al. (2022).

Como se observa en la Tabla 2.4, la selección del tipo de inversor depende principalmente de la escala del sistema fotovoltaico y de los requerimientos de operación del sistema eléctrico. Los inversores string y los microinversores son ampliamente utilizados en sistemas residenciales y comerciales debido a su flexibilidad de instalación y facilidad de mantenimiento. Por otro lado, los inversores centrales se emplean principalmente en plantas solares de gran escala, mientras que

los inversores híbridos han adquirido relevancia en sistemas modernos que incorporan almacenamiento energético mediante baterías.

2.2.3 Reguladores de carga

Los reguladores de carga son dispositivos electrónicos utilizados en sistemas fotovoltaicos que añaden la recopilación energética por medio de baterías. Su actividad especifica es gestionar el flujo de energía entre el generador fotovoltaico y el sistema de almacenamiento. Según Rao y Bala Krishna (2025), estos dispositivos controlan el proceso de carga y descarga para evitar condiciones de sobrecarga o descarga profunda que puedan afectar la vida útil de las baterías.

Estos equipamientos son claves para la gestión energética dentro del sistema, ya que posibilitan conservar las condiciones de operación del almacenamiento y optimizar la eficiencia global del sistema fotovoltaico. En un sistema aislado o híbrido, un regulador de carga es vital, ya que Magsumbol et al. (2025) señalan que los sistemas de gestión permiten mantener la estabilidad del suministro eléctrico.

2.2.3.1 Función del regulador de carga

El proceso de carga y descarga de la batería es monitoreado por el controlador de carga regulando el voltaje y corriente del generador fotovoltaico. Según Asrai y Ayala (2025) , los controladores programables permiten ajustar dinámicamente los ciclos de carga y descarga en función de las condiciones de irradiancia y demanda. Este comportamiento protege contra sobrecargas, que pueden acarrear a una degradación química, sobrecalentamiento o una disminución severa en la vida útil de las baterías.

De igual manera, el regulador evita descargas muy profundas en el sistema cuando la solicitud de potencia es mayor que la disponible en el sistema de

almacenamiento, lo que permite mantener la estabilidad operativa en el sistema fotovoltaico (Asrari y Ayala, 2025).

Figura 2.8

Controladores de carga utilizados en sistemas fotovoltaicos.

Nota. Adaptado de Amazon (2025).

Como se observa en la Figura 2.8, los controladores de carga pueden presentarse en diferentes configuraciones tecnológicas, siendo los más comunes los reguladores tipo PWM y MPPT, los cuales permiten gestionar el proceso de carga de las baterías y optimizar el aprovechamiento de la energía generada por el sistema fotovoltaico.

2.2.3.2 Tipos de reguladores de carga

Los reguladores de carga utilizados en sistemas fotovoltaicos se clasifican principalmente en reguladores PWM (modulación por ancho de pulso) y reguladores MPPT (seguimiento del punto de máxima potencia). Ambos dispositivos permiten controlar el proceso de carga de las baterías; sin embargo, presentan diferencias importantes en términos de eficiencia energética, complejidad electrónica y

aplicaciones dentro del sistema fotovoltaico. En la Tabla 2.5 se presenta una comparación de las principales características de estos reguladores.

Tabla 2.5

Comparación técnica entre reguladores de carga.

Tipo de regulador	Principio de funcionamiento	Eficiencia energética	Costo relativo	Complejidad electrónica	Aplicaciones
PWM (Modulación por ancho de pulso)	Controla el proceso de carga de la batería mediante modulación del ancho de pulso, ajustando el voltaje del generador fotovoltaico al nivel de la batería.	70–80 %	Bajo	Baja	Sistemas fotovoltaicos domésticos o de pequeña escala
MPPT (Seguimiento del punto de máxima potencia)	Emplea algoritmos de revisión para trabajar en alta potencia del generador fotovoltaico, optimizando la transferencia de energía hacia la batería.	90–98 %	Medio–alto	Alta	Sistemas fotovoltaicos de mediana y gran escala

Nota. Adaptado de Rezk et al. (2022).

2.2.4 Sistemas de almacenamiento energético

Los sistemas de almacenamiento energético desempeñan un papel fundamental en los sistemas fotovoltaicos que requieren garantizar la continuidad del suministro eléctrico ante variaciones en la generación solar o interrupciones de la red eléctrica. Estos sistemas almacenan la energía producida en períodos de alta

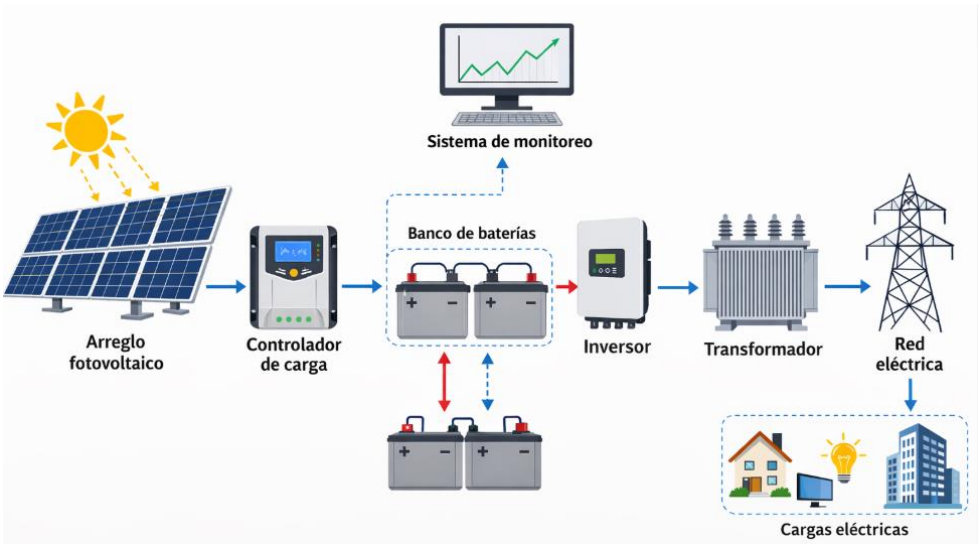
radiación solar en caso de que la generación por fotovoltaicos sea insuficiente o nula, usualmente en la noche o cuando existen condiciones adversas en el clima.

La necesidad de almacenar energía en aplicaciones de reserva es aún mayor, lo cual garantiza la operación de cargas críticas durante las interrupciones del sistema eléctrico convencional. Elalfy et al. (2024) comentan que el almacenamiento electroquímico en baterías se ha convertido en una de las tecnologías más utilizadas en sistemas de energía renovable debido a su alta eficiencia, rápida respuesta y flexibilidad operativa.

Del mismo modo, la integración de sistemas de almacenamiento contribuye a mejorar la estabilidad y confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos al permitirse un manejo más efectivo de la energía generada y la compensación de las variaciones en la carga eléctrica. Según Yang et al. (2022), el almacenamiento en forma de baterías hace que sea más fácil administrar la energía en un sistema fotovoltaico y optimizar el uso del recurso solar para aplicaciones de autoconsumo o de respaldo de energía.

Figura 2.9

Diagrama de sistema solar fotovoltaico con almacenamiento.



Nota. Adaptado de Freepik (2023).

2.2.4.1 Tipos de baterías

En los sistemas fotovoltaicos se emplean diversas tecnologías de baterías para el almacenamiento de energía eléctrica, cada una con características técnicas específicas relacionadas con su densidad energética, vida útil, eficiencia y costos de implementación. Entre las tecnologías más utilizadas se encuentran las baterías de plomo-ácido, las baterías de ion-litio y las baterías selladas tipo gel o AGM.

Las baterías de plomo-ácido han sido ampliamente utilizadas en sistemas fotovoltaicos debido a su bajo costo y disponibilidad comercial. Sin embargo, presentan limitaciones asociadas a su menor densidad energética, mayor peso y menor vida útil en comparación con tecnologías más recientes (Elalfy et al., 2024).

Figura 2.10

Batería de plomo-ácido

Nota. Adaptado de Trojan Battery Company (2026)

Por otro lado, las baterías de ion-litio han adquirido una creciente relevancia en sistemas fotovoltaicos modernos debido a su mayor densidad energética, mayor eficiencia y mayor número de ciclos de carga y descarga. Yang et al. (2022) destacan

que esta tecnología permite alcanzar un mejor desempeño electroquímico y una vida útil significativamente superior en comparación con otras tecnologías de almacenamiento.

Entre las distintas químicas de ion-litio, las baterías de Litio-Ferrofosfato ($LiFePO_4$) se han consolidado como una de las alternativas más utilizadas en sistemas fotovoltaicos híbridos de respaldo, debido a su elevada estabilidad térmica, alta seguridad, larga vida útil y capacidad para operar con profundidades de descarga (DoD) del orden del 90% al 95%, manteniendo eficiencias superiores al 95% (Sánchez Martín, 2021). Estas características ofrecen un mayor aprovechamiento de la energía almacenada y contribuyen a optimizar el dimensionamiento del sistema de almacenamiento energético.

Figura 2.11

Batería de ion-litio

Nota. Adaptado de WHC SOLAR (2025).

Las baterías de gel y las baterías fibra de vidrio absorbente (AGM) constituyen variantes selladas de las baterías de plomo-ácido que ofrecen mayor seguridad

operativa, menor mantenimiento y mayor resistencia a vibraciones, por lo que son utilizadas en diversas aplicaciones fotovoltaicas de pequeña y mediana escala.

Figura 2.12.

Batería de gel solar

Nota. Adaptado de WHC SOLAR (2025).

Tabla 2.6

Comparación de tecnologías de baterías.

Tipo de batería	Densidad energética	Vida útil	Ventajas	Aplicaciones
Plomo-ácido	Baja	3–5 años	Bajo costo, tecnología madura	Sistemas fotovoltaicos pequeños
Gel/ AGM	Media	4–6 años	Mayor seguridad y menor mantenimiento	Sistemas residenciales
Ion-litio	Alta	10–15 años	Alta eficiencia y mayor número de ciclos	Sistemas fotovoltaicos modernos

Nota. Adaptado de Yang et al. (2022).

Como se observa en la Tabla 2.6, las baterías de ion-litio presentan una mayor densidad energética y vida útil en comparación con las baterías de plomo-ácido

convencionales, lo que las convierte en una alternativa cada vez más utilizada en sistemas fotovoltaicos modernos que requieren mayor eficiencia y capacidad de almacenamiento.

2.2.5 Protecciones y dispositivos eléctricos

Las protecciones y dispositivos eléctricos constituyen elementos esenciales en los sistemas fotovoltaicos, ya que permiten garantizar la seguridad operativa del sistema y proteger los equipos frente a posibles fallas eléctricas. Estos dispositivos están orientados a proteger el sistema y las instalaciones eléctricas de posibles daños producidos por una sobre corriente, un cortocircuito, una sobretensión, o bien una falla de aislamiento.

Los sistemas fotovoltaicos se aplican con algunos respaldos, desde la corriente continua como en la corriente alterna. Los dispositivos más comunes son los breakers, fusibles, herramientas de sobretensión y sistema de tierra, estos dispositivos están diseñados para aislar fallas eléctricas y proteger los equipos de trabajo bajo condiciones anormales de operación. De acuerdo con la Comisión Electrotécnica Internacional (2022), Las instalaciones fotovoltaicas deberán contar con los dispositivos de protección adecuados con el fin de asegurar su propia protección. De igual manera, el dimensionamiento y selección correcta de estos dispositivos permite mejorar la fiabilidad del sistema y el de sus componentes, al igual que el tiempo de vida de los mismos en la instalación fotovoltaica (Arriaga Álava, 2025)

2.2.6 Pérdidas en sistemas fotovoltaicos

El rendimiento real de un sistema fotovoltaico no depende únicamente de la potencia nominal de los módulos solares, sino también de diversas pérdidas

energéticas que se producen durante el proceso de generación, conversión y transmisión de la energía eléctrica. Estas pérdidas reducen la cantidad de energía útil disponible para alimentar las cargas eléctricas o para su inyección a la red. Por esta razón, el análisis de las pérdidas constituye un aspecto fundamental en la evaluación del desempeño energético de los sistemas fotovoltaicos y en la estimación de su producción anual de energía (Ángulo y González, 2023).

Las principales pérdidas que afectan la eficiencia del sistema son las pérdidas térmicas, las pérdidas debido al polvo en la superficie del módulo, las pérdidas eléctricas por los cables, las pérdidas relacionadas con el proceso de conversión en el inversor y las pérdidas por las conexiones eléctricas entre los módulos fotovoltaicos. Identificar correctamente estas pérdidas y cuantificarlas mejora la exactitud en el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos y en la predicción de desempeño.

Tabla 2.7

Tipos de pérdidas en sistemas fotovoltaicos

Tipo de pérdida	**Descripción**	**Rango típico de pérdida**
Pérdidas por temperatura	Incremento de la temperatura de las celdas solares que reduce el voltaje de salida y disminuye la potencia generada por el módulo.	5 – 10 %
Pérdidas por suciedad	Acumulación de polvo, partículas o contaminantes sobre la superficie del módulo que reduce la radiación solar incidente.	2 – 6 %

Pérdidas por cableado	Energía disipada por efecto Joule debido a la resistencia eléctrica de los conductores del sistema fotovoltaico.	2 – 3 %
Pérdidas por inversor	Energía perdida durante el proceso de conversión de corriente continua (CC) a corriente alterna (CA).	3 – 5 %
Pérdidas por mismatch	Diferencias eléctricas entre módulos conectados en serie o paralelo debido a variaciones de fabricación, degradación o sombreado parcial.	1 – 3 %

Nota. Adaptado de NREL (2023).

Como se observa en la Tabla 2.7, las pérdidas por temperatura suelen representar una de las principales reducciones en el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos, especialmente en regiones con altas temperaturas ambientales. Asimismo, factores como la suciedad, las pérdidas eléctricas en el cableado y la eficiencia de los inversores influyen en la producción energética total del sistema, por lo que deben ser considerados durante el diseño y dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas.

2.2.7 Eficiencia del sistema fotovoltaico

La eficiencia de un sistema fotovoltaico constituye la habilidad del sistema para transformar la energía solar incidente en energía eléctrica utilizable. Este parámetro constituye un indicador fundamental para evaluar el desempeño energético de una instalación solar, ya que relaciona la energía eléctrica generada con la radiación solar disponible en el sitio de instalación. La eficiencia global del sistema depende de diversos factores técnicos, entre los que se incluyen las características de los módulos

fotovoltaicos, la eficiencia de los inversores, las pérdidas eléctricas del sistema y las condiciones ambientales de operación

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos se define como la potencia eléctrica generada entre la potencia de la radiación solar que incide sobre la superficie del módulo. Según Matos Salazar et al. (2024), este parámetro está principalmente influenciado por la tecnología de las celdas solares y condiciones operativas como la temperatura y la irradiancia solar. En general, los módulos basados en silicio cristalino tienen eficiencias típicas que varían entre el 15% y el 22%, mientras que los inversores actuales pueden alcanzar eficiencias superiores al 95%, aportando así al rendimiento global del sistema.

Además de la eficiencia de cada componente individual, la relación de rendimiento (PR) es una medida de rendimiento común para evaluar el rendimiento del sistema. Este parámetro compara la energía eléctrica producida que mediante un sistema podría generar si operara bajo condiciones ideales, teniendo en cuenta pérdidas relacionadas con temperatura, cableado, inversores y otros factores operativos (Matos Salazar et al., 2024).

Matemáticamente, la relación con el rendimiento puede expresarse como:

$$\mathrm{PR} = \frac{\mathrm{E_{AC}}}{\mathrm{P_{in}} \cdot \mathrm{H}}$$

donde:

- representa la energía eléctrica generada por el sistema en corriente alterna
- corresponde a la potencia instalada del sistema fotovoltaico
- representa la irradiación solar incidente durante el periodo de análisis.

En sistemas fotovoltaicos conectados a red, los valores típicos de PR se sitúan entre 0,70 y 0,85, dependiendo de factores como las condiciones climáticas, la calidad de los componentes y el mantenimiento del sistema. Valores dentro de este rango indican un funcionamiento adecuado y una gestión eficiente de las pérdidas energéticas presentes en la instalación (Fraunhofer ISE, 2024).

2.2.8 Orientación e inclinación de los módulos

La orientación y el ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos constituyen parámetros fundamentales en el diseño de sistemas solares, ya que determinan la cantidad de radiación solar incidente sobre la superficie del panel. El correcto ajuste de estos parámetros asegura la mejor captación de la energía solar y por ende la máxima producción anual energética del sistema. Especialmente, el ángulo de inclinación óptimo se suela aproximar directamente con la latitud de la localización donde se instala, para optimizar la captación de la irradiancia durante el periodo de baja radiación solar. Diversos estudios de dimensionamiento en sistemas fotovoltaicos han indicado que la correcta determinación del ángulo de inclinación para maximizar la energía obtenida en el mes crítico anual, permite un suministro energético estable durante todo el periodo de operación. Asimismo, se realizó una inspección con el propósito de comprobar los componentes del sistema eléctrico y tomar medidas en el transformador de distribución con una pinza amperimétrica. Esta información se utilizó para analizar el sistema y diseñar el sistema fotovoltaico propuesto (Chinchilla Sánchez et al., 2024).

Tabla 2.8

Parámetros de diseño para la captación de radiación solar.

Parámetro de diseño	**Descripción técnica**	**Impacto en la generación energética**

Orientación del módulo	Dirección hacia la cual se orienta la superficie activa del panel fotovoltaico respecto al norte geográfico. En sistemas ubicados en el hemisferio sur se recomienda orientar los módulos hacia el norte para maximizar la captación de radiación solar.	Una orientación incorrecta puede reducir la captación de radiación solar directa y disminuir la producción energética anual del sistema entre un 5 % y un 20 %.
Ángulo de inclinación	Ángulo que forma la superficie de un módulo fotovoltaico con el plano horizontal. Es elegido normalmente en función de la latitud del lugar donde se ubica el sistema para aprovechar la máxima radiación solar anual.	Una adecuada pendiente posibilita que incida más radiación sobre los módulos y por tanto se obtiene un mejor rendimiento en la generación eléctrica con el sistema fotovoltaico.
Ajuste estacional de inclinación	El cambio de ángulo de inclinación de los módulos en diferentes épocas del año para sacar provecho de la mayor captación solar en invierno o verano.	Puede aumentar la producción energética anual en un 3-8% respecto a sistemas de inclinación fija.
Influencia de la latitud	La latitud geográfica en que se ubica la instalación determina la trayectoria aparente del sol y influye directamente en el ángulo de inclinación idóneo para los módulos.	El ángulo de inclinación adecuado en función de la latitud ayuda a incrementar la captación de la radiación solar y a mejorar el desempeño del sistema.

Nota. Adaptado de Chinchilla Sánchez et al. (2024).

2.3 Parámetros eléctricos para el dimensionamiento

El dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos constituye una etapa fundamental dentro del proceso de diseño de instalaciones de generación eléctrica a partir de energía solar. Para determinar la capacidad adecuada del sistema es necesario analizar diversos parámetros eléctricos que permitan estimar la potencia requerida para abastecer las cargas de una instalación. Entre los parámetros que más importan están la demanda de energía, la capacidad instalada, el perfil de carga, la selección de cargas críticas, el factor de potencia y la autonomía del sistema.

La consideración conjunta de estos factores permite hacer la caracterización técnica de sistemas fotovoltaicos para abastecer la carga energética de una planta en

sus condiciones reales de trabajo. De tal manera que, el correcto dimensionamiento del sistema está condicionado al recurso solar disponible, por la naturaleza de consumo eléctrico y las características operativas de las cargas interconectadas al sistema. De acuerdo con Ángulo y González (2023), la evaluación detallada de los parámetros eléctricos de consumo permite determinar la capacidad de generación necesaria del sistema fotovoltaico y optimizar su desempeño energético.

2.3.1 Demanda energética (kWh)

La demanda energética corresponde a la cantidad total de energía eléctrica consumida por una instalación durante un periodo determinado, generalmente expresada en kilovatios-hora (kWh). En el diseño de sistemas fotovoltaicos, el análisis de la demanda energética representa uno de los primeros pasos del proceso de dimensionamiento, ya que permite estimar la cantidad de energía que el sistema deberá generar para satisfacer las necesidades de consumo del edificio.

La demanda de energía se calcula basado en el consumo eléctrico de los dispositivos en la instalación teniendo en cuenta la potencia nominal de cada equipo y el tiempo que corre en el día. Este es un proceso conocido como carga de inventario, que implica listar todos los aparatos eléctricos que componen el sistema de energía de un edificio.

Según Rodríguez Antúnez et al. (2024), el consumo energético posibilita estimar con mayor precisión la energía que la instalación necesita y ayuda en la elección de los componentes del sistema solar fotovoltaico.

La energía consumida por un equipo puede calcularse mediante la siguiente relación:

$$E = P \times t$$

donde:

E = energía consumida (kWh)

P = potencia del equipo (kW)

t = tiempo de operación (h)

2.3.2 Potencia instalada (kW)

La potencia instalada corresponde a la capacidad total de generación eléctrica del sistema fotovoltaico y se expresa generalmente en kilovatios (kW). Este parámetro se obtiene a partir de la suma de la potencia nominal de todos los módulos fotovoltaicos que conforman el sistema.

En sistemas solares, la potencia instalada también exhibe otra unidad de medida la potencia pico (Wp). que es la potencia máxima que puede producir un módulo fotovoltaico bajo condiciones estándar (STC), Esto representa una irradiancia solar de 1000 W/m, una temperatura de celda de 25 °C y un espectro solar AM 1.5.

La potencia pico es un valor de referencia empleado comúnmente para hacer comparaciones del desempeño entre distintas tecnologías fotovoltaicas y realizar una estimación de cuánta energía eléctrica puede esperarse del sistema. Este valor representa la potencia a la cual un módulo puede producir energía bajo condiciones estándar de prueba, y permite conocer la potencia de un sistema solar. Criollo Enríquez et al. (2024) indicaron que el correcto dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos es clave para la maximización de la producción energética y la continuidad del suministro eléctrico a las cargas asociadas.

La potencia instalada puede calcularse mediante:

$$P_{inst} = N \times P_{mod}$$

donde:

- N = número de módulos fotovoltaicos
- P_{mod} = potencia nominal de cada módulo

2.3.3 Perfil de carga

El perfil de carga describe la variación del consumo eléctrico de una instalación a lo largo del tiempo, generalmente durante un periodo de 24 horas. Este análisis permite identificar los momentos del día en los que la demanda energética es mayor y evaluar la coincidencia entre el consumo eléctrico y la generación solar.

El estudio del perfil de carga resulta especialmente importante en sistemas fotovoltaicos conectados a red o en sistemas híbridos con almacenamiento energético, ya que permite optimizar la gestión de la energía generada y mejorar el aprovechamiento del recurso solar disponible.

En este sentido, Sánchez Ballesteros (2024) señala que la comparación entre el perfil de consumo de una instalación y la curva de generación solar resulta fundamental para evaluar el nivel de autoconsumo energético del sistema fotovoltaico, ya que permite identificar estrategias de gestión de la energía que favorecen un mayor aprovechamiento de la electricidad generada y, en consecuencia, una mejora en la eficiencia del sistema.

2.3.4 Cargas críticas

Las cargas críticas son aquellos equipos o sistemas eléctricos que deben operar sin interrupción para que el negocio pueda funcionar, incluso durante interrupciones en el abastecimiento eléctrico. En las instituciones estas cargas incluyen a menudo los sistemas de comunicaciones, servidores de redes de computadoras, iluminación de emergencia y algún equipamiento administrativo esencial. La cuantificación de tales cargas es esencial en el diseño de un sistema fotovoltaico con respaldo, ya que se indica cuáles son los equipos para alimentar primero después de que se pierde la alimentación de la red eléctrica. Pardo Farías et al. (2024) indican que el análisis de las cargas críticas permite dimensionar adecuadamente los sistemas de almacenamiento energético.

Tabla 2.9

Cargas críticas en una facultad universitaria

Sistema	Descripción	Prioridad
Servidores institucionales	Almacenamiento de información académica	Alta
Iluminación de emergencia	Seguridad en evacuación	Alta
Equipos administrativos	Operación básica del edificio	Media

Nota. Elaboración propia.

2.3.5 Factor de potencia

El factor de potencia es un parámetro que describe la relación entre la potencia activa y la potencia aparente en un sistema eléctrico. Matemáticamente se expresa como:

$$FP = cos(\varphi)$$

donde:

- φ: ángulo de desfase entre la tensión y la corriente eléctrica (grados o radianes)
- FP: factor de potencia del sistema eléctrico (adimensional)

Un factor de potencia bajo demuestra la existencia de cargas inductivas o capacitivas que generan pérdidas adicionales en el sistema eléctrico y reducen la eficiencia del suministro energético. Por este motivo, muchas instalaciones eléctricas están dotadas de sistemas de corrección del factor de potencia a base de bancos de capacitores.

Como indica Lara Izaguirre et al. (2021), obtener valores cercanos a la unidad en el factor de potencia permite una mejor utilización de la energía eléctrica en la instalación, pues con ello se tiene una menor disipación en conductores y equipos del sistema. También la corrección del factor de potencia evita cargos por consumo de energía reactiva incluida en la factura energética del usuario.

2.3.6 Profundidad de descarga (DoD)

La profundidad de descarga (DoD) representa el porcentaje de la capacidad total de una batería que ha sido utilizado durante un ciclo de descarga. Este parámetro constituye un indicador clave para evaluar el desempeño y la vida útil de los sistemas de almacenamiento energético utilizados en aplicaciones fotovoltaicas.

Una mayor profundidad de descarga permite aprovechar una mayor cantidad de energía almacenada en la batería; sin embargo, descargas profundas y frecuentes pueden acelerar los procesos de degradación del sistema de almacenamiento. Por este motivo, en el diseño de sistemas fotovoltaicos basados en baterías se definen

límites de descarga operativa que logran el mejor compromiso entre la extracción de energía y la vida útil del sistema.

En las tecnologías modernas de almacenamiento, tales como las baterías de ion-litio, se pueden alcanzar niveles mayores de profundidad de descarga que en las tecnologías tradicionales, como las baterías de plomo ácido. Esta propiedad conduce a un mejor uso de energía del sistema y a un rendimiento más alto de almacenamiento para aplicación fotovoltaica.

2.3.7 Autonomía del sistema

La autonomía del sistema representa el tiempo durante el cual un sistema fotovoltaico con almacenamiento energético puede suministrar energía eléctrica a las cargas utilizando únicamente la energía almacenada en las baterías, sin depender de la generación solar ni de la red eléctrica. Este parámetro es aún más crítico para la fuente de energía que un sistema con respaldo energético para generar la continua carga durante interrupciones del suministro eléctrico.

La duración depende fundamentalmente de la capacidad del banco de baterías, del consumo eléctrico de las cargas y del nivel permitido de profundidad de la descarga. La profundidad de descarga (DoD) es la proporción de la carga de energía que puede usarse durante el ciclo de la batería.

La autonomía del sistema se evalúa en mediante la siguiente formula:

$$Autonomía\ (días) = \frac{C_{bat} \cdot DoD}{E_{diaria}}$$

donde:

- C_{bat} Capacidad de baterías corresponde a la energía total almacenada en el banco de baterías (kWh).
- DoD representa la profundidad de descarga permitida de la batería.
- E_{diaria} Demanda diaria corresponde al consumo energético promedio de la instalación (kWh/día).

El análisis de este parámetro permite dimensionar adecuadamente el sistema de almacenamiento y garantizar la continuidad del suministro energético durante periodos de baja generación solar o interrupciones en la red eléctrica (Almanza-Quispe et al., 2025).

2.4 Recurso solar y variables climáticas

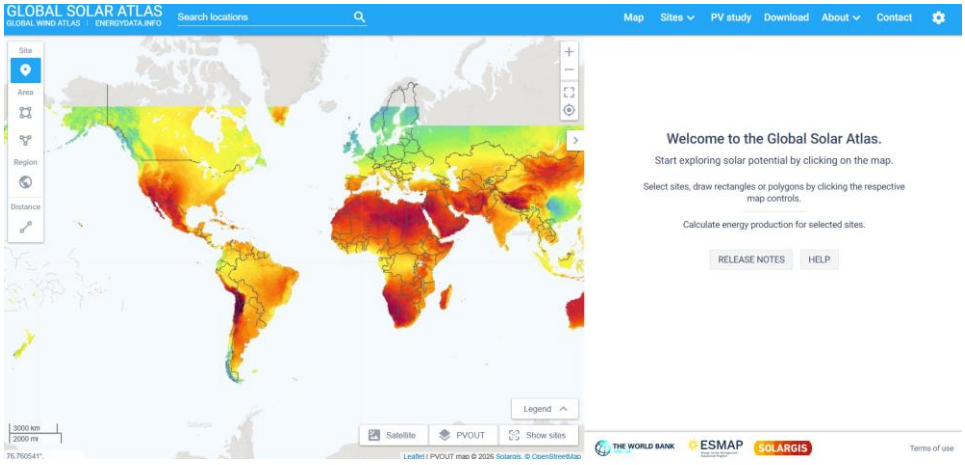
El recurso solar constituye uno de los factores más importantes en el diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, ya que determina la cantidad de energía disponible para la generación eléctrica a partir de la radiación solar. La energía proveniente del Sol llega a la superficie terrestre en forma de radiación electromagnética, la cual puede ser aprovechada mediante tecnologías fotovoltaicas para producir electricidad. Desde esta perspectiva, Inca Yajamín et al. (2023) sostienen que la evaluación del recurso solar hace posible valorar el potencial energético de un área y estudiar la factibilidad técnica de los sistemas fotovoltaicos.

El recurso solar tiene en cuenta algunas variables climáticas, como la radiación solar total, la irradiancia, horas solares pico (HSP) y temperatura del aire. Estos son parámetros que afectan directamente la producción energética de un sistema fotovoltaico porque permiten predecir cómo se comporta la generación de energía teniendo en consideración las condiciones ambientales del lugar donde serán instalado los sistemas.

Para visualizar la distribución global del recurso solar, se presenta el mapa de irradiación mostrado en la Figura 2.13.

Figura 2.13

Distribución global del recurso solar.



Nota. Adaptado de Global Solar Atlas (2021).

El mapa permite observar las regiones del planeta con mayor disponibilidad de radiación solar, destacándose zonas cercanas al Ecuador y regiones desérticas, donde se registran niveles elevados de irradiación solar.

2.4.1 Radiación solar global

La radiación solar que llega a la superficie terrestre depende de diversos factores geográficos y atmosféricos. Entre los más importantes se encuentran la latitud geográfica, la altura del Sol sobre el horizonte, las condiciones atmosféricas y la época del año. Mina Castillo y Villamar Olvera (2024) señalan que estas variables afectan directamente la cantidad de energía solar que se puede aprovechar mediante sistemas fotovoltaicos.

La energía solar es esencialmente radiación directa y difusa. Radiación directa (también llamada radiación directa normal, RDN): es la que incide

directamente desde el Sol como fuente primaria sin haber sido dispersada en la atmósfera. mientras que la radiación difusa es cuando la luz solar es dispersada por nubes o partículas en la atmósfera. La suma de ambas componentes constituye la radiación solar global, parámetro ampliamente utilizado para evaluar el potencial energético de una región y estimar la producción eléctrica de sistemas fotovoltaicos.

Como señalan Mina Castillo y Villamar Olvera (2024), la magnitud de la radiación solar global varía en función de factores geográficos, climáticos y estacionales, los cuales determinan el potencial energético disponible en cada región.

2.4.2 Irradiancia y horas pico solares (HSP)

La irradiancia solar describe la potencia de la radiación solar que incide sobre una superficie en un instante determinado y se expresa generalmente en vatios por metro cuadrado (W/m^2). Según Barragán Escandón et al. (2022) ,este parámetro permite evaluar la intensidad de la radiación solar disponible para la generación eléctrica en sistemas fotovoltaicos.

Uno de los conceptos más utilizados en el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos es el de horas pico solares (HSP), que representan el número de horas equivalentes durante las cuales la irradiancia solar promedio alcanza un valor de 1000 W/m^2. Este parámetro permite predecir la potencia de salida de un sistema fotovoltaico con la energía diaria de radiación solar disponible y, por tanto, se reducirán los trabajos de cálculo de la producción (Saltos Suarez y Mieles Giler, 2024).

Para Ecuador, una serie de investigaciones han señalado que el mismo goza de buenos niveles de irradiación solar dada su posición geográfica en la zona intertropical. Barragán Escandón et al. (2022) afirman que la irradiación solar diaria

promedio para todo el país se ubica comúnmente entre 4.5-5.5 kWh/m²/día, para la mayor parte de estas zonas del país esto representa un buen potencial para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos.

2.4.3 Influencia de la temperatura en el rendimiento

La temperatura constituye uno de los factores ambientales que influyen directamente en el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos. Aunque los módulos solares requieren radiación solar para generar electricidad, el incremento de la temperatura de operación puede provocar una disminución en la eficiencia de conversión de las celdas fotovoltaicas.

Las celdas solares funcionan mediante materiales semiconductores cuyas propiedades eléctricas varían con la temperatura. A nivel general, el incremento de la temperatura produce una bajada en el voltaje de salida de la célula solar, que es la causa de que se vea disminuida la potencia producida por el módulo fotovoltaico. Por ello, fabricantes tienen el hábito de indicar un coeficiente de temperatura o índice de temperatura que representa la tasa de cambio de la potencia producida dependiendo de la temperatura del módulo.

De acuerdo con Inca Yajamín et al. (2023), El aumento de temperatura de operación puede conducir a una pérdida de eficiencia de entre 5 % y 10 % en la producción energética anual, dependiendo de la tecnología fotovoltaica utilizada y las condiciones ambientales del lugar de instalación

2.4.4 Potencial solar en Ecuador

El Ecuador maneja un estado beneficioso para aprovechar el sol debido a su ubicación geográfica en la zona intertropical, cercana a la línea ecuatorial. Esta ubicación reduce la variación estacional de la radiación solar y permite mantener

niveles relativamente estables de irradiación durante todo el año, lo que favorece la generación energética mediante sistemas fotovoltaicos.

Para visualizar la distribución del recurso solar en el territorio ecuatoriano, se presenta el mapa de irradiación solar mostrado en la Figura 2.14.

Figura 2.14

Distribución global del recurso solar en Ecuador.

Nota. Adaptado de Global Solar Atlas (2021).

Como se observa en la Figura 14, gran parte del territorio ecuatoriano presenta niveles favorables de irradiación solar. Diversos estudios indican que los valores promedio de irradiación solar diaria se sitúan alrededor de 4.5 kWh/m²/día, con zonas que alcanzan valores cercanos o superiores a 5 kWh/m²/día, especialmente en regiones del litoral y algunas zonas de la región interandina (Bautista, 2024).

Estas condiciones permiten el desarrollo de sistemas fotovoltaicos tanto para autoconsumo energético, generación distribuida y electrificación rural, contribuyendo a la diversificación de la matriz energética y a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

2.5 Sistemas fotovoltaicos como respaldo eléctrico

Los sistemas fotovoltaicos han evolucionado desde aplicaciones orientadas únicamente a la generación de electricidad hacia soluciones que contribuyen a mejorar la confiabilidad del suministro energético. En especial, los sistemas fotovoltaicos con almacenamiento en baterías pueden brindar energía en cortes del suministro eléctrico, actuando como sistemas de respaldo para cargas críticas. Este tipo de solución es muy relevante en instalaciones institucionales y educativas, para las cuales es necesaria la continuidad del servicio eléctrico debido a que de ello depende el funcionamiento de equipo o servicios esenciales (Ávila Paredes et al., 2023).

Además, el respaldo por sistemas solares es parte de la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles. En tal sentido, la generación distribuida coadyuvada con almacenamiento energético permite elevar la seguridad del suministro eléctrico y disminuir la dependencia de combustibles fósiles. Según Yaulilahua-Huacho et al. (2025), la combinación de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento mejora la confiabilidad energética de las instalaciones ya que ofrece un suministro alternativo de energía durante cortes en la red.

2.5.1 Concepto de respaldo energético

El respaldo energético constituye la habilidad de un sistema eléctrico el cual garantiza la continuidad del suministro ante interrupciones o fallas en la red eléctrica. Este concepto resulta fundamental en instalaciones donde la disponibilidad permanente de energía es necesaria para mantener la operación de equipos críticos.

Cuenca et al. (2023) señalan que los sistemas fotovoltaicos con almacenamiento permiten acumular la energía del día para su utilización en periodos

posteriores, especialmente cuando se presentan interrupciones en el suministro eléctrico convencional. De esta manera, el sistema puede continuar abasteciendo las cargas conectadas durante un determinado periodo de tiempo

Asimismo, los sistemas de respaldo basados en energía solar contribuyen a mejorar la sostenibilidad del sistema energético, ya que utilizan recursos renovables para garantizar la disponibilidad de energía en situaciones de emergencia o cortes eléctricos (Sánchez Enríquez y Chango Chica, 2023).

2.5.2 Funcionamiento ante fallas de la red

Los sistemas fotovoltaicos diseñados como respaldo energético incorporan dispositivos de control que permiten detectar interrupciones en la red eléctrica y activar automáticamente el suministro de energía desde las baterías. Este proceso permite mantener el funcionamiento de las cargas críticas durante fallas en el sistema eléctrico.

2.5.2.1 Modo isla

Cuando ocurre una interrupción en la red eléctrica, algunos sistemas fotovoltaicos pueden operar en modo isla, es decir, funcionando de manera independiente de la red. En esta forma el sistema se separa del sistema eléctrico principal y comienza a ejecutar las cargas conectadas usando la energía almacenada en baterías.

Este modo de operar es esencial en aplicaciones de respaldo energético, porque garantiza que el suministro eléctrico no se verá interrumpido durante apagones o cortes prolongados de energía eléctrica (Ávila Paredes et al., 2023).

2.5.2.2 Conmutación automática

Para asegurar efectivas transiciones de línea a modo de respaldo, los sistemas fotovoltaicos tienen dispositivos interruptores que detectan faltas en el suministro eléctrico.

Cuando se produce un fallo o corte en la red, el inversor o el controlador se conmutan automáticamente al sistema de almacenaje y las cargas siguen funcionando sin cortes importantes. Este mecanismo es particularmente relevante en aquellas aplicaciones en las que los equipos electrónicos deben ser alimentados continuamente para evitar impericia o pérdida de datos (Cuenca et al., 2023).

2.5.3 Comparación con sistemas convencionales (generadores diésel)

Tradicionalmente, los sistemas de respaldo energético han estado basados en generadores diésel. Estos sistemas pueden suministrar grandes cantidades de potencia de manera inmediata; sin embargo, su funcionamiento depende del consumo de combustibles fósiles y genera emisiones contaminantes.

En contraste, los sistemas fotovoltaicos con almacenamiento utilizan una fuente de energía renovable y presentan menores costos operativos a largo plazo. Además, permiten reducir el impacto ambiental asociado a la generación eléctrica convencional. De acuerdo con IRENA (2023), los sistemas fotovoltaicos pueden convertirse en una alternativa viable para reemplazar o complementar a los generadores diésel en aplicaciones de respaldo energético.

2.5.4 Resiliencia energética en edificaciones institucionales

La resiliencia energética hace énfasis en la habilidad del sistema eléctrico para soportar, acostumbrarse y recuperarse cuando hay interrupciones del suministro eléctrico o eventos que afecten la infraestructura energética. En este contexto, los

sistemas fotovoltaicos con almacenamiento contribuyen a fortalecer la resiliencia energética al permitir que determinadas instalaciones mantengan su operación incluso durante fallas en la red eléctrica. La generación distribuida combinada con almacenamiento proporciona mayor autonomía energética y reduce la dependencia de sistemas centralizados de generación (Yaulilahua-Huacho et al., 2025).

2.6 Marco normativo y regulatorio

El desarrollo de sistemas de generación eléctrica basados en energía solar fotovoltaica requiere el cumplimiento de normativas técnicas y regulatorias que establecen criterios de diseño, seguridad, operación y conexión a las redes eléctricas. Estas regulaciones hacen posible garantizar que los sistemas instalados operen de manera segura, eficiente y compatible con la infraestructura de servicios existente.

Existen estándares técnicos de nivel internacional reconocidos para la construcción, instalación y prueba de sistemas fotovoltaicos. el órgano regulador nacional dictara las pautas legales y técnicas para que estas tecnologías se puedan incorporar al sistema eléctrico del país

2.6.1 Normativa internacional (IEC relacionadas con FV)

Los sistemas fotovoltaicos deben cumplir con normas técnicas internacionales que establecen criterios de calidad, seguridad eléctrica y confianza del equipo utilizado. Estas normas son principalmente elaboradas por la Comisión Electrotécnica Internacional IEC que es la encargada de redactar normas mundiales para productos eléctricos y electrónicos.

Una muy utilizada es la IEC 62548 para el diseño y la instalación de sistemas fotovoltaicos, la cual especifica los aspectos para el diseño e instalación de los grupos fotovoltaicos asociados a sistemas eléctricos. Este reglamento establece línea de

diseño para la configuración de los módulos, el tendido del cable de corriente continua y la selección de los dispositivos de protección para asegurar que se obtendrán condiciones apropiadas de seguridad durante la instalación y operación del sistema (Solomnia, 2023).

La otra norma aplicable es la IEC 61730 que trata los requisitos de seguridad para los módulos fotovoltaicos. Esta normativa trata aspectos como el aislamiento eléctrico, la protección contra descargas eléctricas y la temperatura que el módulo puede resistir ante condiciones ambientales.

Por su parte, la IEC 61215 establece los procedimientos de ensayo y certificación para módulos fotovoltaicos terrestres. Esta norma incluye pruebas de durabilidad y confiabilidad, como ensayos de temperatura, humedad, radiación y cargas mecánicas, con el objetivo de verificar que los módulos puedan operar de forma confiable durante largos periodos de servicio (Solomnia, 2023).

Tabla 2.10

Principales normas IEC aplicadas a sistemas fotovoltaicos.

Norma	Alcance	Aplicación
IEC 62548	Diseño e instalación de arreglos fotovoltaicos	Configuración del sistema y cableado DC
IEC 61730	Seguridad de módulos fotovoltaicos	Protección eléctrica y seguridad del equipo
IEC 61215	Ensayos de desempeño y durabilidad	Certificación de calidad de módulos

Nota. Elaboración propia con base en IEC.

2.6.2 Regulaciones ecuatorianas sobre generación distribuida

En Ecuador, el desarrollo de proyectos de generación eléctrica mediante fuentes renovables se encuentra regulado por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), entidad responsable de

establecer los lineamientos técnicos y regulatorios para la integración de estas tecnologías en el sistema eléctrico nacional.

Una de las disposiciones más importantes es la DME ARCERNNR-008/23 denominada “Marco regulatorio siguiente de energéticos para el autoabastecimiento para consumidores regulados para auto producción de energía eléctrica”. La normativa dispone los requisitos técnicos y administrativos que regulan la autorización, proyecto, conexión, prueba y puesta en marcha de los SGA (ARCERNNR, 2023).

Según Corral Rosales (2023), con esta regulación se faculta a los consumidores regulados para que "instalen sistemas de generación eléctrica sustentados en recursos renovables, como la energía solar fotovoltaica, para la satisfacción de parte o del total de su demanda energética". Estos sistemas pueden funcionar enredados a la red eléctrica de distribución, para disminuir la dependencia del suministro tradicional.

Igualmente, la regulación define los métodos para medir la energía producida y los requisitos técnicos de conexión y los procesos de facturación para los usuarios que utilicen sistemas de generación distribuida (Airis Energy, 2024). Esta regulación permite la introducción de energías renovables y la oportunidad para los consumidores de producir electricidad en el sistema nacional de energía.

2.6.3 Consideraciones técnicas de seguridad eléctrica

La seguridad eléctrica constituye un aspecto fundamental en el diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos, debido a que estos sistemas operan con circuitos eléctricos tanto en corriente continua como en corriente alterna.

Uno de los elementos más importantes es el sistema de puesta a tierra, cuya función es proteger a las personas y a los equipos frente a posibles fallas eléctricas o descargas atmosféricas. De esta manera, las corrientes de fallas se dirigen a tierra en lugar de pasar a través de las estructuras metálicas o equipos eléctricos.

Otro punto destacado es el de la protección contra sobretensiones que pueden ocasionarse por descargas atmosféricas o por perturbaciones en la red eléctrica. Para reducir estos riesgos se usan los dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD), que atenúan el nivel de tensión y protegen a los componentes del sistema.

Adicionalmente, los sistemas fotovoltaicos incorporan dispositivos de protección como interruptores automáticos, fusibles y seccionadores que permiten aislar fallas eléctricas y garantizar una operación segura del sistema. La correcta selección de estos dispositivos contribuye a mejorar la confiabilidad y durabilidad de las instalaciones fotovoltaicas.

CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA

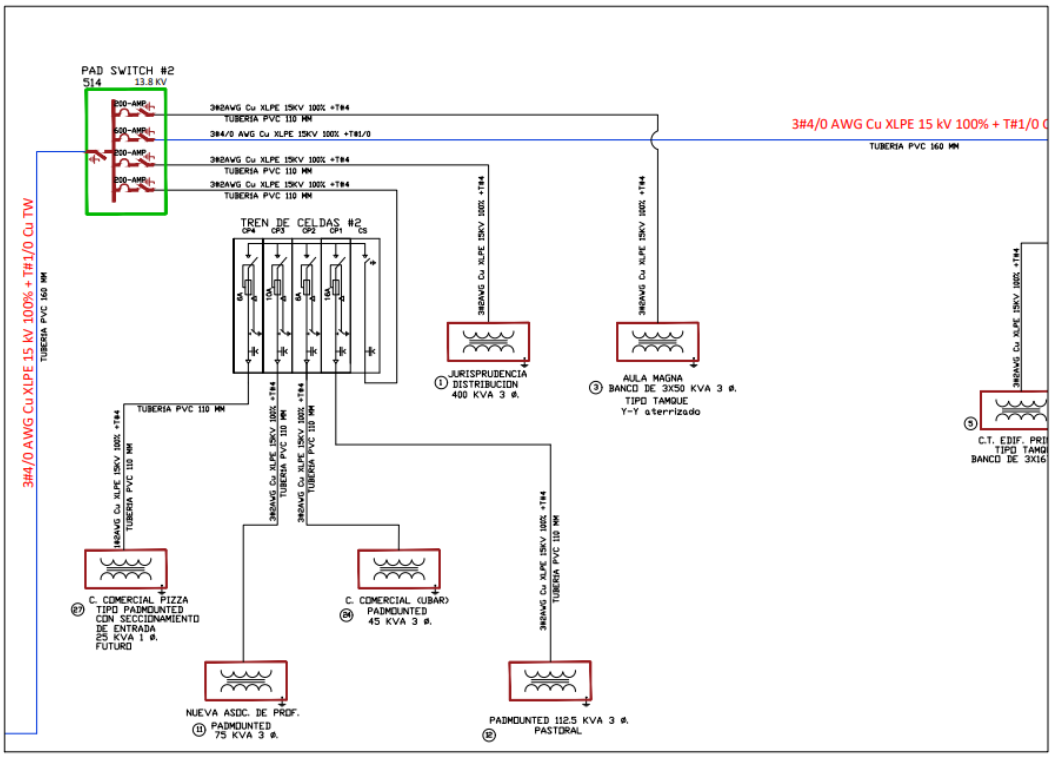
3.1 Levantamiento de información

Para el levantamiento de información del sistema eléctrico de la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, se realizó la revisión de planos eléctricos en formato DWG y del diagrama unifilar proporcionado por la institución, lo cual permitió identificar la configuración del sistema desde la acometida en media tensión hasta los circuitos de distribución en baja tensión.

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama unifilar del sistema eléctrico, el cual sirvió como base para la identificación de los elementos del sistema y el desarrollo del análisis posterior.

Figura 3.1

Diagrama unifilar del sistema eléctrico de la Facultad de Jurisprudencia.



Nota. Adaptado de Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

Además, con fines de verificar los componentes del sistema eléctrico y tomar mediciones en el transformador de distribución con una pinza amperimétrica, se realizó una inspección técnica en campo. Esta información fue la base para la evaluación del sistema y desarrollo el diseño fotovoltaico sugerido.

3.1.1 Diagrama unifilar y caracterización del sistema eléctrico

La Facultad de Jurisprudencia es alimentada por un transformador de 400 kVA conectado al anillo de media tensión del campus (15 kV). En la Tabla 3.1 se describen todos los elementos del diagrama unifilar desde la acometida hasta cada circuito ramal.

Tabla 3.1

Elementos del sistema desde acometida hasta tablero principal.

Elem.	Descripción	Modelo / Especificación	Parámetro principal	Valor	Observación
T1	**Transformador de distribución**	INATRA 400kVA	Capacidad	**400 kVA**	Delta-Estrella · Padmounted en cámara
	Tensión primaria transformador	—	V primario	**13.8 kV**	Desde PADSWITCH N°2, Ramal 2
	Tensión secundaria transformador	—	V secundario	**0.22 kV**	Salida a tablero principal
	Corriente nominal secundaria	—	I nominal BT	**1,050 A**	= 400/(√3×0.22)
PAD	**PADSWITCH alimentador**	PADSWITCH N°2 / Ramal 2	Tensión MT	**15 kV**	Anillo MT del campus UCSG
F1	**Seccionador de protección MT**	Fusibles + descargador	Protección	**MT fusible**	Aguas arriba del transformador
CB1	**Disyuntor principal BT**	Schneider Compact NSX 3P 1250A	Corriente	**1,250 A**	Termomagnético trifásico
C1	**Cable alimentador fase F1**	THHN 300 MCM Cu	Calibre	**300 MCM**	De transformador a tablero principal
C2	**Cable alimentador fase F2**	THHN 300 MCM Cu	Calibre	**300 MCM**	De transformador a tablero principal
C3	**Cable alimentador fase F3**	THHN 300 MCM Cu	Calibre	**300 MCM**	De transformador a tablero principal
C4	**Cable neutro N**	THHN 300 MCM Cu	Calibre	**300 MCM**	Conectado a neutro estrella trafo

TB	**Tablero eléctrico principal**	—	Dimensiones	**1.40×1.90×0.60m**	Sala transformadores 1.74×5.75×3.70m
BR	**Barra de distribución principal**	Cu desnudo 300A (estimado)	Tensión	**220/127V AC**	3 fases + neutro + tierra

Nota. Elaboración propia.

3.1.2 Identificación de circuitos eléctricos

Se identificó un total de 19 circuitos conectados al tablero principal, los cuales alimentan a diferentes áreas de la Facultad de Jurisprudencia, tales como iluminación, tomacorrientes, climatización y subpaneles de distribución. Cada circuito fue caracterizado en función de su tipo de carga, número de polos y capacidad del disyuntor, conductor asociado y parámetros eléctricos estimados. Esta información es la base que permitió analizar la demanda y posteriormente el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico.

3.2 Medición y estimación de la demanda

Durante esta visita se empleó instrumentación de medición como la pinza amperimétrica, para registrar las corrientes de las tres fases del sistema. En la Figura 3.2 se presenta el equipo de medición utilizado.

Figura 3.2

Pinza amperimétrica utilizada

Nota. Adaptado de Elaboración propia.

3.3 Selección de las cargas críticas

La selección de las cargas críticas se realizó considerando su importancia operativa y su nivel de consumo energético. Se priorizaron cargas esenciales como iluminación y tomacorrientes, mientras que cargas de alta potencia, como sistemas de climatización y subpaneles de distribución, fueron excluidas con el fin de optimizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico. En la Tabla 3.2 se presentan los criterios utilizados para dicha selección.

Tabla 3.2

Criterios de selección de cargas para el sistema fotovoltaico

Criterio	**Aplicación**	**Justificación**
Iluminación	Incluida	Carga esencial para garantizar condiciones mínimas de operación
Tomacorrientes	Incluidos	Permiten el funcionamiento de equipos básicos y continuidad de actividades

Climatización	Excluida	Alta demanda energética que incrementa significativamente el tamaño del sistema
Subpaneles	Excluidos	Agrupan múltiples cargas, lo que puede generar sobredimensionamiento y doble conteo
Cargas trifásicas especializadas	Excluidas	Requieren mayor potencia y complejidad en el sistema FV

Nota. Elaboración propia.

3.4 Criterios de diseño del sistema FV

El diseño del sistema fotovoltaico se estableció con base en criterios técnicos orientados al respaldo energético de las cargas críticas seleccionadas de la Facultad de Jurisprudencia, definiendo una autonomía de 4 horas para garantizar la continuidad del servicio ante fallas en la red eléctrica. Además, se adoptó una configuración de sistema híbrido, ya que integra generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías, lo cual permite proveer energía eléctrica tanto en presencia como en ausencia de radiación solar. Asimismo, el sistema fue diseñado sin inyección a la red eléctrica, operando en modo aislado durante interrupciones, en cumplimiento de criterios de seguridad y normativa vigente.

3.5 Modelación y simulación en ETAP

Se desarrollaron tres escenarios de simulación en el software ETAP para analizar el comportamiento de la red eléctrica de la Facultad de Jurisprudencia bajo distintas condiciones de operación. Para cada escenario se generó un diagrama unifilar y un análisis de flujo de carga mediante el método Newton-Raphson. permitiendo evaluar el comportamiento del sistema en condiciones de operación normal y contingencia.

3.6 Análisis estructural ETABS

Se desarrolló un modelo estructural mediante el software ETABS, con el propósito de verificar la capacidad de la cubierta de la Facultad de Jurisprudencia para soportar la instalación del sistema fotovoltaico propuesto. Para el modelado se consideraron las propiedades geométricas de la losa de hormigón armado y las cargas permanentes asociadas al sistema fotovoltaico.

Dentro de las cargas permanentes se incluyó el peso de los 45 módulos fotovoltaicos monocristalinos Canadian Solar seleccionado para el diseño, así como el peso de la estructura metálica de soporte. La carga total fue distribuida uniformemente sobre el área de instalación y utilizada como carga superficial en el modelo estructural de ETABS.

Además, se incorporaron las combinaciones de cargas establecidas por la normativa estructural aplicable para evaluar los esfuerzos y deformaciones de la cubierta. Los resultados obtenidos permitieron verificar que la carga distribuida generada por el sistema fotovoltaico fue de 0.133 kN/m², valor inferior al límite admisible de 1.0 kN/m² para este tipo de losa, garantizando que la instalación propuesta no compromete la capacidad resistente de la estructura.

3.7 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico se realizó a partir de la demanda energética de las cargas críticas seleccionadas y de las condiciones del recurso solar disponible. Para la generación fotovoltaica, siendo la potencia necesaria del arreglo, y el número de módulos considerando la radiación solar media y las pérdidas del sistema.

Después, la batería se diseñó en base a la energía consumida y el tiempo de autonomía de 4 horas, considerando puntos como la profundidad, su eficiencia y descarga. Se determinó el número y la configuración de los controladores MPPT según la combinación de módulos y las propiedades eléctricas del sistema.

Por último, se seleccionó el inversor considerando la potencia requerida y su compatibilidad con el sistema híbrido propuesto, garantizando la viabilidad técnica del sistema para el suministro de energía a las cargas críticas.

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, se definieron los parámetros de entrada relacionados con las condiciones del sitio, las características del sistema y las eficiencias de los equipos. Estos parámetros se presentan en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3

Parámetros utilizados para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Parámetro	Valor	Unidad	Fuente / Observación
Latitud	**2.19° S**	°	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil
Longitud	**79.89° O**	°	Campus universitario, Guayaquil, Ecuador
PSH diseño (conservador)	**4.5**	h/día	Percentil 75 anual — NASA POWER / PVGIS Guayaquil
PSH promedio anual	**4.57**	h/día	Promedio de datos mensuales históricos
Temperatura ambiente promedio	**26.3**	°C	Guayaquil — promedio anual histórico
Temperatura celda diseño (NOCT)	**55**	°C	T_celda = T_amb(30°C) + 25°C (NOCT≈45°C @ 800W/m²)
Eficiencia inversor (η_inv)	**95**	%	Victron MultiPlus-II @ 50–75% carga
DOD batería LiFePO4	**95**	%	Pylontech US5000C — BMS limita a 95% DoD
Eficiencia MPPT (η_mppt)	**98**	%	Victron SmartSolar MPPT 250/100 — dato fabricante
Eficiencia cableado DC (η_wire)	**97**	%	Pérdida ≤ 3% en cable PV1-F 4mm²
Eficiencia carga batería (η_charge)	**97**	%	LiFePO4 @ C-rate 0.2C
η_total carga (η_mppt×η_wire×η_charge)	**92.21**	%	= 0.98×0.97×0.97 = 0.9221

Nota. Elaboración propia.

Estos parámetros constituyen la base para el desarrollo del dimensionamiento del sistema fotovoltaico, permitiendo estimar la energía requerida, la potencia del generador y la capacidad del sistema de almacenamiento.

3.7.1 Dimensionamiento del generador fotovoltaico

Para el dimensionamiento del generador fotovoltaico, se emplearon las siguientes expresiones matemáticas, las cuales permitieron determinar la energía requerida, la potencia del sistema y el número de módulos necesarios.

Estas expresiones permitieron estimar la energía que debe generar el sistema fotovoltaico, así como la potencia mínima requerida del arreglo y la cantidad de módulos necesarios para cubrir la demanda energética.

En la Tabla 3.6 se presentan los parámetros y expresiones utilizadas para el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico.

Tabla 3.4

Parámetros utilizados para el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico

Parámetro	Fórmula / Expresión	Unidad
η_total de carga (η_mppt × η_wire × η_charge)	0.98 × 0.97 × 0.97	—
Energía FV necesaria diaria (E_FV)	E_FV = E_DC / η_total = 88.291 / 0.9221	kWh/día
Horas Solar Pico adoptadas (PSH)	PSH = 4.5 h/día — conservador Guayaquil	h/día
Potencia mínima arreglo (P_min)	P_min = E_FV / PSH = 95.750 / 4.5	kWp
Factor de seguridad (FS = 10%)	Por temperatura, suciedad, degradación año 1	—
Potencia de diseño (P_diseño)	P_diseño = P_min × 1.10 = 21.278 × 1.10	kWp
Potencia unitaria panel (Wp)	Canadian Solar CS6W-550MS @ STC	Wp
Número mínimo de paneles	N_min = ceil(23.406×1000/550) = ceil(42.56)	paneles
Configuración adoptada (string limpio)	3 paneles/string × 3 strings/MPPT × 5 MPPTs	paneles
Potencia total arreglo (P_FV_total)	P_total = 45 × 550 W	kWp
Factor de sobredimensionamiento	RSO = 24.75 / 23.406	—

Energía diaria estimada (prom. anual)	E = P_arr × PSH_prom × η_tot × η_inv = 24.75×4.57×0.9221×0.95	kWh/día

Nota. Elaboración propia.

El procedimiento descrito en la Tabla 3.6 permitió determinar la potencia de diseño del sistema fotovoltaico y el número de módulos requeridos, considerando un margen de seguridad que garantiza un adecuado desempeño del sistema.

3.7.2 Configuración del arreglo fotovoltaico

A partir de la potencia requerida del sistema fotovoltaico, se definió la configuración eléctrica del arreglo mediante la conexión en serie y paralelo de los módulos, con el fin de cumplir con los rangos de operación del inversor y maximizar la eficiencia del sistema.

Para la configuración del arreglo fotovoltaico, se emplearon las siguientes expresiones:

$$V_{array} = N_s \cdot V_{mod}$$

$$I_{array} = N_p \cdot I_{mod}$$

Estas expresiones permiten determinar los niveles de tensión y corriente del sistema fotovoltaico en función de la cantidad de módulos conectados en serie y en paralelo.

En la Tabla 3.4 se presentan los parámetros eléctricos considerados para la configuración del arreglo fotovoltaico.

Tabla 3.5

Parámetros utilizados para la configuración del arreglo fotovoltaico

Parámetro	Fórmula / Expresión	Unidad
Paneles por string (conexión en SERIE)	Tensión suma, corriente igual. N_s = 3 para Voc < 250V	pan/string

Vmp por string @ STC	Vmp_str = N_s × Vmp = 3 × 41.9	V DC
Voc por string @ STC	Voc_str = N_s × Voc = 3 × 51.0	V DC
Imp por string	Imp_str = Imp panel = 13.13 A	A
Isc por string	Isc_str = Isc panel = 13.59 A	A
Potencia por string	P_str = N_s × Wp = 3 × 550	W
Strings por MPPT (conexión en PARALELO)	Tensión igual, corriente suma. N_p = 3 strings	strings/MPPT
Vmp en paralelo (= string individual)	Vmp_par = Vmp_str = 125.7V	V DC
Imp total paralelo (3 strings)	Imp_par = N_p × Imp_str = 3 × 13.13	A
Isc total paralelo (3 strings)	Isc_par = N_p × Isc_str = 3 × 13.59	A
Potencia por MPPT	P_mppt = N_p × P_str = 3 × 1,650	W
Corriente salida MPPT a bus 48V	I_out = P_mppt / (V_bus × 1.05) = 4,950/(48×1.05)	A
Número de MPPTs	N_mppt = 45 / (3×3) = 45 / 9	MPPTs
Potencia total arreglo	P_total = N_mppt × P_mppt = 5 × 4,950	W

Nota. Elaboración propia.

Con base en la energía requerida del sistema, se procedió al dimensionamiento del banco de baterías con el fin de garantizar la autonomía establecida.

3.7.3 Dimensionamiento del banco de baterías

Para el dimensionamiento del banco de baterías, se emplearon las siguientes expresiones matemáticas:

Estas expresiones permiten determinar la energía requerida del sistema y la capacidad nominal del banco de baterías, considerando las condiciones de operación y las eficiencias del sistema.

En la Tabla 3.5 se presentan los parámetros y expresiones utilizadas para el dimensionamiento del banco de baterías.

Tabla 3.6

Parámetros utilizados para el dimensionamiento del banco de baterías

Parámetro	Fórmula / Expresión	Unidad
Potencia activa total FV (P_fv)	Suma 6 circuitos seleccionados	kW
Autonomía requerida (T_aut)	Dato de diseño	h
Energía AC a suministrar (E_AC)	E_AC = P_fv × T_aut = 20.969 × 4	kWh
Eficiencia de inversor (η_inv)	Victron MultiPlus-II @ 75% carga	—
Energía DC requerida (E_DC)	E_DC = E_AC / η_inv = 83.876 / 0.95	kWh
DOD batería	Pylontech US5000C — 95% DoD máximo	—
Eficiencia coulómbica (η_bat)	LiFePO4 — dato fabricante	—
Capacidad nominal requerida (C_req)	C_req = E_DC / (DOD × η_bat) = 88.291 / (0.95×0.97)	kWh
Capacidad módulo Pylontech US5000C	Dato fabricante	kWh/módulo
Número de módulos (N_bat)	N = ceil(95.812 / 4.80) = ceil(19.961)	módulos
Capacidad total instalada	C_total = 20 × 4.80	kWh
Configuración del banco	20 módulos en paralelo @ 48V DC	—
Capacidad en Ah	C_Ah = 96kWh × 1000 / 48V	Ah
Corriente máx. descarga (I_bat)	I = P_fv / (V_bus × η_inv) = 20.969000/(48×0.95)	A
Corriente por módulo US5000C	I_mod = 459.8 / 20	A
Verificación autonomía real	T = C_total×DoD×η_bat×η_inv/P_fv = 96×0.95×0.97×0.95/20.969	h

Nota. Elaboración propia.

El procedimiento descrito permitió establecer la capacidad nominal requerida del sistema de almacenamiento, así como la cantidad de módulos necesarios para cumplir con el tiempo de autonomía definido.

La metodología descrita permitió establecer los criterios técnicos y procedimientos necesarios para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, cuyos resultados se presentan en el Capítulo 4.

CAPÍTULO 4: RESULTADOS

4.1 Resultados del sistema eléctrico

El sistema eléctrico de la Facultad de Jurisprudencia está conformado por un transformador de 400 kVA que alimenta el tablero principal en baja tensión, desde el cual se distribuye la energía hacia 19 circuitos eléctricos. La configuración del sistema permite la alimentación de diferentes tipos de cargas, incluyendo iluminación, tomacorrientes y subpaneles de distribución.

En la Tabla 4.1 se presentan las características técnicas de los circuitos eléctricos identificados en el tablero principal.

Tabla 4.1

Todos los ramales del tablero principal.

#	Zona / Destino	Tipo de carga	P	Disyuntor	Cable	FD	FP	I_est (A)
1	**Panel eléctrico principal**	Subpanel distribución	3P	200A/3P	#3/0	0.55	0.88	110.0
2	**Panel pisos 3–4 (subpanel general)**	Subpanel distribución	3P	300A/3P	#3/0	0.45	0.87	135.0
3	**Iluminación exterior / emergencia**	Alumbrado	2P	125A/2P	#6	0.80	0.95	100.0
4	**Panel eléctrico (subpanel)**	Subpanel distribución	3P	50A/3P	#8	0.55	0.88	27.5
5	**Panel segundo piso**	Subpanel distribución	3P	50A/3P	#8	0.60	0.88	30.0
6	**Cuarto trabajo social**	Aula especializada	3P	50A/3P	#8	0.55	0.87	27.5
7	**Laboratorio de computadoras**	TI / Electrónica	3P	40A/3P	#10	0.75	0.90	30.0
8	**Panel eléctrico 100A (subpanel a)**	Subpanel distribución	2P	100A/2P	#4/#3	0.55	0.88	55.0
9	**Sala de lectura**	Alumbrado + tomas	1P	50A/1P	#10	0.65	0.90	**32.5**
10	**AA.CC. — aulas piso 4–5**	Climatización	3P	70A/3P	#8	0.80	0.85	56.0
11	**Panel eléctrico 100A (subpanel b)**	Subpanel distribución	2P	100A/2P	#4/#3	0.55	0.88	55.0
12	**Tomacorrientes generales piso 1**	Tomas generales	2P	40A/2P	#8	0.55	0.88	**22.0**
13	**Alumbrado general piso 2**	Alumbrado	1P	20A/1P	#14	0.85	0.95	**17.0**
14	**AA.CC. — auditorios / sala lectura**	Climatización	2P	80A/2P	#6	0.80	0.85	64.0
15	**Tomacorrientes piso 3 / cafetería**	Tomas + cafetería	2P	30A/2P	#8	0.60	0.88	**18.0**

16	**Alumbrado pisos 3–4**	Alumbrado	2P	30A/2P	#12	0.85	0.95	**25.5**
17	**Tomacorrientes / equipos piso 5–6**	Tomas posgrado	2P	20A/2P	#12	0.55	0.88	**11.0**
18	**Panel eléctrico 200A (subpanel)**	Subpanel distribución	3P	200A/3P	#3/0	0.45	0.87	90.0
19	**Panel eléctrico 125A (subpanel)**	Subpanel distribución	2P	125A/2P	#8	0.45	0.87	56.3

Nota. Elaboración propia.

4.2 Resultados de demanda energética

La Tabla 4.2 consolida las mediciones y estimaciones de consumo para los 19 ramales del tablero principal. No se tienen mediciones individuales de corriente por ramal.

Tabla 4.2

Tabla de consumo estimado.

#	Zona / Circuito	Tipo	Polos	I_CB (A)	FD	FP	S_inst (kVA)	S_est (kVA)	P_est (kW)	Q_est (kvar)
1	Panel eléctrico principal	Subpanel distribución	3P	**200**	0.55	0.88	76.21	41.92	**36.89**	19.91
2	Panel pisos 3–4 (subpanel general)	Subpanel distribución	3P	**300**	0.45	0.87	114.31	51.44	**44.76**	25.36
3	Iluminación exterior / emergencia	Alumbrado	2P	**125**	0.80	0.95	27.50	22.00	**20.90**	6.87
4	Panel eléctrico (subpanel)	Subpanel distribución	3P	**50**	0.55	0.88	19.05	10.48	**9.22**	4.98
5	Panel segundo piso	Subpanel distribución	3P	**50**	0.60	0.88	19.05	11.43	**10.06**	5.43
6	Cuarto trabajo social	Aula especializada	3P	**50**	0.55	0.87	19.05	10.48	**9.12**	5.17
7	Laboratorio de computadoras	TI / Electrónica	3P	**40**	0.75	0.90	15.24	11.43	**10.29**	4.98
8	Panel eléctrico 100A (subpanel a)	Subpanel distribución	2P	**100**	0.55	0.88	22.00	12.10	**10.65**	5.75
9	**Sala de lectura**	Alumbrado + tomas	1P	**50**	0.65	0.90	6.35	4.13	**3.71**	1.80
10	AA.CC. — aulas piso 4–5	Climatización	3P	**70**	0.80	0.85	26.67	21.34	**18.14**	11.24
11	Panel eléctrico 100A (subpanel b)	Subpanel distribución	2P	**100**	0.55	0.88	22.00	12.10	**10.65**	5.75
12	**Tomacorrientes generales piso 1**	Tomas generales	2P	**40**	0.55	0.88	8.80	4.84	**4.26**	2.30
13	**Alumbrado general piso 2**	Alumbrado	1P	**20**	0.85	0.95	2.54	2.16	**2.05**	0.67

14	AA.CC. — auditorios / sala lectura	Climatización	2P	**80**	0.80	0.85	17.60	14.08	**11.97**	7.42
15	**Tomacorrientes piso 3 / cafetería**	Tomas + cafetería	2P	**30**	0.60	0.88	6.60	3.96	**3.48**	1.88
16	**Alumbrado pisos 3–4**	Alumbrado	2P	**30**	0.85	0.95	6.60	5.61	**5.33**	1.75
17	**Tomacorrientes / equipos piso 5–6**	Tomas posgrado	2P	**20**	0.55	0.88	4.40	2.42	**2.13**	1.15
18	Panel eléctrico 200A (subpanel)	Subpanel distribución	3P	**200**	0.45	0.87	76.21	34.29	**29.84**	16.91
19	Panel eléctrico 125A (subpanel)	Subpanel distribución	2P	**125**	0.45	0.87	27.50	12.38	**10.77**	6.10
TOTAL							**288.6 kVA**		**254.2 kW**	**—**

Nota. Elaboración propia.

A partir de los resultados obtenidos, se determinó una demanda estimada total de 288.6 kVA y una potencia activa de 254.2 kW, lo cual constituye la base para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Las corrientes medidas en campo corresponden únicamente al transformador (Fases A=346A, B=348A, C=370A). Los valores por ramal son estimados mediante factores de demanda y potencia según norma IEC. En la Tabla 4.3 se presenta la comparación entre las corrientes medidas en campo y los valores estimados del sistema.

Tabla 4.3

Corrientes medidas en campo vs estimadas (tablero principal).

Parámetro	**Fase A**	**Fase B**	**Fase C**	**Observación**
Corriente medida campo (10:00–15:00)	346 A	348 A	**370 A**	Medición con pinza amperimétrica — carga máxima diurna
Corriente nominal trafo (400kVA@220V)	1,050 A	1,050 A	**1,050 A**	= 400/(√3×0.22) — límite máximo del transformador
Factor de carga del trafo	33.0%	33.1%	**35.2%**	(I_medida / I_nominal) × 100 — holgura amplia
Corriente estimada total (todos ramales)	—	—	**—**	Suma S_est = 288.6 kVA 757 A equiv. @ 220V

Desequilibrio de fases	0%	+0.6%	**+6.9%**	Fase C ligeramente mayor — revisar distribución monofásica

Nota. Elaboración propia

Se puede evidenciar que el transformador de distribución opera en un 33% de su capacidad nominal. Se observo también que hay un ligero desequilibrio en la fase C, lo cualsugiere la necesidad de una mejor distribución en las cargas.

4.3 Resultados de la selección de circuitos FV

Mediante estos resultados de demanda energética y criterios en función de suministrar energía a la carga critica. El sistema fotovoltaico tendrá una configuración ON GRID y únicamente el respaldo de energía priorizando los circuitos de iluminación y tomacorrientes para computadoras y racks de comunicación.

Tabla 4.4

Circuitos incluidos en el sistema FV (6 circuitos).

#	Zona / Circuito	Tipo	P	I_CB	FD	FP	S_est (kVA)	P_est (kW)	I_est (A)
9	**Sala de lectura**	Alumbrado + tomas	1P	50A	0.65	0.90	**4.127**	**3.714**	32.5
12	**Tomacorrientes generales piso 1**	Tomas generales	2P	40A	0.55	0.88	**4.840**	**4.259**	22.0
13	**Alumbrado general piso 2**	Alumbrado	1P	20A	0.85	0.95	**2.159**	**2.051**	17.0
15	**Tomacorrientes piso 3 / cafetería**	Tomas + cafetería	2P	30A	0.60	0.88	**3.960**	**3.485**	18.0
16	**Alumbrado pisos 3–4**	Alumbrado	2P	30A	0.85	0.95	**5.610**	**5.330**	25.5
17	**Tomacorrientes / equipos piso 5–6**	Tomas posgrado	2P	20A	0.55	0.88	**2.420**	**2.130**	11.0
TOTAL							**23.116 kVA**	**20.969 kW**	**55.0A eq.**

Nota. Elaboración propia.

En la Tabla 4.4 se detallan las cargas seleccionadas, las cuales corresponden principalmente a circuitos de iluminación y tomacorrientes distribuidos en diferentes áreas de la edificación, estos presentan una demanda moderada y son esenciales para el funcionamiento básico de la Facultad. La potencia total estimada de las cargas

incluidas asciende a aproximadamente 23.116 kVA y 20.969 kW, valores que permiten definir un sistema fotovoltaico técnicamente viable sin sobredimensionamiento.

Estos resultados permiten validar la viabilidad técnica del sistema fotovoltaico propuesto para el respaldo energético de la Facultad de Jurisprudencia.

Tabla 4.5

Circuitos excluidos del sistema FV (13 circuitos).

#	Zona / Circuito	Tipo	S_est (kVA)	P_est (kW)	Razón de exclusión
1	**Panel eléctrico principal**	Subpanel distribución	41.92	**36.89**	Subpanel — redistribuye a otros circuitos
2	**Panel pisos 3–4 (subpanel general)**	Subpanel distribución	51.44	**44.76**	Subpanel — redistribuye a otros circuitos
3	**Iluminación exterior / emergencia**	Alumbrado	22.00	**20.90**	Alta potencia (20.90 kW) — excluida para reducir tamaño del sistema FV
4	**Panel eléctrico (subpanel)**	Subpanel distribución	10.48	**9.22**	Subpanel — redistribuye a otros circuitos
5	**Panel segundo piso**	Subpanel distribución	11.43	**10.06**	Subpanel — redistribuye a otros circuitos
6	**Cuarto trabajo social**	Aula especializada	10.48	**9.12**	Carga 3-fase especializada — fuera del alcance FV
7	**Laboratorio de computadoras**	TI / Electrónica	11.43	**10.29**	En subpanel piso 4 — doble conteo potencial
8	**Panel eléctrico 100A (subpanel a)**	Subpanel distribución	12.10	**10.65**	Subpanel — redistribuye a otros circuitos
10	**AA.CC. — aulas piso 4–5**	Climatización	21.34	**18.14**	Climatización — excluida del sistema FV
11	**Panel eléctrico 100A (subpanel b)**	Subpanel distribución	12.10	**10.65**	Subpanel — redistribuye a otros circuitos
14	**AA.CC. — auditorios / sala lectura**	Climatización	14.08	**11.97**	Climatización — excluida del sistema FV
18	**Panel eléctrico 200A (subpanel)**	Subpanel distribución	34.29	**29.84**	Subpanel — redistribuye a otros circuitos
19	**Panel eléctrico 125A (subpanel)**	Subpanel distribución	12.38	**10.77**	Subpanel — redistribuye a otros circuitos

Nota. Elaboración propia.

En la Tabla 4. 5 se muestran las cargas excluidas que corresponden a sistemas de climatización y subpaneles de distribución, que tienen alto consumo o concentran varias cargas y que podrían llevar a sobredimensionar el sistema fotovoltaico. También cabe destacar que se descartaron cargas trifásicas

especializadas por su mayor complejidad operativa. Esta elección permitió hacer más eficiente el diseño del sistema, focalizándolo al respaldo de cargas críticas con mayor eficiencia energética.

4.4 Resultados del dimensionamiento FV

A partir de la demanda energética de las cargas seleccionadas, se realizó el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, determinando la potencia instalada, la configuración del arreglo y la verificación de sus parámetros eléctricos.

Tabla 4.6

Especificaciones del panel Canadian Solar CS6W-550MS HiKu6.

Parámetro STC	Valor	Parámetro adicional	Valor
Potencia nominal (Pmax)	**550 Wp**	**Tecnología de celda**	**Mono PERC half-cell 144c**
Tensión máx. potencia (Vmp)	**41.9 V**	**Eficiencia del módulo**	**21.3 %**
Corriente máx. potencia (Imp)	**13.13 A**	**Coef. temperatura Vmp (γ)**	**−0.30 %/°C**
Tensión circuito abierto (Voc)	**51.0 V**	**Coef. temperatura Voc**	**−0.27 %/°C**
Corriente corto circuito (Isc)	**13.59 A**	**Coef. temperatura Isc**	**+0.05 %/°C**
Fusible máx. serie	**25 A**	**NOCT**	**45 °C**
Tensión máx. del sistema	**1500 V DC**	**Dimensiones**	**2,278×1,134×30 mm**
Garantía de producto	**12 años**	**Garantía de potencia**	**30 años (80.5%)**

Nota. Elaboración propia.

En la Tabla 4.6 se detalla el módulo seleccionado, el cual presenta una potencia nominal de 550 W y características eléctricas adecuadas para el diseño del sistema, permitiendo una configuración eficiente del arreglo fotovoltaico.

A partir de las características del módulo, se procedió a definir la configuración del arreglo fotovoltaico.

Tabla 4.7

Configuración de strings y parámetros eléctricos.

Parámetro	Resultado	Unidad	Observaciones

Paneles por string (conexión en SERIE)	**3**	pan/string	3 × 51V = 153V < 250V Victron
Vmp por string @ STC	**125.7**	V DC	Tensión de trabajo normal
Voc por string @ STC	**153.0**	V DC	< 250V (límite MPPT Victron)
Imp por string	**13.13**	A	No cambia en serie
Isc por string	**13.59**	A	No cambia en serie
Potencia por string	**1,650**	W	
Strings por MPPT (conexión en PARALELO)	**3**	strings/MPPT	3 × 13.59 = 40.77A < 70A (Isc max MPPT)
Vmp en paralelo (= string individual)	**125.7**	V DC	La tensión no cambia en paralelo
Imp total paralelo (3 strings)	**39.39**	A	
Isc total paralelo (3 strings)	**40.77**	A	< 70A (Isc_max MPPT 250/100)
Potencia por MPPT	**4,950**	W	4.95 kWp por controlador
Corriente salida MPPT a bus 48V	**98.2**	A	< 100A (límite salida MPPT)
Número de MPPTs	**5**	MPPTs	Victron SmartSolar 250/100 × 5
Potencia total arreglo	**24,750**	W	24.75 kWp instalados

Nota. Elaboración propia.

La Tabla 4.7 muestra la configuración de los strings que se estableció considerando los rangos operativos del inversor, garantizando valores de tensión y corriente adecuados para su funcionamiento.

Con base en la configuración establecida, se realizó la distribución completa de los módulos en el sistema.

Tabla 4.8

Tabla completa de conexión de los 45 paneles (string por string)

MPPT N°	String N°	Paneles (serie)	Vmp string (V)	Voc string (V)	Imp string (A)	Isc string (A)	P string (W)	Fusible (A)	Cable DC

MPPT 1	**String 1**	**P1 — P2 — P3**	125.7	153.0	13.13	13.59	1,650	**15A**	PV1-F 4mm²
MPPT 1	**String 2**	**P4 — P5 — P6**	125.7	153.0	13.13	13.59	1,650	**15A**	PV1-F 4mm²
MPPT 1	**String 3**	**P7 — P8 — P9**	125.7	153.0	13.13	13.59	1,650	**15A**	PV1-F 4mm²
MPPT 2	**String 1**	**P10 — P11 — P12**	125.7	153.0	13.13	13.59	1,650	**15A**	PV1-F 4mm²
MPPT 2	**String 2**	**P13 — P14 — P15**	125.7	153.0	13.13	13.59	1,650	**15A**	PV1-F 4mm²
MPPT 2	**String 3**	**P16 — P17 — P18**	125.7	153.0	13.13	13.59	1,650	**15A**	PV1-F 4mm²
MPPT 3	**String 1**	**P19 — P20 — P21**	125.7	153.0	13.13	13.59	1,650	**15A**	PV1-F 4mm²
MPPT 3	**String 2**	**P22 — P23 — P24**	125.7	153.0	13.13	13.59	1,650	**15A**	PV1-F 4mm²
MPPT 3	**String 3**	**P25 — P26 — P27**	125.7	153.0	13.13	13.59	1,650	**15A**	PV1-F 4mm²
MPPT 4	**String 1**	**P28 — P29 — P30**	125.7	153.0	13.13	13.59	1,650	**15A**	PV1-F 4mm²
MPPT 4	**String 2**	**P31 — P32 — P33**	125.7	153.0	13.13	13.59	1,650	**15A**	PV1-F 4mm²
MPPT 4	**String 3**	**P34 — P35 — P36**	125.7	153.0	13.13	13.59	1,650	**15A**	PV1-F 4mm²
MPPT 5	**String 1**	**P37 — P38 — P39**	125.7	153.0	13.13	13.59	1,650	**15A**	PV1-F 4mm²
MPPT 5	**String 2**	**P40 — P41 — P42**	125.7	153.0	13.13	13.59	1,650	**15A**	PV1-F 4mm²
MPPT 5	**String 3**	**P43 — P44 — P45**	125.7	153.0	13.13	13.59	1,650	**15A**	PV1-F 4mm²
TOTAL ARREGLO			**Vmp=125.7V**		**Imp_tot=39.39A×5**			**45 paneles**	

Nota. Elaboración propia.

En la Tabla 4.8 se detalla la distribución de los módulos en diferentes MPPT que permitió optimizar el rendimiento del sistema y mejorar su comportamiento ante variaciones de radiación solar.

Tabla 4.9

Verificaciones eléctricas de seguridad del arreglo.

Verificación	Condición	Valor calc.	Límite	Estado
Voc string < Voc_max MPPT	Voc_str = 153V vs 250V	**153 V**	250 V	**CUMPLE**
Voc string @ T_min (15°C)	Voc = 153×[1+(−0.0027)×(15−25)] = 153×1.027	**157 V**	250 V	**CUMPLE**
Vmp string > V_bus+5V (arranque MPPT)	Vmp_T55 = 125.7×[1+(−0.003)×(55−25)] = 125.7×0.91	**114 V**	> 53 V	**CUMPLE**
Isc paralelo < Isc_max MPPT	Isc_par = 3×13.59 = 40.77A vs 70A (MPPT)	**40.8 A**	70 A	**CUMPLE**
I_salida MPPT < I_max MPPT (100A)	I_out = 4,950/(48×1.05) = 98.2A	**98.2 A**	100 A	**CUMPLE (97%)**
Fusible string ≥ 1.4×Isc	If = 15A vs 1.4×13.59 = 19.03A	**15 A**	≥19.0A	**Revisar con fabricante — fusible debe ser >= 1.4 x Isc = 19.0 A**
Cable 4mm² Ith > I_diseño string	Ith = 33A (PV1-F) vs I_dis = 1.25×13.59 = 16.99A	**16.99 A**	33 A	**CUMPLE**
Potencia arreglo > Potencia mínima diseño	P_arr = 24.75 kWp vs P_diseño = 23.41kWp	**24.75 kWp**	>23.41kWp	**CUMPLE**

Nota. Elaboración propia.

En la Tabla 4.9 se detallan los resultados obtenidos y estos evidencian que los parámetros eléctricos del sistema cumplen con los límites operativos del inversor, asegurando condiciones de seguridad y eficiencia en la operación del sistema fotovoltaico.

A partir del dimensionamiento realizado, se obtuvo una configuración final del sistema fotovoltaico, cuyos parámetros principales se resumen en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10

Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico

Parámetro	Resultado	Unidad	Observaciones

η_total de carga (η_mppt × η_wire × η_charge)	**0.9221**	—	Eficiencia total cadena MPPT batería
Energía FV necesaria diaria (E_FV)	**95.750**	kWh/día	Energía bruta a generar
Horas Solar Pico adoptadas (PSH)	**4.5**	h/día	Percentil 75 anual
Potencia mínima arreglo (P_min)	**21.278**	kWp	Bajo condiciones STC
Factor de seguridad (FS = 10%)	**1.10**	—	
Potencia de diseño (P_diseño)	**23.406**	kWp	
Potencia unitaria panel (Wp)	**550**	Wp	
Número mínimo de paneles	**43**	paneles	
Configuración adoptada (string limpio)	**45**	paneles	Múltiplo limpio de 9
Potencia total arreglo (P_FV_total)	**24.75**	kWp	24.75 kWp instalados
Factor de sobredimensionamiento	**1.057**	—	Margen: 5.7%
Energía diaria estimada (prom. anual)	**99.08**	kWh/día	vs 83.876 kWh/día requeridos

Nota. Elaboración propia.

Los resultados obtenidos evidencian que el sistema fotovoltaico propuesto cumple con los requerimientos energéticos establecidos, presentando un margen de sobredimensionamiento que garantiza un adecuado desempeño bajo condiciones reales de operación.

4.5 Resultados del banco de baterías

A partir de la demanda energética de las cargas seleccionadas y el tiempo de autonomía establecido, se determinó la capacidad requerida del sistema de almacenamiento. Para ello, se consideraron parámetros como la eficiencia del inversor, la profundidad de descarga de las baterías y la eficiencia del sistema, con el fin de garantizar un suministro continuo de energía durante interrupciones del sistema

eléctrico. En la Tabla 4.11 se presentan los resultados obtenidos para el dimensionamiento del banco de baterías.

Tabla 4.11

Dimensionamiento del banco de baterías.

Parámetro	Resultado	Unidad	Observaciones
Potencia activa total FV (P_fv)	**20.969**	kW	Excluyendo iluminación exterior
Autonomía requerida (T_aut)	**4**	h	Operación sin generación solar
Energía AC a suministrar (E_AC)	**83.876**	kWh	
Eficiencia de inversor (η_inv)	**0.95**	—	
Energía DC requerida (E_DC)	**88.291**	kWh	
DOD batería	**0.95**	—	
Eficiencia coulómbica (η_bat)	**0.97**	—	
Capacidad nominal requerida (C_req)	**95.812**	kWh	
Capacidad módulo Pylontech US5000C	**4.80**	kWh/módulo	48V DC · 100Ah nominal
Número de módulos (N_bat)	**20**	módulos	
Capacidad total instalada	**96.0**	kWh	20 módulos × 4.8 kWh
Configuración del banco	**20P × 1S**	—	Bus 48V DC
Capacidad en Ah	**2000**	Ah	Banco total @ 48V
Corriente máx. descarga (I_bat)	**459.8**	A	
Corriente por módulo US5000C	**23.0**	A	< 100A máx. del módulo
Verificación autonomía real	**4.01**	h	≥ 4h requeridas

Nota. Elaboración propia.

Los resultados obtenidos muestran que se requiere un banco de baterías con una capacidad total instalada de 96.0 kWh, conformado por 20 módulos del tipo Pylontech US5000C, configurados a un bus de 48 V en paralelo. Así mismo se comprobó que la autonomía del sistema es de aproximadamente 4.01 horas satisfaciendo el requerimiento de diseño.

También se verificó que la descarga de corriente a través del módulo se mantenga en el rango operativo especificado por el fabricante, garantizando así un funcionamiento seguro y adecuado del sistema de almacenamiento.

Estos resultados demuestran que es factible técnica y energéticamente el sistema de almacenamiento propuesto para el apoyo de las cargas críticas de la Facultad de Jurisprudencia.

4.6 Resultados de generación energética

A partir del dimensionamiento del sistema fotovoltaico, se estimó la generación energética del sistema considerando las condiciones de radiación solar del sitio. En esta sección se presentan los resultados de la energía generada, evaluando su capacidad para cubrir la demanda de las cargas seleccionadas.

Tabla 4.12

Generación mensual estimada y cobertura de demanda

Mes	PSH (h/día)	T_amb (°C)	T_celda (°C)	Correc. Pmp	E_PV día (kWh)	Relación E_gen / E_dem	Excedente diario (kWh)
Enero	4.1	27.5	52.5	-9.6%	**88.89**	**1.06**	5.01
Febrero	4.0	27.8	52.8	-9.7%	**86.72**	**1.03**	2.84
Marzo	3.9	27.6	52.6	-9.7%	**84.56**	**1.01**	0.68
Abril	4.2	27.2	52.2	-9.5%	**91.06**	**1.09**	7.18
Mayo	4.5	26.5	51.5	-9.3%	**97.56**	**1.16**	13.68
Junio	4.8	25.8	50.8	-9.0%	**104.07**	**1.24**	20.19
Julio	5.1	25.2	50.2	-8.8%	**110.57**	**1.32**	26.69
Agosto	5.3	25.0	50.0	-8.8%	**114.91**	**1.37**	31.03
Septiembre	5.2	25.3	50.3	-8.9%	**112.74**	**1.34**	28.86
Octubre	4.9	25.8	50.8	-9.0%	**106.24**	**1.27**	22.36
Noviembre	4.6	26.5	51.5	-9.3%	**99.73**	**1.19**	15.85
Diciembre	4.2	27.1	52.1	-9.5%	**91.06**	**1.09**	7.18
Promedio		**26.3**	**51.3**	**−0.97%**	**99.08**	**1.18**	**15.21**

Nota. Elaboración propia.

La Tabla 4.12 muestra que la generación energética del sistema fotovoltaico varía a lo largo del año en función de la radiación solar disponible. Se observa que los meses de agosto y septiembre presentan los mayores niveles de radiación solar,

con valores de PSH de 5.3 h/día y 5.2 h/día, respectivamente. Como resultado, el consumo de energía para producción vegetal se incrementa significativamente y la media máxima alcanzada es de 114,91 kWh/día en agosto, y la generación en los meses con menor radiación solar (como marzo) es de 84,56 kWh/día.

Además, la energía generada y la carga tienen una relación mayor a uno todo el año con un promedio de 1.18, esto indica que el sistema fotovoltaico diseñado puede cubrir la energía demandada por las cargas seleccionadas.

Adicionalmente, se evidencia la existencia de excedentes de energía en todos los meses, alcanzando valores máximos de hasta 31.03 kWh/día en agosto, lo que confirma que el sistema ha sido dimensionado con un margen de seguridad adecuado para garantizar su funcionamiento bajo condiciones reales de operación.

4.7 Resultados de la simulación en ETAP

4.7.1 Descripción de escenarios

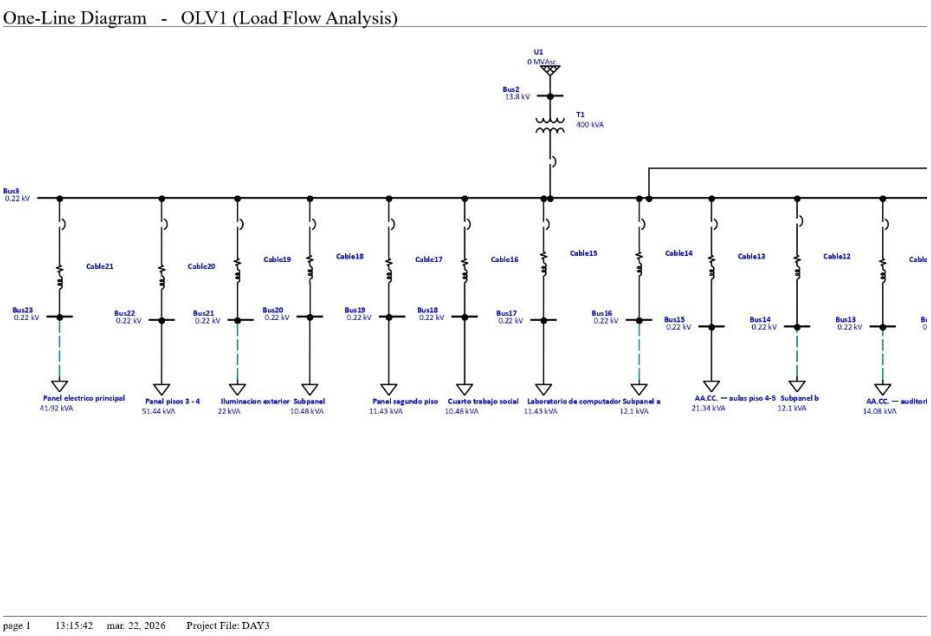
Se desarrollaron tres escenarios de simulación en el software ETAP para analizar el comportamiento de la red eléctrica de la Facultad de Jurisprudencia bajo distintas condiciones de operación. Para cada escenario se generó un diagrama unifilar y un análisis de flujo de carga (Load Flow Analysis) mediante el método Newton-Raphson.

4.7.2 Diagramas unifilares de los escenarios simulados

Se presentan los diagramas unifilares obtenidos en el software ETAP para cada uno de los escenarios considerados.

Figura 4.1(Parte 1)

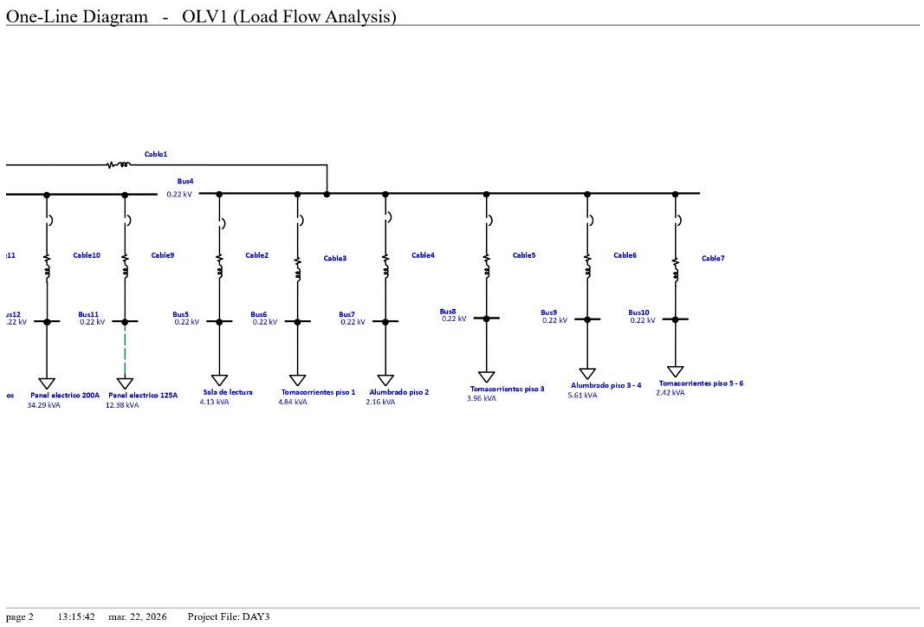
Diagrama unifilar del sistema eléctrico — escenario sin generación fotovoltaica (SIM1)



Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

Figura 4.1

Diagrama unifilar del sistema eléctrico — escenario sin generación fotovoltaica (SIM1)



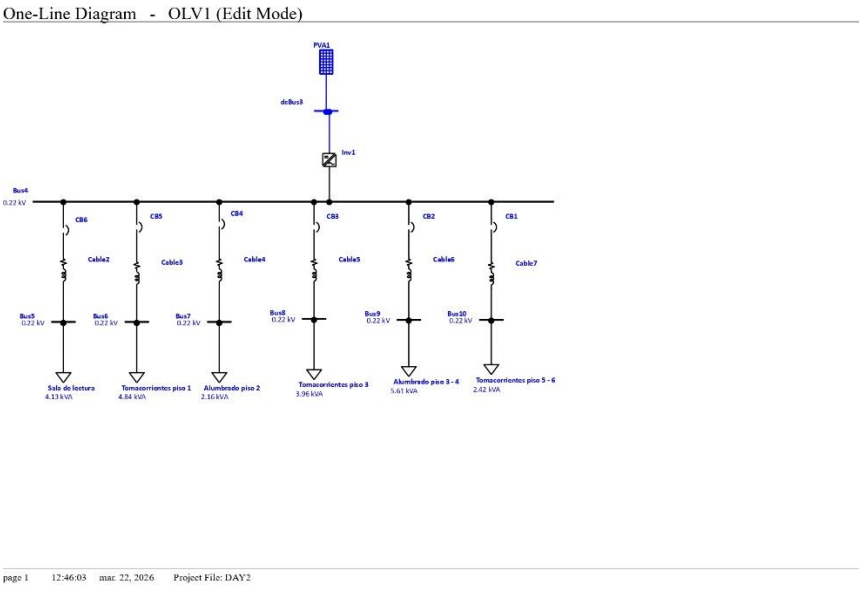
Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

La Figura 4.1 ilustra el comportamiento del sistema eléctrico durante el arranque de la máquina bajo condiciones normales, sin el sistema fotovoltaico. La carga distribuida entre las barras del sistema y la tensión en cada nodo son observadas.

En este caso, los niveles de tensión se conservan mayormente dentro de valores aceptables; sin embargo, se presentan caídas de tensión en algunos nodos, lo cual indica restricciones en el sistema para cargas superiores.

Figura 4.2

Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico en modo isla (SIM2)



Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

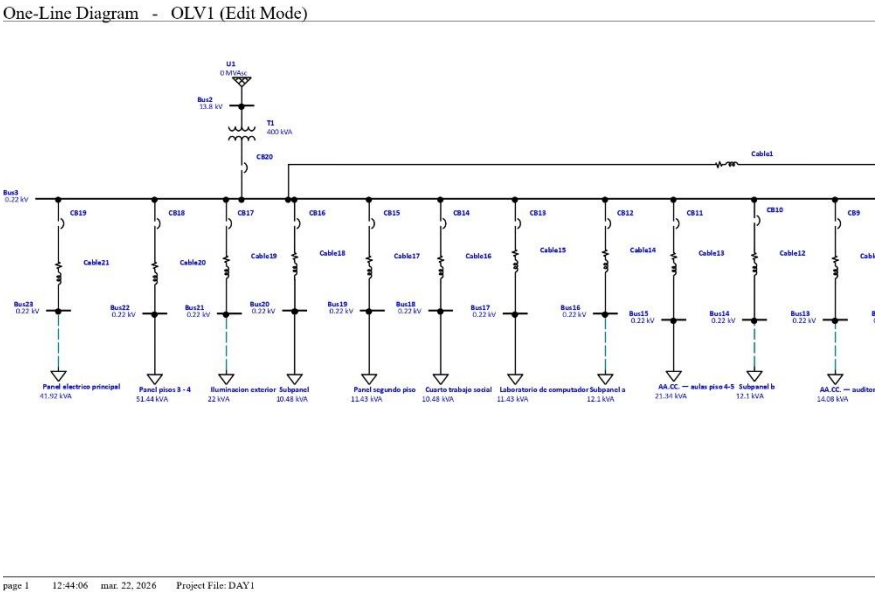
Figura 4.2 Ilustra el comportamiento del sistema cuando se ejecuta el sistema fotovoltaico en modo isla. Así la energía solo proviene de los paneles fotovoltaicos y el banco de baterías. Se puede ver que fue capaz de alimentar las cargas críticas y el sistema de respaldo fue eficaz durante la interrupción de un corte de energía.

Posteriormente, en la Figura 4.3 se muestra el sistema operando de manera integrada con la red eléctrica y el sistema fotovoltaico. En este escenario, se evidencia una mejora en los niveles de tensión y una reducción en la carga suministrada por la red.

La integración del sistema fotovoltaico contribuye a mejorar la estabilidad del sistema eléctrico y optimizar la distribución de energía.

Figura 4.3

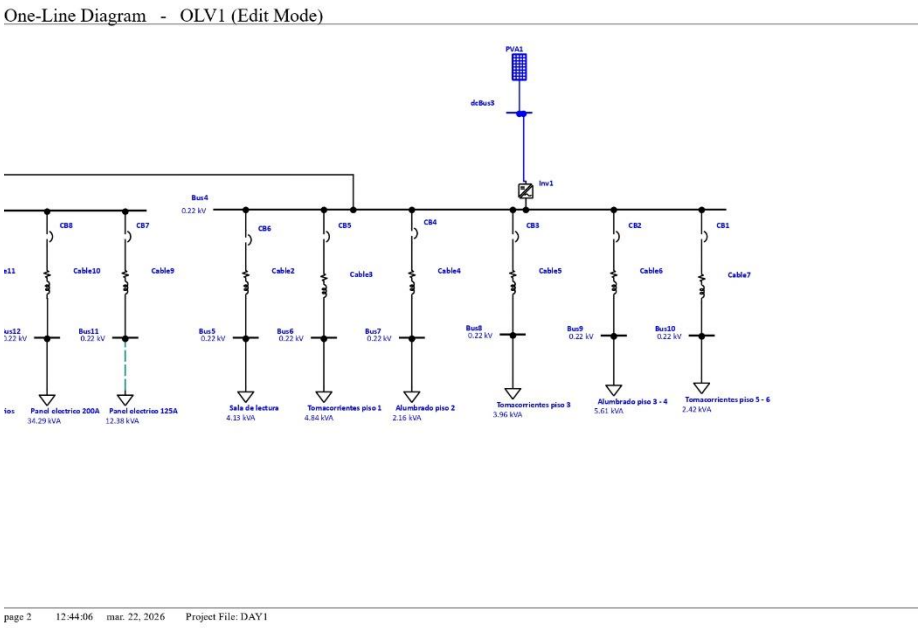
Diagrama unifilar del sistema eléctrico con integración fotovoltaica (SIM3) (Parte 1)



Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

Figura 4.3

Diagrama unifilar del sistema eléctrico con integración fotovoltaica (SIM3) (Parte 2)



Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

De acuerdo con el análisis realizado, se puede apreciar la incidencia del sistema fotovoltaico en el funcionamiento del sistema eléctrico, lo cual sustenta el estudio de flujo de potencia desarrollado en la siguiente sección.

4.8 Resultados de flujos de potencia

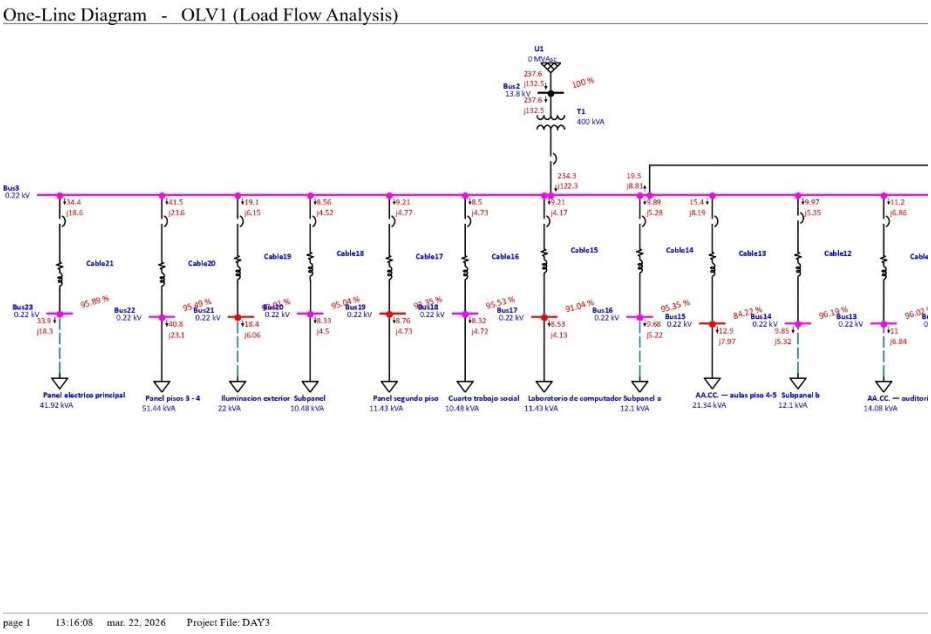
4.8.1 Flujos de potencia – SM1 (Sistema sin FV)

La Figura 4.2 muestra los resultados del análisis de flujo de potencia del sistema eléctrico en el escenario sin generación fotovoltaica. Se observan los niveles de tensión en las diferentes barras del sistema, así como la distribución de potencia en los distintos ramales.

Se identifican caídas de tensión en ciertos nodos, destacando valores críticos inferiores al 90%, lo cual evidencia limitaciones en el sistema bajo condiciones de carga.

Figura 4.2 (Parte 1)

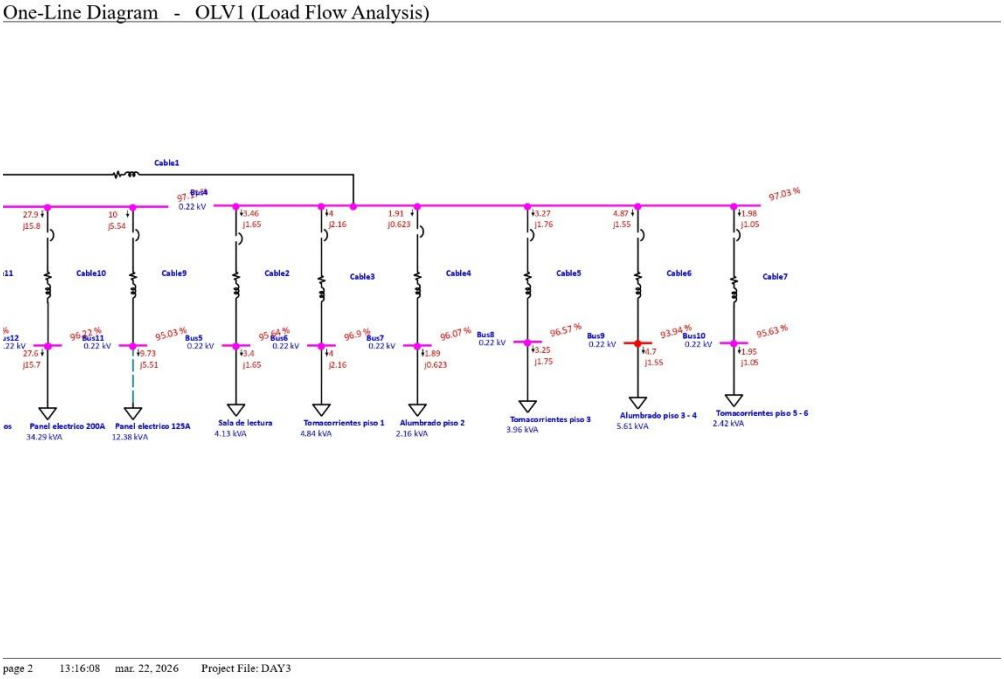
Resultados del flujo de potencia del sistema fotovoltaico — Sistema sin FV (SIM1)



Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

Figura 4.3

Resultados del flujo de potencia del sistema fotovoltaico — Sistema sin FV (SIM1)



Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

Los flujos de potencia activa (P) y reactiva (Q) en cada conductor se obtienen del análisis Load Flow del escenario SIM1. Los valores corresponden a la demanda estimada del sistema en condiciones de carga media (factores de demanda aplicados). La potencia aparente se calcula como $S = \sqrt{(P^2 + Q^2)}$.

Tabla 4.13

Flujos de potencia – SM1 (Sistema sin FV)

Conductor	Desde	Hacia / Carga	P (kW)	Q (kvar)	S (kVA)	FP
Cable1	T1	Transformador→barra principal BT	**237.6**	132.500	**272.05**	0.873
Cable12	Bus3	Barra principal→panel eléctrico principal	41.5	23.600	47.74	0.869
Cable13	Bus3	Barra principal→panel pisos 3–4	34.4	18.600	39.11	0.880
Cable16	Bus3	Barra principal→iluminación exterior	19.1	6.150	20.07	0.952
Cable17	Bus3	Barra principal→panel segundo piso	11.0	6.840	12.95	0.849
Cable18	Bus3	Barra principal→ subpanel a	9.8	5.320	11.19	0.880
Cable19	Bus3	Barra principal→ subpanel b	12.9	7.970	15.16	0.851
Cable20	Bus3	Barra principal→ AA.CC. auditorios	8.3	4.500	9.47	0.880
Cable21	Bus21	Panel pisos 3–4→ AA.CC. aulas 4–5	8.3	4.720	9.57	0.869
Cable15	Bus19	Panel princ.→subpanel general	19.5	8.810	21.40	0.911
Cable9	Bus4	Bus FV → panel 200A (subpanel)	27.9	15.800	32.06	0.870
Cable10	Bus11	Panel 200A→ panel 125A	10.0	5.540	11.43	0.875
Cable2	Inv1	Inversor→ sala de lectura	3.5	1.650	3.83	0.903
Cable3	Inv1	Inversor→tomacorrientes piso 1	4.9	1.550	5.11	0.953
Cable4	Inv1	Inversor→alumbrado piso 2	1.9	0.623	2.01	0.950
Cable5	Inv1	Inversor→ tomacorrientes piso 3	3.3	1.750	3.69	0.881
Cable6	Inv1	Inversor→alumbrado pisos 3–4	4.0	2.160	4.55	0.879
Cable7	Inv1	Inversor→tomacorrientes pisos 5–6	1.9	0.623	1.99	0.950

Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

Los resultados en la Tabla 4.13 revelan que la carga máxima está en el transformador principal, donde la potencia aparente es igual a 272.05 kVA lo que

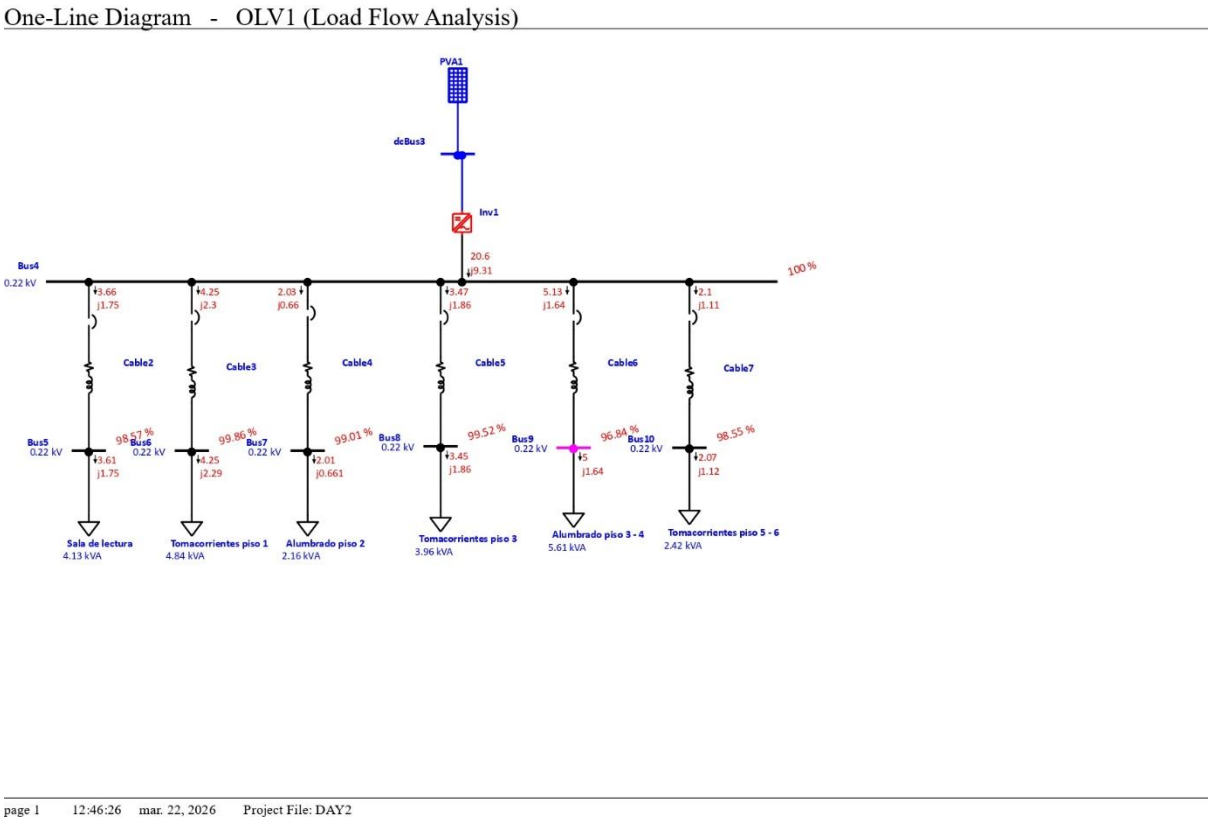
indica un estado de alta demanda de energía del sistema. También se aprecia que los circuitos del aire acondicionado tienen mayor potencia y que estas potencias aportan a las caídas de tensión más significativas del sistema, y sobre todo en los nodos más alejados de la fuente.

4.8.2 Flujos de potencia – SIM2 (Sistema FV en modo isla)

En la Figura 4.4 se presentan los resultados del análisis de flujo de potencia del sistema fotovoltaico en operación en modo isla (SIM2).

Figura 4.4

Resultados del flujo de potencia del sistema fotovoltaico — escenario en modo isla (SIM2)



Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

En el escenario SIM2 el sistema fotovoltaico opera en modo isla sin conexión a la red eléctrica. El arreglo PVA1 (24.75 kWp) genera energía DC que el inversor

Inv1 convierte a 220 V AC para alimentar exclusivamente los 6 circuitos del subsistema FV. La potencia total generada por el inversor es 20.6 kW con 9.31 kvar.

Se observa que el sistema fotovoltaico es capaz de suministrar la potencia requerida por las cargas críticas del subsistema, manteniendo valores de potencia coherentes con la demanda estimada. También los valores de potencia reactiva indican la presencia de cargas inductivas, lo cual influye en el factor de potencia del sistema.

Tabla 4.14

Flujos de potencia – SIM2 (Sistema FV en modo isla)

Conductor	Desde	Hacia / Carga	P (kW)	Q (kvar)	S (kVA)	FP
dcBus3	PVA1	Arreglo FV → inversor (bus DC)	**20.60**	9.310	**22.61**	0.911
Cable2	Inv1	Inversor → sala de lectura	3.61	1.750	4.01	0.900
Cable3	Inv1	Inversor → tomacorrientes piso 1	5.13	1.640	5.39	0.952
Cable4	Inv1	Inversor → alumbrado piso 2	2.10	1.110	2.38	0.882
Cable5	Inv1	Inversor → tomacorrientes piso 3	3.47	1.860	3.94	0.881
Cable6	Inv1	Inversor → alumbrado pisos 3–4	4.25	2.300	4.83	0.880
Cable7	Inv1	Inversor → tomacorrientes pisos 5–6	2.03	0.660	2.13	0.953

Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

Los resultados presentados en la Tabla 4.14 muestran que la potencia total suministrada por el inversor cubre adecuadamente la demanda de las cargas críticas seleccionadas. De igual manera, se puede observar que los mayores consumos se presentan en los circuitos de tomacorrientes y alumbrado, manteniendo factores de potencia cercanos a la unidad.

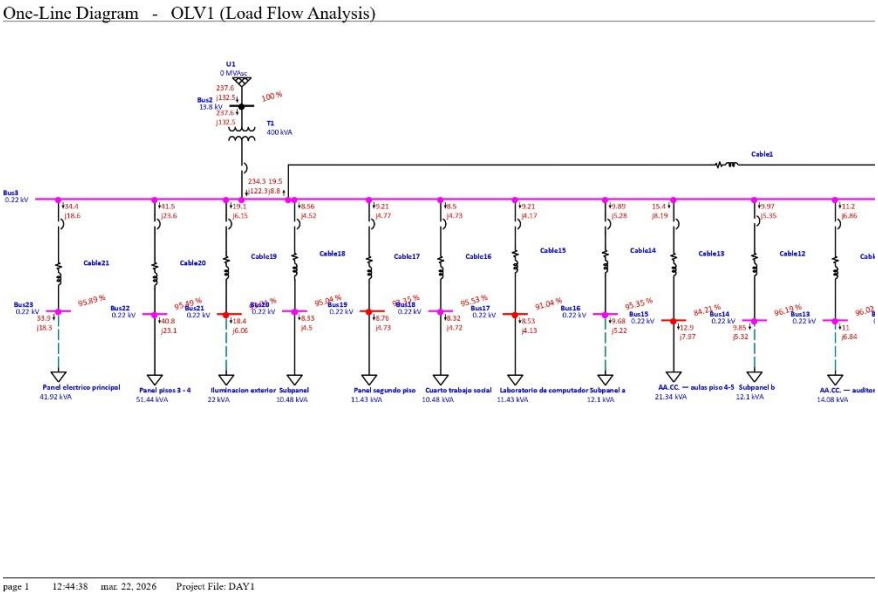
En general, el sistema opera dentro de condiciones estables, evidenciando la capacidad del sistema fotovoltaico para funcionar de manera autónoma en modo isla.

4.8.3 Flujos de potencia – SIM3 (Sistema Integrado Red +FV)

La Figura 4.5 muestra la distribución del flujo de potencia en el sistema bajo operación integrada. Se evidencia la separación funcional entre la red eléctrica y el sistema fotovoltaico, donde cada fuente abastece circuitos específicos, contribuyendo a una operación más eficiente del sistema.

Figura 4.5 (Parte 1)

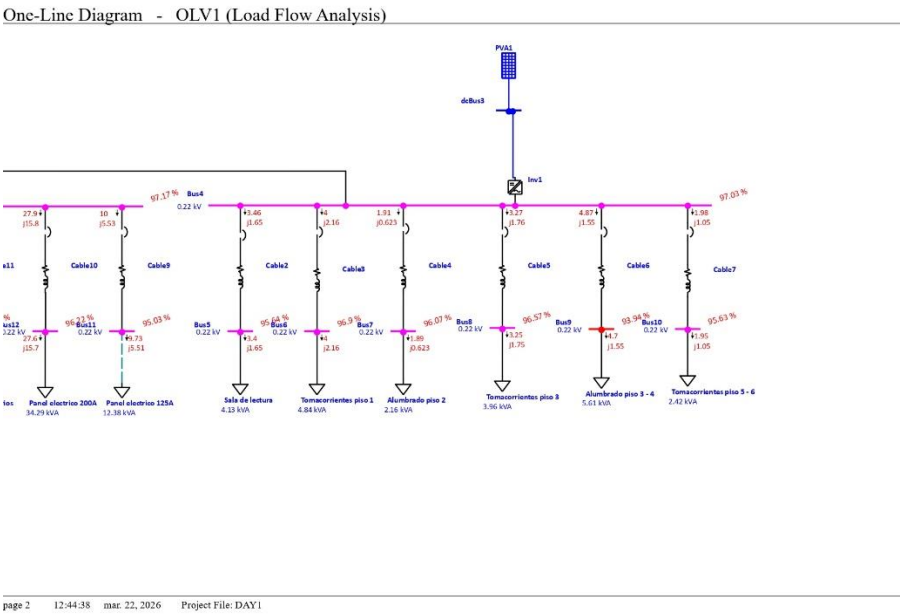
Resultados del análisis de flujo de potencia del sistema integrado red + sistema fotovoltaico (SIM3)



Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

Figura 4.5

Resultados del análisis de flujo de potencia del sistema integrado red + sistema fotovoltaico (SIM3)



Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

En el escenario SIM3 la red eléctrica y el sistema fotovoltaico operan de forma simultánea. El transformador T1 suministra energía a todos los circuitos no FV mientras el inversor Inv1 alimenta los 6 circuitos del subsistema fotovoltaico. Se verifica que no existe retorno de energía FV hacia la red (sistema sin inyección a la red).

Tabla 4.15

Flujos de potencia – SIM3 (Sistema Integrado Red +FV)

Conductor	Desde	Hacia / Carga	P (kW)	Q (kvar)	S (kVA)	FP
Cable1	T1	Transformador → barra principal BT	**237.6**	132.500	**272.05**	0.873
Cable12	Bus3	Barra principal → panel eléctrico principal	40.8	23.100	46.89	0.870
Cable13	Bus3	Barra principal → panel pisos 3–4	33.9	18.300	38.52	0.880
Cable16	Bus3	Barra principal → iluminación exterior	18.4	6.060	19.37	0.950
Cable17	Bus3	Barra principal → panel segundo piso	11.0	6.840	12.95	0.849
Cable9	Bus4	Bus FV → panel 200A	27.6	15.700	31.75	0.869

Cable10	Bus11	Panel 200A → panel 125A	9.7	5.510	11.18	0.870
Cable2	Inv1	Inversor → sala de lectura	3.4	1.650	3.78	0.899
Cable3	Inv1	Inversor → tomacorrientes piso 1	4.7	1.550	4.95	0.949
Cable4	Inv1	Inversor → alumbrado piso 2	2.0	1.050	2.24	0.884
Cable5	Inv1	Inversor → tomacorrientes piso 3	3.3	1.760	3.71	0.881
Cable6	Inv1	Inversor → alumbrado pisos 3–4	4.0	2.160	4.55	0.879
Cable7	Inv1	Inversor → tomacorrientes pisos 5–6	1.9	0.623	2.01	0.950

Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

Los resultados presentados en la Tabla 4.15 muestran que la mayor carga continúa siendo suministrada por el transformador principal, con una potencia aparente de 272.05 kVA. Por otra parte, se visualiza una leve disminucion en la demanda de algunos circuitos debido al aporte del sistema fotovoltaico.

Aunque se nota una leve disminución en la demanda de algunos circuitos por el suministro del sistema fotovoltaico.

Además, el inversor Inv1 alimenta directamente las cargas críticas, con una potencia que varía entre 1.9 kW y 4.7 kW, esto se debe a que la generación fotovoltaica está repartida de manera equitativa. En términos generales, el sistema es estable, proporcionando un buen rendimiento y menos dependiente de la red eléctrica. Este comportamiento evidencia los beneficios de la integración del sistema fotovoltaico en términos de eficiencia energética y gestión de la demanda.

4.9 Perfil de tensiones en barras

La tabla 4.16 consolida los perfiles de tensión obtenidos en los tres escenarios de simulación. Los valores se expresan en porcentaje de la tensión nominal (220 V en baja tensión, 13.8 kV en media tensión). El límite normativo inferior según ARCONEL es 90% de la tensión nominal.

Tabla 4.16

Tensiones en barras — SIM1 / SIM2 / SIM3

Bus	V_nom (kV)	Carga / Circuito asociado	SIM1 (%)	SIM2 (%)	SIM3 (%)	Estado
Bus2	13.8	Fuente — transformador T1 (red MT)	**100.00**	—	**100.00**	Normal
Bus3	0.22	Barra principal BT — tablero general	—	—	—	—
Bus19	0.22	Panel eléctrico principal	**93.35**	—	**93.35**	Bajo
Bus21	0.22	Panel pisos 3–4	**93.91**	—	**93.91**	Bajo
Bus22	0.22	Panel segundo piso	**95.49**	—	**95.49**	Normal
Bus23	0.22	Subpanel a	**95.89**	—	**95.89**	Normal
Bus13	0.22	Subpanel general	**96.02**	—	**96.02**	Normal
Bus14	0.22	Laboratorio de computadoras	**96.19**	—	**96.19**	Normal
Bus15	0.22	AA.CC. — aulas pisos 4–5	**84.21**	—	**84.22**	Critico
Bus17	0.22	Cuarto trabajo social	—	—	**95.35**	—
Bus18	0.22	Subpanel b	**95.35**	—	**91.04**	Normal
Bus16	0.22	AA.CC. — auditorios / sala lectura	**95.53**	—	**95.04**	Normal
Bus20	0.22	Iluminación exterior	**91.04**	—	**95.53**	Bajo
Bus4	0.22	**Barra principal FV — salida inversores**	**97.03**	**100.00**	**97.03**	Normal
Bus11	0.22	**Panel eléctrico 200A (subpanel)**	**97.17**	—	**97.17**	Normal
Bus12	0.22	**Panel eléctrico 125A (subpanel)**	**95.03**	**96.22**	**96.22**	Normal
Bus5	0.22	**Sala de lectura (alum. + tomas)**	**95.64**	**99.01**	**95.64**	Normal
Bus6	0.22	**Alumbrado piso 2**	**96.90**	**99.86**	**96.90**	Normal
Bus7	0.22	**Tomacorrientes piso 1**	**96.07**	—	**96.07**	Normal
Bus8	0.22	**Tomacorrientes piso 3 / cafetería**	**96.57**	**96.84**	**96.57**	Normal
Bus9	0.22	**Alumbrado pisos 3–4**	**93.94**	**98.55**	**93.94**	Bajo
Bus10	0.22	**Tomacorrientes pisos 5–6**	**95.63**	**99.52**	**95.63**	Normal

Verde = tension >= 95% (Normal) Amarillo = 90–94.9% (Bajo) Rojo = <90% (Critico) Verde claro (filas) = buses del subsistema FV

Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

4.9.1 Comparación de tensiones – SIM1 vs SIM2 (Efecto del Sistema FV)

En la Tabla 4.17 se muestra la comparación entre el escenario SIM1 (red eléctrica sin FV) y el escenario SIM2 (sistema FV en modo isla), esta permitió cuantificar el efecto del sistema fotovoltaico en el perfil de tensiones de los circuitos alimentados. En SIM2 el inversor actúa como fuente de tensión regulada, lo que resulta en tensiones significativamente más elevadas.

Tabla 4.17

Comparación de tensiones — SIM1 vs SIM2 (Efecto del Sistema FV)

Bus	Circuito	SIM1 (%)	SIM2 (%)	Delta (p.p.)	Estado SIM2
Bus4	**Barra FV / salida inversores**	**97.03%**	**100.00%**	**+2.97 p.p.**	Normal
Bus5	**Sala de lectura**	**95.64%**	**99.01%**	**+3.37 p.p.**	Normal
Bus6	**Alumbrado piso 2**	**96.90%**	**99.86%**	**+2.96 p.p.**	Normal
Bus8	**Tomacorrientes piso 3**	**96.57%**	**96.84%**	**+0.27 p.p.**	Normal
Bus9	**Alumbrado pisos 3–4**	**93.94%**	**98.55%**	**+4.61 p.p.**	Normal
Bus10	**Tomacorrientes pisos 5–6**	**95.63%**	**99.52%**	**+3.89 p.p.**	Normal

Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

4.9.2 Análisis de tensiones críticas y violaciones de límite

Con el fin de identificar las condiciones de operación críticas del sistema eléctrico, se realizó un análisis de los niveles de tensión en las barras más representativas, comparando los valores obtenidos en el escenario SIM1 con los límites establecidos por la normativa vigente. Este análisis permite detectar desviaciones significativas y determinar las causas asociadas a las caídas de tensión en los diferentes circuitos.

Tabla 4.18

Análisis de tensiones críticas y violaciones de límite

Bus	Circuito	SIM1 (%)	Límite (%)	Desviación	Causa
Bus15	**AA.CC. — aulas pisos 4–5**	**84.21%**	90%	−5.79%	Climatización 21.34 kVA — caída por sección conductor

Bus20	**Iluminación exterior**	**91.04%**	90%	+1.04%	Carga 22 kVA — margen mínimo sobre el límite
Bus18	**Subpanel b**	**91.04%**	90%	+1.04%	Cargas de climatización aguas abajo
Bus19	**Panel eléctrico principal**	**93.35%**	90%	+3.35%	Alta carga agregada (41.92 kVA)
Bus21	**Panel pisos 3–4**	**93.91%**	90%	+3.91%	Cargas de climatización en subramales
Bus9	**Alumbrado pisos 3–4 (FV)**	**93.94%**	90%	+3.94%	En SIM2 (isla FV) mejora a 98.55%

Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

Los resultados presentados en la Tabla 4.18 evidencian que la condición más crítica se presenta en la barra Bus15, correspondiente a los sistemas de climatización de las aulas de los pisos 4 y 5, donde el nivel de tensión alcanza un valor de 84.21%, situándose por debajo del límite mínimo permitido del 90%. Esta desviación es debida fundamentalmente a las elevadas necesidades de potencia y a las propiedades del conductor, y produce una caída de tensión muy importante.

En el resto de los nodos considerados, las tensiones se encuentran dentro de valores permisibles, aunque algunos de ellos tienen cierto margen referente al límite inferior es el caso de Bus18 y Bus20, lo cual está indicando que se encuentran próximos estados críticos bajo aumento de carga.

Los circuitos alimentados por el sistema fotovoltaico presentan mejoras en los niveles de tensión en escenarios con generación distribuida, lo que evidencia el impacto positivo de la integración del sistema fotovoltaico en la calidad del suministro eléctrico.

4.10 Evaluación del sistema de respaldo

Con el objetivo de sintetizar los principales resultados obtenidos en los escenarios de simulación (SIM1, SIM2 y SIM3), se presenta un resumen de los

indicadores más relevantes relacionados con niveles de tensión, flujo de potencia y cumplimiento de límites normativos. Este análisis permite evaluar el desempeño del sistema de respaldo fotovoltaico y su impacto en la operación del sistema eléctrico.

Tabla 4.19

Resumen de resultados de simulación

Parámetro	Valor	Observación
Tensión mínima sistema — SIM1	**84.21% (Bus15)**	AA.CC. aulas pisos 4–5. Viola límite 90% ARCONEL.
Tensión mínima subsistema FV — SIM1	**93.94% (Bus9)**	Alumbrado pisos 3–4. Dentro del límite normativo.
Tensión mínima subsistema FV — SIM2	**96.84% (Bus8)**	Modo isla: inversor regula tensión. Margen +6.84 p.p.
Tensión Bus15 — SIM1 vs SIM3	**84.21% vs 84.22%**	El FV no afecta circuitos fuera del subsistema.
Potencia inyectada T1 — SIM1	**237.6 kW + j132.5 kvar**	S = 271.5 kVA · FP = 0.875
Potencia inyectada Inv1 — SIM2	**20.6 kW + j9.31 kvar**	S = 22.6 kVA · FP = 0.911
Violaciones de tensión — SIM1	**1 bus (Bus15)**	84.21% < 90% ARCONEL.
Violaciones de tensión — SIM2	**0 buses**	Todos los buses del subsistema: 96.84%–100%.
Violaciones de tensión — SIM3	**1 bus (Bus15)**	Idéntico a SIM1.
Mejora media SIM2 vs SIM1	**+3.22 p.p. promedio**	Promedio en los 6 buses del subsistema FV.
Factor de potencia subsistema FV — SIM1	**0.901**	Calculado de flujos de potencia en 6 circuitos FV.

Nota. Elaboración propia a partir de ETAP.

Los resultados de la Tabla 4.19 muestran que, en el escenario base (SIM1), existe una violación de tensión en la barra Bus15, con un valor de 84.21%, por debajo del límite mínimo del 90% establecido por la normativa. Por el contrario, en el caso SIM2, el subsistema fotovoltaico se ejecuta sin violaciones de tensión en el rango entre 96.84% y 100%, demostrando la habilidad del inverter para controlar la tensión en modo isla.

En el escenario SIM3 se nota que la integración del sistema fotovoltaico en los circuitos no pertenecientes al subsistema FV no altera las condiciones de dichos

circuitos, la situación es la misma en Bus15. Sin embargo, la red de carga se ve aliviada y voltajes en los circuitos, en los que el sistema fotovoltaico se conecta de forma directa, mejorando los niveles de tensión.

CONCLUSIONES

El análisis de la demanda energética de la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil permitió caracterizar técnicamente el sistema eléctrico de la edificación mediante el levantamiento de los 19 ramales alimentados desde el tablero principal, considerando el tipo de carga, capacidad de protección, factores de demanda y factor de potencia de cada circuito. A partir de esta evaluación, se determinó una demanda aparente estimada de 288.6 kVA y una potencia activa de 254.2 kW, parámetros que representan el requerimiento energético global de la Facultad y constituyeron la base técnica para la selección de cargas críticas.

La identificación de las cargas críticas dio como resultado la selección seis circuitos prioritarios correspondientes a la sala de lectura, tomacorrientes generales del primer piso, alumbrado general del segundo piso, tomacorrientes del tercer piso y cafetería, alumbrado de los pisos 3 y 4, y tomacorrientes/equipos de los pisos 5 y 6. Esta cargas, destinadas principalmente a garantizar la continuidad operativa de los sistemas de iluminación y tomacorrientes esenciales de la Facultad, presentaron una demanda crítica de 20.969 kW (23.116 kVA), valor que constituyó el criterio técnico para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico. Con base en esta demanda crítica, se seleccionó un banco de baterías óptimo conformado por 20 módulos Pylontech US5000C, con una capacidad instalada de 96.0 kWh, proporcionando una autonomía de 4.01 horas, lo que satisface el requerimiento de diseño establecido para el sistema de respaldo.

El análisis estructural desarrollado mediante el software ETABS permitió verificar que la cubierta de la Facultad de Jurisprudencia posee la capacidad resistente necesaria para soportar la instalación del sistema fotovoltaico propuesto. La distribución de los 45 módulos fotovoltaicos Canadian Solar y de su correspondiente estructura de soporte requirió un área efectiva de 116.2 m², aprovechando adecuadamente el espacio disponible en la cubierta para la disposición del generador fotovoltaico. De tal forma también se determinó que la carga distribuida transmitida a la losa de hormigón armado es de 0.133 kN/m², valor considerablemente inferior al límite admisible de 1.0 kN/m² establecido por la normativa aplicable para este tipo de estructura. Estos resultados corroboran que la incorporación del sistema

fotovoltaico no genera solicitaciones que comprometan la capacidad resistente ni el comportamiento estructural de la cubierta, verificándose el cumplimiento de los criterios técnicos y normativos considerados en el diseño y respaldando la viabilidad estructural del sistema fotovoltaico híbrido propuesto.

Con base en las simulaciones de flujo de potencia realizadas en ETAP, particularmente en los escenarios SIM2 Y SIM3, se valida que el diseño del sistema fotovoltaico híbrido de respaldo mantiene la continuidad operativa de las cargas críticas de la Facultad de Jurisprudencia y conserva el perfil de tensiones en las barras dentro del rango operativo del 95% al 100% durante condiciones de falla de la red eléctrica comercial, en concordancia a lo planteado en la hipótesis de investigación

RECOMENDACIONES

Evaluar la futura implementación del sistema fotovoltaico híbrido de respaldo propuesto en la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, utilizando como base el dimensionamiento técnico desarrollado, el presupuesto referencial de $74 353, el análisis económico financiero, el listado de equipos y materiales establecidos en esta investigación para la solicitud de cotizaciones formales. Previo a su ejecución, solicitar cotizaciones actualizadas a proveedores nacionales para validar los costos de adquisición e instalación de los componentes seleccionados y ajustar el presupuesto de acuerdo con las condiciones del mercado. Este análisis contribuirá a la toma de decisiones institucionales orientadas a la incorporación de soluciones energéticas sostenibles en las edificaciones del campus.

Incorporar, como parte de la gestión institucional de la infraestructura eléctrica de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, el plan de mantenimiento preventivo desarrollado en esta investigación. Dicho plan contempla el monitoreo diario mediante la plataforma VRM Victron, el dispositivo Cerbo GX y el panel GX Touch 50, además de inspecciones visuales y limpieza mensual de los módulos fotovoltaicos, revisión de conexiones eléctricas, inspecciones termográficas semestrales y verificaciones anuales de la tensión de circuito abierto (Voc), la corriente de cortocircuito (Isc), el aislamiento del sistema de corriente continua, el estado de banco de baterías y el funcionamiento de las protecciones eléctricas.

La ejecución periódica de estas actividades permitirá detectar oportunamente procesos de degradación, reducir el riesgo de fallas y mantener el desempeño de sistema conforme a las condiciones del diseño.

Capacitar al personal responsable de la operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil en el uso de la plataforma VRM Victron, el dispositivo Cerbo GX y el panel GX Touch 50, con el fin de aprovechar las funcionalidades de monitoreo implementadas en el diseño propuesto. Esta capacitación permitirá interpretar las variables operativas del sistema, supervisar en tiempo real la producción fotovoltaica, el estado del banco de baterías, el consumo de cargas críticas y el funcionamiento de los inversores, facilitando la

detección temprana de anomalías y una gestión más eficiente del sistema durante toda su vida útil.

Ampliar este tipo de estudios a otras edificaciones del campus de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, utilizando la metodología de evaluación de cargas críticas, dimensionamiento del sistema fotovoltaico híbrido y análisis técnico desarrollada en esta investigación. La aplicación de este procedimiento permitirá fortalecer la gestión energética institucional mediante la incorporación progresiva de sistemas basados en fuentes de energía renovable, contribuyendo a mejorar la continuidad del suministro eléctrico, incrementar la resiliencia de la infraestructura universitaria y promover el cumplimento de los objetivos institucionales de sostenibilidad.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

IEA (Agencia Internacional de la Energía): Organismo internacional que analiza y difunde información técnica y estadística del sector energético a nivel global, sirviendo como referencia para estudios y planificación energética.

Autonomía del sistema: Tiempo durante el cual un sistema fotovoltaico puede suministrar energía a las cargas utilizando únicamente la energía almacenada en las baterías, sin depender de la red eléctrica.

Cargas críticas: Equipos o sistemas eléctricos necesitan estar operativos durante una interrupción de la fuente de alimentación para actividades esenciales.

Corriente alterna (CA): Es un tipo de flujo de electrones en el que la dirección se invierte periódicamente y es la que se utiliza en los sistemas de potencia y en la mayoría de los dispositivos.

Corriente continua (CC): Es una forma de corriente eléctrica que sólo fluye en una dirección, es producida directamente por los módulos fotovoltaicos.

Demanda energética: es el consumo total de energía eléctrica de una planta, generalmente medido en kWh durante un período de tiempo.

DoD (Depth of Discharge): Porcentaje de la capacidad máxima de una batería que se utiliza en un ciclo de descarga

Energía solar fotovoltaica: Energía derivada de la radiación solar, que se transforma directamente en electricidad mediante células fotovoltaicas.

Factor de potencia: consiste en la relación que hay entre la potencia activa y aparente dentro del sistema eléctrico en el que se evidencia la eficacia de la electricidad

Inversor fotovoltaico: es una herramienta electromecánica que transforma la corriente continua solar producto de los módulos solares en corriente eléctrica que puede ser usada en las cargas de red eléctrica

IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables): Organización multilateral que permite hacer uso de fuentes nuevas de energía renovable por medio de las diferentes condiciones técnicas y políticas para lograr una energía sostenible

Irradiancia solar: Cantidad de potencia de radiación solar que repercute en una superficie en un tiempo determinado, expresada en W/m^2.

MPPT (Maximum Power Point Tracking): Tecnología que permite que el sistema fotovoltaico funcione en su punto de máxima potencia y maximice la producción de energía.

Perfil de carga: Variación de la demanda de energía eléctrica de una instalación, que se produce en el tiempo y que, generalmente, se mide durante un día (24 horas).

Sistema fotovoltaico híbrido: Sistema que integra generación solar, almacenamiento en baterías y conexión a la red eléctrica, para funcionar en modo conexión a red o en modo isla.

Resiliencia energética: Habilidad de un sistema eléctrico para continuar su operación frente a perturbaciones en el suministro, incluyendo ataques y desastres, naturales o provocados por el hombre

REFERENCIAS

Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR). (2023). *Regulación Nro. ARCERNNR-008/23: Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica.* Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/05/Regulacion-Nro.-ARCERNNR-008-23-signed1.pdf

Ahmed, M., Aly, M., y Abdelaziz, A. (2022). Evaluation of the main control strategies for grid-connected photovoltaic systems. *Sustainability, 14*(18), 1142. https://www.mdpi.com/2071-1050/14/18/11142

Airis Energy. (2024). *¿Cómo funciona la normativa legal para el uso de paneles solares en Ecuador?* https://airis.ec/faq/como-funciona-la-normativa-legal-para-el-uso-de-paneles-solares-en-ecuador/

Almanza-Quispe, W. S.; Zapata-Bobadilla, F. I.; Aguilar-Cuchillo, J. A.; Aycachi Huaricallo, L. W. (16 de Julio de 2025). Evaluación de un sistema solar fotovoltaico (SFV) para suministrar energía eléctrica en los exteriores de la biblioteca central de la Universidad Privada de Tacna. *35*(1), 3–12. Dialnet: https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/10304450.pdf

Amazon. (2025). https://www.amazon.com/Controlador-amperios-regulador-temperatura-plomo-%C3%A1cido/dp/B0FRZW936S/ref=sr_1_1_sspa?__mk_es_US=%C3%85M%C3%85%C5%BD%C3%95%C3%91&crid=141L43QZXK6VV&dib=eyJ2IjoiM

SJ9.VcRuRC3hChld3SgWTNmxR_Cf_DR3UTnyfibSRkTAUJl_oFU06ZZO-62F7uD_2iY

Amazon. (2025). https://www.amazon.com/-/es/Controlador-Cotroller-ViewStar-VS2024BN-Regulador/dp/B074FWTMGL?th=1

Ángulo, R., y González, W. (2023). Dimensionamiento de generación eléctrica fotovoltaica para abastecer un sistema de iluminación. *Ingeniería y sus Alcances. Revista de Investigación, 7*(17), 265-273. https://revistaingenieria.org/index.php/revistaingenieria/article/download/126/323/1029

Arequipa Quishpe, E., Ayabaca Landi, D., Espinoza González, J., y Naranjo Cruz, J. (2024). Almacenamiento de energía en sistemas renovables : Baterías versus alternativas emergentes. *Revista Social Fronteriza, 4*(5). https://doi.org/10.59814/resofro.2024.4(5)e467

Arriaga Álava, J. (2025). *Análisis y diseño de sistemas de protección para energías renovables.* (U. P. Salesiana, Ed.) Guayaquil. https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/29865/1/UPS-GT006080.pdf

Asrari, A., y Ayala, S. (2025). Experimental Validation of Programmable Charge Controller for Mitigating Solar Power Fluctuations in a Lab-Scale Renewable Microgrid with Hybrid Battery–Supercapacitor Storage. *Sustainability, 17*(5), 2148. https://doi.org/10.3390/su17052148

Ávila Paredes, M., Flores Lazo, E., Cobos Torres, J., y Alvarez Vera, M. (2023). Sistemas fotovoltaicos en sectores del Ecuador con difícil acceso y/o desprovistos de servicio eléctrico: un estudio desde las experiencias

latinoamericanas. *Revista Fuentes: El Reventón Energético, 21*(2), 29–44. https://doi.org/10.18273/revfue.v21n2-2023003

Barragán Escandón, A., Jara Nieves, D., Romero Fajardo, I., Zalamea León, E., y Serrano Guerrero , X. (2022). Barriers to renewable energy expansion: Ecuador as a case study. *Energy Strategy Reviews, 43*, 100903. https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100903

Bautista, S. (2024). Generación renovable eólica y fotovoltaica en Ecuador: una revisión sistemática de literatura. *CienciAmérica, 13*(2). https://cienciamerica.edu.ec/index.php/uti/article/download/472/998/6898

Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M., y Timbus, A. (2022). Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics, 53*(5). https://doi.org/10.1109/TIE.2006.881997

Bodur, H., y Ermis, M. (2023). Control and monitoring strategies for photovoltaic energy systems. *Solar Energy, 245*, 158–170. https://www.sciencedirect.com/journal/solar-energy

Bolaños Jiménez, C. A., y Gómez Ramírez, G. (2023). Metodología para la implementación de sistemas fotovoltaicos en pequeñas industrias. *Revista Iberoamericana de Energía Renovable, 36*(1), 18-32. https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/8773457.pdf

Chinchilla Sánchez, M., Martínez Crespo, J., y Ruiz-Rivas Hernando, U. (2024). Diseño de sistemas fotovoltaicos aislados con inclinación óptima fija de los paneles para el mes crítico. *Revista Politécnica, 54*(3), 7-16. https://e-

archivo.uc3m.es/bitstreams/41d81add-93b8-4690-b54b-3c5251fdbee7/download

CorralRosales. (2023). https://corralrosales.com/regulacion-para-instalar-y-operar-sistemas-de-generacion-distribuida-para-autoabastecimiento/

Coule Energy. (2025). *Coule Energy*. https://couleenergy.com/es/explicacion-de-las-normas-de-certificacion-de-paneles-solares-iec-61215-y-61730/

Criollo Enríquez, R. F., Guaillas Domínguez, D. P., y Ochoa Correa, D. (2024). Evolución tecnológica de la generación solar fotovoltaica: una revisión de la literatura en la última década. *Revista Tecnológica - ESPOL, 36*(2), 13–31. https://doi.org/10.37815/rte.v36n2.1158

Cuenca, A., Oña, C., Suquillo, I., y Miniguano, H. (2023). Metodología de diseño de sistemas aislados de energía solar fotovoltaica para áreas rurales en Ecuador. *Revista Técnica Energía, 20*(1), 43–51. https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.537

Dada, J. O., Popoola, O. T., y Olawale, O. O. (2023). Recent advances in photovoltaic technologies and systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 181*, 113227. https://www.sciencedirect.com/journal/renewable-and-sustainable-energy-reviews

Elalfy, D., Gouda, E., Kotb, M., Bureš, V., y Sedhom, B. (2024). Comprehensive review of energy storage systems technologies, objectives, challenges, and future trends. *Energy Strategy Reviews, 54*, 101482. https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101482

ERCO. (30 de Diciembre de 2024). *Componentes de un sistema solar fotovoltaico*. https://erco.energy/pa/blog/componentes-sistema-solar-fotovoltaico

Fraunhofer ISE. (2024). *Photovoltaics Report.* Institute for Solar Energy Systems. https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html

Freepik. (2023). https://www.freepik.com/search?format=search&img=1&last_filter=img&last_value=1&query=Ssistema+fotovoltaico+con+almacenamiento+en+bater%C3%ADDas.&type=vector&item_id=39653161

García-Villalba, M., Zamora, I., y San Martín, J. (2022). Evaluación del rendimiento de instalaciones fotovoltaicas mediante indicadores energéticos. *DYNA Energía y Sostenibilidad, 11*(1). https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8355027

Green, M. A., Dunlop, E. D., Hohl-Ebinger, J., Yoshita, M., y Hao, X. (2022). Solar cell efficiency tables (version 60). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 30*(7), 687–701. https://doi.org/10.1002/pip.3595

Green, M. A., Dunlop, E. D., Hohl-Ebinger, J., Yoshita, M., y Hao, X. (2023). Solar cell efficiency tables (version 63). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 31*(1), 3-16. https://doi.org/10.1002/pip.3750

IEA. (2022). *Solar PV.* https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv

Inca Yajamín, G., Cabrera Carrión, D., Villalta Gualán, D., Bautista Zurita, R., y Cabrera Carrión, H. (20 de Junio de 2023). Evaluación de la actualidad de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador: avances, desafíos y perspectivas. *Ciencia*

Latina Revista Científica Multidisciplinar. https://ciencialatina.org/index.php/cienciala/article/view/6835/10389

International Electrotechnical Commission. (2022). *IEC 62548: Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements.* Ginebra. https://www.iec.ch

International Energy Agency. (2022). *World Energy Outlook 2022.* https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022

International Renewable Energy Agency. (2023). *Renewable Capacity Statistics 2023.* https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/Renewable-capacity-statistics-2023

Joddumahanthi, V., Knypiński, Ł., Gopal, Y., y Kasprzak, K. (2025). Review of power electronics technologies in the integration of renewable energy systems. *Applied Sciences, 15*(8), 4523. https://doi.org/10.3390/app15084523

Lara Izaguirre, B., Torres Montalvo, E., y Alvarado Guzmán, G. (2021). Corrección del factor de potencia como estrategia para mejorar la eficiencia energética en instalaciones eléctricas. *7*(2), 1-9. https://www.eumed.net/es/revistas/tectzapic/vol-7-no-2-diciembre-2021/eficiencia-energetica

Magsumbol, J., Bandala, A., Culaba, A., Sybingco, E., Vicerra, R., Naguib, R., y Dadios, E. (2025). Intelligent Battery Management in a Hybrid Photovoltaic Using Fuzzy Logic System. *Technologies, 13*(6). https://doi.org/10.3390/technologies13060214

Matos Salazar, J. A., Cavalcanti Cárdenas, K. G., y Calle Maraví, J. L. (2024). Evaluación del rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red:

Caso de estudio campus de la Universidad Nacional Agraria La Molina. *Revista TecnoHumanismo, 4*(2), 201–213. https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/9859116.pdf

Mina Castillo, J. C., y Villamar Olvera, J. E. (2024). *Análisis y comparación de la irradiación solar de diferentes regiones para aplicaciones fotovoltaicas.* Universidad Politécnica Salesiana. https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/27517

National Renewable Energy Laboratory. (2023). *Best Research-Cell Efficiencies.* https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html

Pardo Farías, E. A., Corrales Bonilla, J. I., y Pazuña Naranjo, W. P. (2024). Análisis de tecnologías de almacenamiento de energía para mejorar la gestión de energía renovable. *Polo del Conocimiento, 9*(7), 1425–1439. https://polodelconocimiento.com/ojs/index.php/es/article/download/7574/pdf

Quan, Z., Lu, H., Zhao, W., Zheng, C., Zhu, Z., Qin, J., y Yue, M. (2023). A review of dust deposition mechanism and self-cleaning methods for solar photovoltaic modules. *Coatings, 13*(1), 49. https://doi.org/10.3390/coatings13010049

Rabbani, M. (2021). Solar Power Systems and DC to AC Inverters. *Acta Technica Corviniensis – Bulletin of Engineering, 14*(3). https://acta.fih.upt.ro/pdf/2021-3/ACTA-2021-3-10.pdf

Rao, N., y Bala Krishna, K. (2025). Development of a solar-integrated energy management system for grid-to-vehicle and vehicle-to-grid power exchange. *Scientific Reports, 15*, 44744. https://doi.org/10.1038/s41598-025-28410-x

REN21. (2023). *Renewables 2023 Global Status Report.* REN21 Secretariat. https://www.ren21.net/gsr-2023/

Rodríguez Antúnez, E., Concepción Díaz, O., Filgueiras Sainz de Rozas, M. L., y Santos Fuentefrías, A. (2024). Análisis del costo/beneficio para prosumidores de energía solar. *Ingeniería Energética, 45*(1), e2402. https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/9456611.pdf

Saltos Suarez, C., y Mieles Giler, J. (2024). Análisis del potencial de irradiancia solar en el cantón Portoviejo para aplicaciones fotovoltaicas. *Pentaciencias, 6*(5), 194-202. https://www.editorialalema.org/index.php/pentaciencias/article/download/1203/1647

Sánchez Ballesteros, P. (2024). *Estudio de instalación fotovoltaica de autoconsumo para edificio de viviendas.* Universidad Miguel Hernández. https://dspace.umh.es/bitstream/11000/36287/1/TFM-S%C3%A1nchez%20Ballesteros%2C%20Pl%C3%A1cido_compressed.pdf

Sánchez Enríquez, J. A., y Chango Chica, L. A. (2023). *Transición de un generador a diésel hacia un sistema fotovoltaico en una zona rural, aislada de la red, en el Golfo de Guayaquil.* Universidad Politécnica Salesiana. https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/24671/1/UPS-GT004265.pdf

Sánchez Martín, J. (2021). *Gestión de baterías para sistemas fotovoltaicos con baterías de $LiFePO_4$.* Universitat Oberta de Catalunya. https://hdl.handle.net/10609/126407

Solomnia. (2023). *Solomnia*. ¿Qué es la norma IEC 62548 ?: https://solomnia.com/que-es-la-iec-62548/

Trojan Battery Company. (2026). *T-890 8V Flooded Lead Acid Battery.* https://www.trojanbattery.com/products/t-890-8v-flooded-battery

Ukoima, K. (2025). Design and performance analysis of a solar photovoltaic system for a rural community in rivers state, Nigeria. *Scientific Reports, 15*(33783). https://doi.org/ 10.1038/s41598-025-00664-5

WHC SOLAR. (2025). *WHC SOLAR Range of Featured Solar Products.* https://www.whcsolar.com/

World Bank; ESMAP; Solargis. (2021). *Global Solar Atlas 2.0*. Retrieved 2026, from https://globalsolaratlas.info/map?c=7.362467,-38.144531,2

Yang, Y., Bremner, S., Menictas, C., y Kay, M. (2022). Modelling and optimal energy management for battery energy storage systems in renewable energy systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 167*, 112671. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112671

Yaulilahua-Huacho, R., Sumarriva-Bustinza, L., Ramírez-Rosales, F., Mariño-Arroyo, J., y Quispealaya-Armas, L. (2025). Sistemas de energía fotovoltaica: Una revisión sistemática. *ALFA: Revista de Investigación en Ciencias Agronómicas y Veterinarias, 9*(27), 31-50. https://doi.org/10.33996/revistaalfa.v9i27.393

ANEXOS TÉCNICOS

Anexo A: Análisis económico del sistema 107
Anexo B: Presupuesto de equipos y materiales 109
Anexo C: Degradación de paneles 112
Anexo D: Cálculo estructural 113
Anexo E: Plan de mantenimiento 114
Anexo F: Análisis ambiental 116
Anexo G: Ciclo de vida de baterías 118
Anexo H: Cronograma del proyecto 119
Anexo I: Fichas técnicas de equipos 121

ANEXO A: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA -ROI, VAR, TIR, PAYBACK

El análisis económico evalúa la viabilidad financiera del sistema a 25 años de vida útil. En Ecuador, la tarifa eléctrica comercial es una de las más bajas de la región (~$0.089/kWh) debido a subsidios del Estado. Esto hace que el retorno financiero sea limitado; sin embargo, el valor del sistema radica principalmente en la seguridad energética (4h de autonomía ante cortes), la reducción de impacto ambiental y el cumplimiento de metas de sostenibilidad institucional de la UCSG.

A.1 Supuestos y parámetros económicos

Parámetro	Valor	Fuente / Justificación
Inversión inicial (CAPEX total con IVA 15%)	**$ 79,700**	Presupuesto Sección 9 — equipos + instalación + ingeniería + IVA 15% Ecuador
Tarifa eléctrica año 1 (MV comercial UCSG)	**$ 0.1164 / kWh**	Tarifa media tensión CNEL EP 2026 (subió de $0.0927 a $0.1164/kWh en 2025) — tarifa baja tensión comercial
Crecimiento anual tarifa eléctrica	**6 % / año**	Déficit tarifario 2026: $598 millones — tendencia de normalización tarifaria ARCERNNR
Costo anual de mantenimiento (OPEX)	**$ 800 / año**	Estimado en función del plan de mantenimiento desarrollado en la Sección D
Crecimiento anual costo mantenimiento	**2 % / año**	Ajuste por inflación IPC Ecuador
Tasa de descuento (WACC referencial)	**8 % anual**	Referencia sector energías renovables Ecuador (ARCERNNR)
Degradación panel FV	**0.5 % / año**	Garantía fabricante Canadian Solar CS6W-550MS
Días operativos universidad / año	**220 días**	Calendario académico UCSG 2026
Energía aprovechada año 1 (batería + solar)	**21,373 kWh**	Descarga batería (18,453) + offset solar diurno (2,920)
Vida útil sistema (evaluación)	**25 años**	Garantía paneles 30 años · Baterías 22 años (proyección)
Valor residual al año 25	**$ 0**	Análisis conservador (sin valorar equipo reusable)

A.2 Tabla de flujos de caja anuales a 25 años

Año	Factor deg.	P_arr (kWp)	E_gen (kWh/año)	Tarifa ($/kWh)	Ahorro (USD)	Mant. (USD)	Flujo neto (USD)	Acum. (USD)
1	1.0000	24.75	35,460	—	**$1902**	$800	$1102	$1102
2	0.9950	24.63	35,281	—	**$1960**	$816	$1144	$2246
3	0.9900	24.50	35,106	—	**$2019**	$832	$1187	$3433
4	0.9851	24.38	34,931	—	**$2080**	$849	$1231	$4664
5	0.9801	24.26	34,755	—	**$2143**	$866	$1277	$5941
6	0.9752	24.14	34,584	—	**$2208**	$883	$1324	$7265
7	0.9704	24.02	34,409	—	**$2274**	$901	$1373	$8638

8	0.9655	23.90	34,237	—	**$2342**	$919	$1423	$10062
9	0.9607	23.78	34,065	—	**$2412**	$937	$1475	$11537
10	0.9559	23.66	33,894	—	**$2485**	$956	$1529	$13065
11	0.9511	23.54	33,726	—	**$2559**	$975	$1584	$14649
12	0.9464	23.42	33,558	—	**$2636**	$995	$1641	$16290
13	0.9416	23.30	33,390	—	**$2714**	$1015	$1700	$17990
14	0.9369	23.19	33,222	—	**$2795**	$1035	$1760	$19750
15	0.9322	23.07	33,058	—	**$2878**	$1056	$1823	$21573
16	0.9276	22.96	32,890	—	**$2963**	$1077	$1886	$23459
17	0.9229	22.84	32,726	—	**$3051**	$1098	$1953	$25412
18	0.9183	22.73	32,562	—	**$3141**	$1120	$2021	$27433
19	0.9137	22.61	32,401	—	**$3234**	$1143	$2092	$29525
20	0.9092	22.50	32,237	—	**$3329**	$1165	$2164	$31688
21	0.9046	22.39	32,076	—	**$3427**	$1189	$2238	$33926
22	0.9001	22.28	31,916	—	**$3527**	$1213	$2315	$36241
23	0.8956	22.17	31,759	—	**$3631**	$1237	$2394	$38636
24	0.8911	22.05	31,598	—	**$3737**	$1262	$2475	$41111
25	0.8867	21.95	31,441	—	**$3846**	$1287	$2559	$43670
TOTAL					**$69295**	**$25624**	**$43670**	**$43670**

A.3 Indicadores de rentabilidad del proyecto

Indicador	Valor calculado	Interpretación
Inversión inicial (CAPEX)	**$ 74,353**	Costo total incluyendo equipos, instalación e ingeniería
Ingresos totales a 25 años	**$ 69295**	Ahorros acumulados en factura eléctrica evitada
Costos O&M totales a 25 años	**$ 25624**	Mantenimiento preventivo acumulado a 25 años
Flujo neto acumulado (25 años)	**$ 43670**	Ingresos menos OPEX acumulados — sin recuperar CAPEX
Payback simple (recuperación CAPEX)	**No se recupera en 25 años**	Ecuador tarifa subsidiada $0.089/kWh hace inviable payback en vida útil
VAN (tasa 8%, 25 años)	**$ -63427**	VAN negativo indica que a la tarifa actual el retorno no supera el costo de capital
TIR del proyecto	**~ 0 %**	Refleja la baja tarifa eléctrica ecuatoriana vs inversión requerida
ROI simple (25 años)	**-45.2%**	Retorno sobre la inversión en el horizonte de evaluación
Tarifa de equilibrio (VAN=0, 8%, 25a)	**$ 0.25 / kWh**	Tarifa mínima para VAN = 0 con tasa 8% a 25 años

ANEXO B: PRESUPUESTO DE EQUIPOS Y MATERIALES

B.1 Detalle técnico de equipos y materiales

Ítem	Equipo / Material	Modelo / Fabricante	Cant.	P.U. USD	Especificaciones técnicas
A. PANELES FOTOVOLTAICOS (45 unidades)					
1	**Panel FV 550Wp**	Canadian Solar CS6W-550MS HiKu6	**45**	$200	550W·Vmp=41.9V·Imp=13.13A·Voc=51V·Isc=13.59A·η=21.3%·PERC Mono·30años
2	**Estructura soporte panel techo plano**	AL6005-T5 + acero galv. inclin.10–15°	**45**	$50	Carga viento 2400Pa · tornillería A4 316L
3	**Conector MC4**	Stäubli MC4 PV-KBT4/6I-UR IP68	**180**	$3	IP68·1000V/30A·par torque 4Nm
B. BANCO DE BATERÍAS (20 unidades — 96 kWh)					
4	**Batería LiFePO4 48V**	Pylontech US5000C	**20**	$1,100	48V·4.8kWh·100Ah·DoD95%·8000ciclos·BMS·CAN/RS485·Rack 3U·54kg
5	**Hub comunicación**	Pylontech LV-HUB	**2**	$120	Hasta 8 módulos US5000 por hub
6	**Gabinete rack 9U (2 mód.)**	Pylontech Cabinet 9U	**10**	$200	600×600×900mm·19"·2×US5000
C. INVERSORES Y MONITOREO (3 unidades)					
7	**Inversor/cargador 10kVA**	Victron MultiPlus-II 48/10000/140-100 230V	**3**	$1,923	48V·8kW cont.·η>96%·230V sen.·9kW surge·<20ms·1P/3F
8	**Monitor central GX**	Victron Cerbo GX	**1**	$195	WiFi/BT/LAN·CAN Pylontech·VRM portal gratuito
9	**Pantalla táctil**	Victron GX Touch 50	**1**	$110	5"táctil·monitoreo local
D. CONTROLADORES MPPT (5 unidades)					
10	**MPPT 250/100**	Victron SmartSolar MPPT 250/100-Tr VE.Can	**5**	$605	48V·100A·Voc_max=250V·5kW·BT·η≥98%·Daisy-chain VE.Can·5años
E. CABLEADO					
11	**Cable PV1-F 4mm² negro**	Prysmian PV1-F 4mm² negro	**225m**	$1.80/m	1500VDC·Cu estañado·XLPE·UV·EN 50618
12	**Cable PV1-F 4mm² rojo**	Prysmian PV1-F 4mm² rojo	**225m**	$1.80/m	Ídem — conductor positivo
13	**Cable DC bat. 120mm² negro**	Lapp Ölflex 110H 120mm²	**50m**	$28/m	0.6/1kV·flexible·273A
14	**Cable DC bat. 120mm² rojo**	Lapp Ölflex 110H 120mm²	**50m**	$28/m	Ídem — positivo
15	**Cable AC salida 16mm²**	Nexans H07V-U 16mm² Cu rígido	**90m**	$3.50/m	450/750V·66A·PVC

16	**Cable tierra 16mm² verde-am.**	Condumex THHW #6 AWG	**40m**	$2.00/m	Tierra protectora FV y equipos
F. PROTECCIONES					
17	**Fusible string 15A DC**	Littelfuse KLDR 15A/1000V	**15**	$8	15A·gPV·IEC 60269-6·por string
18	**Portafusible string DC**	Mersen NH 1000V DC	**15**	$15	IP20·1000V
19	**Caja combinadora 10 entradas**	Soltaro SC-10IN-1OUT-1500V	**5**	$220	10 strings·1500VDC·IP65·fusibles integrados
20	**Interruptor DC PV 32A**	Schneider Electric PV switch 32A 1kV	**10**	$85	Desconexión mantenimiento·IEC 60947-3
21	**Fusible ANL 400A**	Blue Sea 5113 ANL 400A/58V	**3**	$45	Por inversor·cable 120mm²
22	**Portafusible ANL**	Blue Sea ANL holder 400A	**3**	$28	M8·para ANL 400A
23	**Busbar DC Lynx Power In**	Victron Lynx Power In	**1**	$95	1000A·48V·distribución DC
24	**MCCB AC 3P 63A**	Schneider Compact NSX63F	**3**	$145	63A·36kA·salida AC por inversor
25	**Diferencial 4P 63A 30mA**	Schneider Acti9 iID 4P 63A 30mA	**1**	$110	Tipo AC·protección personas
26	**SPD campo FV Tipo 2**	Citel DS50VGP-1000DC	**5**	$75	1000VDC·Imax=40kA
27	**SPD AC salida Tipo 2**	Citel DS240VGA 240VAC	**1**	$65	Imax=40kA
G. INSTALACIÓN Y VARIOS					
28	**Canaleta metálica DC 60×40**	Legrand DLP 60×40 perforada	**60m**	$12/m	Acero galv.·cables DC
29	**Tubería EMT 1"**	Allied Tube EMT 25mm	**40m**	$3/m	Cables AC salida·UL 797
30	**Gabinete eléctrico IP65**	Rittal AX 600×800×300	**1**	$350	MPPT+protect. DC·RAL7035

B.2 presupuesto estimado del sistema (recalculado)

Categoría	Cant.	P.U.	Subtotal (USD)
45 × Panel Canadian Solar CS6W-550MS	45	$200	**$9,000**
20 × Batería Pylontech US5000C	20	$1,100	**$22,000**
3 × Victron MultiPlus-II 48/10000	3	$1,923	**$5,769**
5 × Victron SmartSolar MPPT 250/100	5	$605	**$3,025**
Victron Cerbo GX + GX Touch 50	—	—	**$305**
Estructuras soporte aluminio (45 un.)	45	$50	**$2,250**
2 × Pylontech LV-HUB + 10 × Racks 9U	—	—	**$2,240**
Cable PV1-F 4mm² (450m rojo + 450m negro)	900m	$1.80	**$1,620**
Cable DC bat. 120mm² (100m negro + 100m rojo)	200m	$28	**$5,600**
Cable AC salida 16mm² (90m)	90m	$3.50	**$315**
Connectors MC4 Stäubli (180 un.)	180	$3	**$540**
5 × Cajas combinadoras 10 entradas	5	$220	**$1,100**
Fusibles string 15A + portafusibles (15+15)	—	—	**$345**
Fusibles ANL 400A + portaf. (3+3)	—	—	**$219**
Interruptores DC PV 32A (10 un.)	10	$85	**$850**
Victron Lynx Power In ×1	1	$95	**$95**
MCCB NSX63F 3P 63A (3 un.)	3	$145	**$435**
RCD Acti9 4P (1 un.) + SPDs DC+AC (7 un.)	—	—	**$740**
Gabinete IP65 (1 un.) + canaleta (60m) + EMT (40m)	—	—	**$1,440**
Varios (tornillería, terminales, etiquetas)	—	—	**$1,200**
SUBTOTAL EQUIPOS + MATERIALES	—	—	**$54,144**
Instalación y mano de obra (20%)	20%	—	**$10,829**
Ingeniería, diseño, supervisión (5%)	5%	—	**$2,707**
Trámites, permisos, puesta en marcha (3%)	3%	—	**$1,624**
TOTAL ESTIMADO DEL PROYECTO			**$74,353**

ANEXO C: DEGRADACIÓN DE PANELES — Proyección a 25 Años

Los paneles Canadian Solar CS6W-550MS tienen una garantía de potencia de 25 años con degradación máxima del 0.5% anual después del primer año. La tabla siguiente proyecta la potencia del arreglo, la energía generada y el impacto económico a lo largo de la vida útil del sistema.

C.1 Curva de degradación y potencia efectiva año a año

Año	Factor	P_arr (kWp)	P_unit (W/panel)	E_día (kWh/día)	E_año (MWh)	Pérdida vs año 1 (%)	Garantía fabricante
1	1.0000	**24.750**	550.0W	97.15	35.46	0.00%	97.5% Pmax
2	0.9950	**24.626**	547.3W	96.66	35.28	0.50%	97.0% Pmax
3	0.9900	**24.503**	544.5W	96.18	35.11	1.00%	96.6% Pmax
4	0.9851	**24.381**	541.8W	95.70	34.93	1.49%	96.2% Pmax
5	0.9801	**24.259**	539.1W	95.22	34.76	1.99%	95.7% Pmax
6	0.9752	**24.137**	536.4W	94.75	34.58	2.48%	95.3% Pmax
7	0.9704	**24.017**	533.7W	94.27	34.41	2.96%	94.8% Pmax
8	0.9655	**23.897**	531.0W	93.80	34.24	3.45%	94.3% Pmax
9	0.9607	**23.777**	528.4W	93.33	34.06	3.93%	93.9% Pmax
10	0.9559	**23.658**	525.7W	92.86	33.89	4.41%	93.5% Pmax
11	0.9511	**23.540**	523.1W	92.40	33.73	4.89%	93.0% Pmax
12	0.9464	**23.422**	520.5W	91.94	33.56	5.36%	92.7% Pmax
13	0.9416	**23.305**	517.9W	91.48	33.39	5.84%	92.3% Pmax
14	0.9369	**23.189**	515.3W	91.02	33.22	6.31%	91.9% Pmax
15	0.9322	**23.073**	512.7W	90.57	33.06	6.78%	91.5% Pmax
16	0.9276	**22.957**	510.2W	90.11	32.89	7.24%	91.0% Pmax
17	0.9229	**22.843**	507.6W	89.66	32.73	7.71%	90.7% Pmax
18	0.9183	**22.728**	505.1W	89.21	32.56	8.17%	90.3% Pmax
19	0.9137	**22.615**	502.5W	88.77	32.40	8.63%	89.9% Pmax
20	0.9092	**22.502**	500.1W	88.32	32.24	9.08%	89.5% Pmax
21	0.9046	**22.389**	497.5W	87.88	32.08	9.54%	89.0% Pmax
22	0.9001	**22.277**	495.1W	87.44	31.92	9.99%	88.7% Pmax
23	0.8956	**22.166**	492.6W	87.01	31.76	**10.44%**	88.3% Pmax
24	0.8911	**22.055**	490.1W	86.57	31.60	**10.89%**	87.9% Pmax
25	0.8867	**21.945**	487.7W	86.14	31.44	**11.33%**	87.5% Pmax
TOTAL				**—**	**835.3 MWh**	**12.3% promedio**	**25 años garantizados**

Potencia año 1	Potencia año 25	Pérdida total	Energía total 25 años
24.75 kWp	**21.95** kWp	**11.4** %	**835** MWh

ANEXO D: CÁLCULO ESTRUCTURAL — CARGA EN TECHO

Se verifica que la carga adicional impuesta por los 45 paneles fotovoltaicos y sus estructuras de soporte sobre el techo de la Facultad de Jurisprudencia (edificio de 6 pisos) no excede los límites normativos. Se aplica la norma NEC-SE-CG (Cargas No Sísmicas) del Ecuador y consideraciones del ACI 318.

D.1 Cálculo de cargas — Peso propio y carga distribuida

Componente	Cantidad × Peso unitario	Peso total (kg)	Observación
Panel FV (Canadian Solar CS6W-550MS)	45 × 27 kg	**1,215**	Dato de placa — peso panel con marco
Estructura soporte aluminio (por panel)	45 × 8 kg	**360**	Rieles AL6005-T5 + tornillería A4 inox.
Cables DC y conductores FV	Estimado lineal	**25**	PV1-F 4mm² × 450m × 0.05 kg/m aprox.
Cajas combinadoras (5 unidades)	5 × 3 kg	**15**	Soltaro SC-10IN-1OUT · IP65
TOTAL peso sobre techo	—	**1,615**	Carga nueva sobre losa de techo
Área ocupada total por paneles	45 × (2.278 × 1.134) m²	**116.2 m²**	Distribución en techo edificio 6 pisos

D.2 Verificación normativa NEC-SE-CG Ecuador

Parámetro estructural	Fórmula / Cálculo	Valor calc.	Límite norma	Estado
Peso total sistema FV + estructura	1,215 + 360 + 25 + 15 = 1,615 kg	**1,615 kg**	—	**—**
Área de distribución efectiva	45 paneles × 2.583 m²/panel	**116.2 m²**	—	**—**
Carga distribuida (kN/m²)	W = 1,615 kg × 9.81 m/s² / 116.2 m² / 1000	**0.133 kN/m²**	≤ 1.0 kN/m²	**CUMPLE**
Capacidad sobrecarga losa hormigón armado	Techo de edificio universitario moderno	**2.0–4.0 kN/m²**	—	**Capacidad estructural ampliamente suficiente**
Carga de viento en panel (NEC-SE-CG)	Zona viento Guayaquil · v_b=25 m/s · C_p=1.0	**0.39 kN/m²**	Diseño estructura	**Verificar con fabricante estructura**
Factor de seguridad estructura aluminio	Material AL6005-T5 · FoS mínimo	**≥ 2.0**	≥ 1.5	**CUMPLE**
Resistencia corrosión (ambiente costero)	Guayaquil: ambiente salino C3/C4	**Al anodizado + inox A4**	Requerido	**Materiales compatibles**
Anclaje a losa de techo	Pernos de expansión M12 acero inoxidable	**≥ 4 por módulo estructura**	—	**Según diseño fabricante estructura**

ANEXO E: PLAN DE MANTENIMIENTO

Se describe el plan de mantenimiento del sistema fotovoltaico propuesto, incluyendo las actividades necesarias para garantizar su correcto funcionamiento, la frecuencia de ejecución, los responsables y los costos estimados asociados.

E.1 Plan de mantenimiento preventivo y correctivo

Frecuencia	Actividad	Descripción	Costo est.	Responsable
DIARIO (monitoreo remoto)	**Revisión portal VRM Victron**	Verificar producción, estado baterías, alarmas activas	Sin costo directo	Personal TI UCSG
DIARIO	**Revisión dashboard GX Touch 50**	SOC batería, potencia FV, carga AC en tiempo real	Sin costo directo	Personal TI UCSG
MENSUAL	**Inspección visual paneles**	Verificar suciedad, objetos sobre paneles, daño físico visible	$ 50 / mes	Técnico de mantenimiento
MENSUAL	**Limpieza paneles FV**	Agua + detergente neutro, aspirado de polvo. Guayaquil: alta polución costera	$ 80 / mes	Técnico especializado FV
MENSUAL	**Verificar conexiones MC4**	Revisar conectores expuestos, corrosión en cajas combinadoras	$ 30 / mes	Técnico electricista
SEMESTRAL	**Inspección termográfica**	Cámara termográfica en paneles, cables y conexiones DC	$ 200 / semestre	Empresa especializada
SEMESTRAL	**Revisión banco baterías**	SOH batería via VRM, balanceo módulos, limpieza terminales	$ 150 / semestre	Técnico Pylontech certificado
SEMESTRAL	**Verificar torque de anclajes**	Tornillería estructura: par de apriete según fabricante (8-12 Nm)	$ 80 / semestre	Técnico mantenimiento UCSG
SEMESTRAL	**Actualización firmware**	MPPTs Victron, Cerbo GX, BMS Pylontech — vía VictronConnect	Sin costo	Técnico TI UCSG
ANUAL	**Revisión eléctrica completa**	Medición Voc/Isc strings, aislamiento DC, continuidad PE	$ 400 / año	Ing. Electricidad certificado
ANUAL	**Revisión inversor/cargador**	Filtros ventilación, actualización configuración, prueba transferencia	$ 200 / año	Técnico Victron autorizado
ANUAL	**Inspección protecciones**	Verificar SPDs, fusibles, MCCB — prueba de disparo diferencial	$ 150 / año	Ing. Electricidad certificado
ANUAL	**Informe de rendimiento**	Comparar producción real vs estimada, ajustar previsiones	$ 300 / año	Ing. Proyecto

CADA 5 AÑOS	**Reemplazo SPDs**	SPD Tipo 2 tienen vida útil limitada por descargas atmosféricas	$ 600 / 5años	Ing. Electricidad
CADA 5 AÑOS	**Inspección estructural**	Revisión anclajes, corrosión, posible retorque general	$ 500 / 5años	Ing. Civil + técnico
AÑO 22–25	**Evaluación reemplazo baterías**	SOH < 80% evaluar reemplazo módulos Pylontech US5000C	$ 22,000–44,000	Gestión UCSG

E.2 Presupuesto de mantenimiento anual estimado

Actividad	Costo anual ($)	Frecuencia	Notas
Limpieza y mantenimiento mensual paneles	$1,560	Mensual × 12	$80+$50+$30 × 12 meses
Inspección termográfica semestral	$400	2 × semestre	Empresa especializada con cámara IR
Revisión baterías y estructuras semestral	$460	2 × semestre	Técnico certificado
Revisión eléctrica anual completa	$400	1 × año	Incluye informe de rendimiento
Revisión inversores y protecciones	$350	1 × año	Técnico Victron autorizado
Informe anual de rendimiento	$300	1 × año	Ing. Proyecto — análisis VRM
Contingencias (5%)	$148	—	Imprevistos, herramientas, materiales menores
TOTAL MANTENIMIENTO ANUAL AÑO 1	**$3,618**	—	Sin incluir reemplazos mayores

ANEXO F: ANÁLISIS AMBIENTAL DEL SISTEMA

Se presenta la estimación del impacto ambiental del sistema fotovoltaico propuesto a lo largo de su vida útil, considerando la energía generada, la reducción de emisiones de CO_2 y su equivalencia en indicadores ambientales representativos.

F.1 Proyección de energía generada y reducción de emisiones de CO_2

Año	E_aprovechada (kWh)	CO_2 evitado (ton)	CO_2 acumulado (ton)	Equiv. árboles/año	Equiv. km auto evit.	Potencia restante (%)
1	21,373	**8.23**	8.2	378	39,190	100.0%
2	21,174	**8.15**	16.4	374	38,810	99.5%
3	20,975	**8.08**	24.5	371	38,476	99.0%
4	20,780	**8.00**	32.5	367	38,095	98.5%
5	20,580	**7.92**	40.4	363	37,714	98.0%
6	20,385	**7.85**	48.2	360	37,381	97.5%
7	20,194	**7.77**	56.0	356	37,000	97.0%
8	19,999	**7.70**	63.7	353	36,667	96.5%
9	19,808	**7.63**	71.3	350	36,333	96.1%
10	19,617	**7.55**	78.9	346	35,952	95.6%
11	19,426	**7.48**	86.4	343	35,619	95.1%
12	19,238	**7.41**	93.8	340	35,286	94.6%
13	19,047	**7.33**	101.1	336	34,905	94.2%
14	18,860	**7.26**	108.4	333	34,571	93.7%
15	18,673	**7.19**	115.5	330	34,238	93.2%
16	18,490	**7.12**	122.7	327	33,905	92.8%
17	18,302	**7.05**	129.7	323	33,571	92.3%
18	18,119	**6.98**	136.7	320	33,238	91.8%
19	17,936	**6.91**	143.6	317	32,905	91.4%
20	17,757	**6.84**	150.4	314	32,571	90.9%
21	17,574	**6.77**	157.2	311	32,238	90.5%
22	17,394	**6.70**	163.9	307	31,905	90.0%
23	17,215	**6.63**	170.5	304	31,571	89.6%
24	17,036	**6.56**	177.1	301	31,238	89.1%
25	16,861	**6.49**	183.6	298	30,905	88.7%
25 AÑOS	**~500,000 kWh**			**~192 ton CO_2**	**~8,800 árboles**	**~914,000 km**

F.2 Indicadores de impacto ambiental del sistema

Indicador ambiental	Valor	Equivalencia / Contexto
Factor de emisión red eléctrica Ecuador	**0.385 kgCO_2/kWh**	Fuente: MERNNR — Matriz energética 2023 (hidro + térmica)
CO_2 evitado año 1	**13.65 ton CO_2/año**	= 21,373 kWh × 0.385 kg/kWh / 1000
CO_2 evitado total 25 años	**~192 ton CO_2**	Considerando degradación anual del arreglo
Equivalencia en árboles (vida 25 años)	**~8,800 árboles**	Absorción 21.8 kg CO_2/árbol/año

Equivalencia en km de auto evitados	**~914,000 km**	Automóvil promedio: 0.21 kgCO_2/km
Energía solar aprovechada total 25 años	**~500,000 kWh**	Sin emisiones de CO_2 ni contaminantes locales
Reducción huella de carbono UCSG	**~10–15 % huella eléctrica FJ**	Estimado respecto a consumo total de la facultad
Alineación con NDC Ecuador	**Sí — contribuye a meta 20.4% ER**	Contribución Nacional Determinada (NDC) Ecuador 2030
Certificado energía renovable (REC)	**Posible emisión por ARCERNNR**	Tramitar ante ARCERNNR según Reg. No. ARCERNNR-003/2021

ANEXO G: ANÁLISIS DE CICLOS DE BATERÍA — VIDA ÚTIL REAL

Las baterías Pylontech US5000C tienen una especificación de 8,000 ciclos al 95% DoD. Con el perfil de operación de la UCSG (220 días lectivos/año + fines de semana parciales), se proyecta el estado de salud (SOH) año a año hasta el umbral de reemplazo.

F.1 Perfil de operación y ciclos esperados

Parámetro de operación	Valor	Justificación
Ciclos especificados (DoD 95%)	**8,000 ciclos**	Garantía fabricante Pylontech US5000C
Días lectivos universidad / año	**220 días**	Calendario académico UCSG — ciclo completo diario
Sábados / domingos con ciclo parcial (~50%)	**52 sábados × 0.5**	26 ciclos equivalentes adicionales por año
Ciclos equivalentes en época vacacional	**64 días × 0.3 equiv.**	Sistema activo parcialmente en vacaciones
CICLOS TOTALES ESTIMADOS / AÑO	**310 ciclos/año**	220 + 26 + 64×0.3 ≈ 310 ciclos equivalentes
Profundidad de descarga operativa (DoD)	**80–90 % (operativa)**	Universidad no descarga hasta 95% en uso normal
Factor de corrección DoD operativo	**×0.85 equivalente @ 95% DoD**	80–90% DoD ≈ 0.85× ciclos @95% DoD (más longevidad)
Ciclos ajustados por DoD operativo	**310 × 0.85 = 264 ciclos/año equiv.**	Vida útil real mayor a la teórica
Vida útil real estimada	**8,000 / 264 ≈ 30 años**	Superior a los 22 años teóricos al 95% DoD diario
Umbral de reemplazo (SOH ≤ 80%)	**≈ Año 26–28**	Dentro del horizonte de evaluación del proyecto

F.2 Proyección de estado de salud (SOH) y capacidad útil año a año

Año	Ciclos acum.	SOH (%)	Cap. total (kWh)	Cap. útil DoD95 (kWh)	Autón. efectiva (h)	Autón. vs requerida	Estado / Acción recomendada
1	310	**99.0%**	95.1	90.3	**3.97 h**	< 4h	**Excelente**
3	930	**97.1%**	93.2	88.5	**3.89 h**	< 4h	**Excelente**
5	1,550	**95.2%**	91.3	86.7	**3.81 h**	< 4h	**Muy buena**
8	2,480	**92.2%**	88.5	84.1	**3.70 h**	< 4h	**Muy buena**
10	3,100	**90.3%**	86.7	82.4	**3.62 h**	< 4h	**Buena**
12	3,720	**88.4%**	84.9	80.7	**3.55 h**	< 4h	**Buena**
15	4,650	**85.5%**	82.1	78.0	**3.43 h**	< 4h	**Aceptable**
18	5,580	**82.6%**	79.3	75.3	**3.31 h**	< 4h	**Aceptable**
20	6,200	**80.6%**	77.4	73.5	**3.23 h**	< 4h	**Revisar**
22	6,820	**78.7%**	75.5	71.7	**3.15 h**	< 4h	**Revisar**
25	7,750	**75.8%**	72.8	69.2	**3.04 h**	< 4h	**Reemplazar**

Ciclos especificados	Ciclos/año estimados	Vida útil real proyectada	SOH al año 25
8,000 @ 95% DoD	**264** equiv.	**≥ 26** años	**75.8** %

ANEXO H: CRONOGRAMA DEL PROYECTO

El cronograma de ejecución del proyecto fotovoltaico detalla las fases, actividades, responsables y duración estimada de cada etapa, desde la ingeniería hasta la puesta en marcha del sistema.

H.1 Cronograma de implementación del sistema fotovoltaico

Fase / Actividad	Dur.	Resp.	Sem	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1. Ingeniería y diseño	3s	Ing. Electri…	1–3														
2. Trámites y permisos	2s	Depto. Legal…	2–4														
3. Adquisición de equipos	4s	Depto. Compr…	3–7														
4. Obra civil (sala equipos)	1s	Contratista …	6–7														
5. Instalación estructuras FV	1s	Contratista …	7–8														
6. Montaje de paneles	1s	Contratista …	8–9														
7. Instalación sala equipos	1.5s	Ing. Electri…	9–11														
8. Cableado AC y protecciones	1s	Ing. Electri…	10–11														
9. Puesta a tierra FV	0.5s	Ing. Electri…	11														
10. Pruebas y commissioning	1s	Victron/Cont…	12–13														
11. Entrenamiento personal UCSG	0.5s	Proveedor/In…	13														
12. Documentación final	0.5s	Ing. Electri…	13–14														

La siguiente tabla presenta los principales hitos del proyecto, junto con sus entregables y criterios de aceptación, los cuales permiten verificar el cumplimiento de cada etapa durante la ejecución del sistema fotovoltaico.

H.2 Hitos principales del proyecto

Sem.	Hito	Entregable	Criterio de aceptación
3	**Aprobación diseño final**	Memorias de cálculo firmadas	Aprobación Decanato UCSG
4	**Permisos obtenidos**	Resolución ARCERNNR	Permiso en regla para instalación FV
7	**Equipos en sitio**	Lista de empaque verificada	100% de ítems según BOM recibidos y revisados
9	**Paneles montados**	Acta de instalación estructuras	45 paneles instalados, Voc strings medido y conforme
11	**Sistema DC energizado**	Reporte de commissioning DC	Voc, Isc, aislamiento DC dentro de especificación
12	**Sistema AC activo**	Primer arranque inversor	Transferencia < 20ms, batería cargando, FV generando
13	**Commissioning completo**	Protocolo de pruebas firmado	SOC 100%, producción FV vs. estimado ≤ 5% desviación
14	**Entrega formal**	Acta de entrega + dossier	As-built, manuales, garantías, capacitación personal UCSG

ANEXO I: FICHAS TÉCNICAS COMPLETAS DE EQUIPOS PRINCIPALES

I.1 Panel fotovoltaico — Canadian Solar CS6W-550MS HiKu6

Parámetro eléctrico (STC)	Valor	Parámetro mecánico / adicional	Valor
Potencia nominal (Pmax)	550 Wp	Dimensiones	2,278 × 1,134 × 30 mm
Tolerancia de potencia	0 / +5 W	Peso del módulo	27.0 kg
Eficiencia del módulo	21.3 %	Tipo de celda	Mono PERC half-cell 144c
Tensión circuito abierto (Voc)	51.0 V	Temperatura de operación	−40 / +85 °C
Corriente cortocircuito (Isc)	13.59 A	NOCT	45 ± 2 °C
Tensión máx. potencia (Vmp)	41.9 V	Carga máx. viento	2,400 Pa
Corriente máx. potencia (Imp)	13.13 A	Carga máx. nieve	5,400 Pa
Coef. temp. Pmax (γ)	−0.35 %/°C	Fusible máx. serie	25 A
Coef. temp. Voc	−0.27 %/°C	Tensión máx. sistema	1,500 V DC
Coef. temp. Isc	+0.05 %/°C	Conector	MC4 (compatible)
Condiciones STC	1000 W/m² · 25°C · AM1.5	Garantía producto	12 años
Condiciones NOCT	800 W/m² · 20°C · AM1.5	Garantía potencia	30 años (80.5%)

I.2 Batería LiFePO4 — Pylontech US5000C

Parámetro eléctrico	Valor	Parámetro mecánico / BMS	Valor
Química de celda	LiFePO4 (LFP)	Dimensiones	440×410×132 mm (3U rack)
Capacidad nominal	4.80 kWh	Peso	54.0 kg
Tensión nominal	48 V DC	Temperatura operación	0 / +50 °C
Capacidad en Ah	100 Ah	Temperatura almacenamiento	−10 / +50 °C
Profundidad descarga (DoD)	95 %	Humedad	5–95% sin condensación
Corriente máx. descarga continua	74.5 A (1C)	Índice de protección	IP20
Corriente máx. descarga pico	200 A (15 s)	Comunicación	CAN bus / RS485
Corriente máx. carga	74.5 A (0.75C)	Conector datos	RJ45
Ciclos de vida	8,000 @ 95% DoD	BMS integrado	Sí — por módulo
Temperatura carga	0 / +45 °C	Funciones BMS	SOC, SOH, balance celdas, protec.
Eficiencia coulómbica	≥ 97 %	Compatibilidad Victron	Certificado — CAN bus DVCC
Garantía	5 años (extendible)	Instalación	Rack 19" vertical / horizontal

I.3 Inversor / cargador — Victron MultiPlus-II 48/10000/140-100 230V

Parámetro eléctrico	Valor	Parámetro adicional	Valor
Potencia continua @ 25°C	8,000 W	Potencia de pico (surge 2s)	9,000 W
Potencia aparente máx.	10,000 VA	Factor de potencia salida	1.0
Tensión DC nominal	48 V	Rango Vbat operación	38–66 V DC
Tensión AC salida	230 V AC senoidal	Distorsión THD salida	< 3%
Frecuencia AC salida	60 Hz (ajustable)	Tiempo de transferencia	< 20 ms
Corriente carga batería (máx.)	140 A	Corriente AC entrada (máx.)	100 A
Eficiencia de inversión	≥ 96 %	Eficiencia cargador	≥ 94 %
Paralelo (misma fase)	Hasta 6 unidades	Config. trifásica	Sí (3 unidades)
Temperatura operación	−40 / +65 °C	Índice protección	IP21
Dimensiones	444×321×107 mm	Peso	24.0 kg
Comunicación	VE.Bus · VE.Direct	Monitoreo	Cerbo GX + VRM portal
Certificaciones	IEC 62109-1/2 · EN 60335	Garantía	5 años

I.4 Controlador MPPT — Victron SmartSolar MPPT 250/100-Tr VE.Can

Parámetro	Valor	Parámetro adicional	Valor
Tensión máx. PV de entrada (Voc_max)	250 V DC	Potencia máx. PV @ 48V	5,000 W
Corriente máx. PV de entrada (Isc_max)	70 A	Corriente máx. carga batería	100 A
Voltaje batería (nominal)	12 / 24 / 48 V (auto)	Rango Vbat detección	6–68 V
Eficiencia máx. de conversión	98 %	Tipo de rastreador MPPT	Ultra-Fast dual MPPT
Temperatura operación	−30 / +70 °C	Índice de protección	IP43
Dimensiones	185×250×95 mm	Peso	3.4 kg
Comunicación	VE.Can + VE.Direct	Monitoreo	VictronConnect (Bluetooth)
Daisy-chain	Hasta 25 unidades VE.Can	Sincronización	Etapas de carga en red
Display	Conector plug-in opcional	Certificaciones	IEC 62109-1/2
Protecciones integradas	OV / UV / OT / SC PV / Pol. inv.	Garantía	5 años

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Dayanna Lisbeth Moreno Amores**, con C.C: # **1205645367** autor del trabajo de titulación: **Estudio de un sistema de respaldo de energía renovable para la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil** previo a la obtención del título de **Magister en Electricidad** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 7 de agosto de 2026

f. _____

Nombre: **Dayanna Lisbeth Moreno Amores**

C.C: **1205645367**

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA			
FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN			
TEMA Y SUBTEMA:	**Estudio de un sistema de respaldo de energía renovable para la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil**		
AUTOR(ES)	**Dayanna Lisbeth Moreno Amores**		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	MSc. Daniel Bayardo Bohorquez Heras, MSc. Néstor Zamora Cedeño/ MSc. Ronnie Bonilla Sánchez		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Sistema de Posgrado		
CARRERA:	Maestría en Electricidad		
TITULO OBTENIDO:	Magister en Electricidad		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	7 de agosto del 2026	**No. DE PÁGINAS:**	**130**
ÁREAS TEMÁTICAS:	Sistemas Fotovoltaicos Híbridos con Almacenamiento en Ecuador		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Sistema fotovoltaico, Respaldo de energía, generación distribuida, confort energético, Inyección a la red, resiliencia energética.		

RESUMEN/ABSTRACT: El objetivo del presente estudio fue diseñar un sistema de respaldo energético basado en energía solar fotovoltaica para la Facultad de Jurisprudencia de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil. La hipótesis planteó que la implementación de un sistema fotovoltaico híbrido sería técnicamente viable para garantizar el suministro eléctrico de las cargas críticas durante interrupciones del sistema convencional, mejorando la continuidad operativa de la edificación. La investigación tuvo una metodología con alcance descriptivo y aplicado, que se realizó con la finalidad de evaluar el estado energético actual de la institución educativa presentada y proponer una alternativa técnica viable. Se utilizaron técnicas para la obtención de datos tales como facturación energética, planos, mediciones de campo, etc. que permitieron detectar pautas de consumo y reconocer las cargas críticas. Luego se realizaron los cálculos y simulaciones para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, a partir de la demanda energética, el perfil de carga, y el recurso solar disponible. La viabilidad técnica. Los análisis validaron la viabilidad técnica de la propuesta, demostrando que un sistema híbrido respaldado por bancos de baterías puede asegurar el suministro en los circuitos críticos. Pensando en el futuro, valdría la pena considerar su puesta en marcha real, sumando herramientas de monitoreo y programas de mantenimiento que aseguren la eficiencia de la planta y estiren la vida útil de los equipos.

ADJUNTO PDF:	☒ SI	☐ NO
CONTACTO CON AUTOR/ES:	**Teléfono:** +593-989953170	E-mail: **dayanna.moreno@cu.ucsg.edu.ec**
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (C00RDINADOR DEL PROCESO UTE)::	**Nombre: MSc. Celso Bayardo Bohórquez Escobar**	
	Teléfono: +593-995147293	
	E-mail: celso.bohorquez@cu.ucsg.edu.ec	

SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA	
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):	
Nº. DE CLASIFICACIÓN:	
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):	