



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA**

TEMA:

Estudio de factibilidad de un sistema de respaldo de energía renovable para la
Facultad de Especialidades Empresariales de la Universidad Católica de Santiago de
Guayaquil

AUTOR:

Ing. Devora Nathaly Miranda Mejía

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

TUTOR:

Ing. Bayardo Bohórquez Escobar, Ph.D

Guayaquil, 07 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 **Devora Nathaly Miranda Mejía** como requerimiento parcial para la obtención del Grado Académico de **MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**

TUTOR

Ing. Bayardo Bohórquez Escobar, Ph.D

DIRECTOR DEL PROGRAMA

Ing. Bayardo Bohórquez Escobar, Ph.D

Guayaquil, 07 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, Devora Nathaly Miranda Mejía

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación **“Estudio de factibilidad de un sistema de respaldo de energía renovable para la Facultad de Especialidades Empresariales 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, 07 de agosto del 2026

EL AUTOR

Ing. Devora Nathaly Miranda Mejía



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA**

AUTORIZACIÓN

Yo, Devora Nathaly Miranda Mejía

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 factibilidad de un sistema de respaldo de energía renovable para la Facultad de Especialidades Empresariales de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil**”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 07 días del mes de agosto del año 2026

EL AUTOR

Ing. Devora Nathaly Miranda Mejía

INFORME DE COMPILATIO



Certificado de análisis

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

Trabajo Titulación Nathaly_M (1) (1)

ID : 416b7a2dcbbfc6821e7148018be8c9b06931eceb



3%

Textos sospechosos

Nombre del fichero : Trabajo Titulación Nathaly_M (1) (1).txt
Tamaño del archivo original : 30,53 MB
Número de palabras : 18.610

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

8%

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.



Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado **“Estudio de factibilidad de un sistema de respaldo de energía renovable para la Facultad de Especialidades Empresariales de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil”**, presentado por la Ing. Devora Nathaly Miranda Mejía, del Programa de Maestría en Electricidad, III cohorte, fue enviado al Sistema Anti plagio Compilatio, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 3%.

Ing. Bayardo Bohórquez Escobar, Ph.D
DOCENTE-TUTOR

Dedicatoria

El presente Trabajo de Titulación está dedicado a mis padres, hermanos e hija, quienes por su apoyo incondicional, me impulsan a seguir avanzando en mi desarrollo profesional.

Agradecimientos

A Dios, por darme la sabiduría para poder superar los obstáculos y seguir construyendo mi camino profesional.

A mis padres Julio y Carmen por ser un ejemplo de perseverancia, por brindarme su amor genuino. Gracias por ser guías en mi vida.

A mis hermanos, por la motivación y ser un apoyo en todo momento.

A mi hija Madelin, por ser el motor que me impulsa a seguir creciendo como persona y en la vida profesional.

Al Ph,D Bayardo Bohórquez, tutor de tesis, por sus valiosas enseñanzas y guía fundamental para culminar satisfactoriamente este trabajo de Titulación.



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. 
Ing. Bayardo Bohórquez Escobar, Ph.D
TUTOR

f. 
Ing. Daniel Bohórquez Heras, MSc
REVISOR

f. 
Ing. Ronnie Bonilla Sánchez, MSc.

REVISOR

f. 
Ing. Bayardo Bohórquez Escobar, Ph.D
DIRECTOR DEL PROGRAMA

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	XII
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
CAPÍTULO 1 GENERALIDADES DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	1
1.1 Introducción	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Planteamiento del problema	2
1.4 Justificación	2
1.5 Objetivos	3
1.5.1 Objetivo General	3
1.5.2 Objetivos específicos	3
1.6 Hipótesis	3
1.7 Metodología de la investigación	3
2 CAPÍTULO: MARCO TEÓRICO	5
2.1 Fundamentos de las Energías Renovables	5
2.1. Tipos de Energías Renovables	6
2.1.1. Energía Solar Fotovoltaica	6
2.1.2. Energía Solar Térmica	8
2.1.3. Energía Eólica	10
2.1.4. Biomasa	11
2.1.5. Energía Hidráulica	13
2.2. Energías renovables en el Ecuador	15
2.3. Sistemas Fotovoltaicos	16
2.3.1. Componentes de un sistema solar fotovoltaico	16
A. Panel solar	16
B. Módulo monocristalino	17
C. Módulo policristalino	18
D. Módulo amorfo	18
E. Conector multicontacto para módulos fotovoltaicos (MC4)	18
F. Estructuras de fijación para módulos fotovoltaicos	19
G. Inversor para sistema fotovoltaico	20
2.4. Criterios técnicos para la instalación de un sistema fotovoltaico	21

2.5.	Sistema solar fotovoltaico interconectado a la red (On Grid).....	21
2.6.	Sistema solar fotovoltaico aislado (Off Grid)	22
2.7.	Sistema solar fotovoltaico híbrido	22
2.8.	Sistema solar fotovoltaico multimodo	23
2.9.	Banco de baterías	23
	A. Batería de plomo ácido	24
	B. Batería de níquel-cadmio	25
	C. Batería con tecnología de litio.....	25
2.10.	Regulador de carga solar	26
	A. Regulador PWM (Pulse Width Modulation)	26
	B. Regulador MPPT (Maximum Power Point Tracking)	26
2.11.	Estructura soporte.....	27
2.12.	Sistema de puesta a tierra	27
2.13.	Sistema de protecciones de corriente directa	27
2.14.	Sistema de protecciones de corriente alterna	28
2.15.	Eficiencia energética y pérdidas del sistema fotovoltaico	28
2.16.	Marco Legal y Normativo de los sistemas fotovoltaicos	29
2.16.1.	Marco legal y normativas internacionales para sistemas fotovoltaicos	29
2.16.1.2	Normativa técnica internacional aplicable a sistemas fotovoltaicos..	29
2.17.	Marco legal ecuatoriano para la generación distribuida	30
2.18.	2.8.3. Regulación ARCONEL-005/24: marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento	31
	A. Caracterización y potencia nominal de un SGDA	31
	B. Modalidades y modos de conexión del SGDA	31
	C. Factibilidad de conexión y Certificado de Habilitación (licencia del SGDA)32	
	D. Energía neta y tratamiento de los excedentes	33
	E. Otras disposiciones aplicables.....	34
3.	CAPÍTULO: DESARROLLO	35
3.1.	Situación actual	35
3.2.	Referencia geográfica.....	35
3.3.	Radiación solar.....	36
3.4.	Cálculo del índice de sombra	37
3.5.	Índice de temperatura del sitio	38
3.6.	Análisis de cuarto de transformador	39

3.7.	Diagrama unifilar	40
3.8.	Diseño propuesto.....	42
3.8.1.	Calculo del numero de paneles Fotovoltaicos.....	43
3.8.2.	Reajuste por espacio físico.....	44
3.8.3.	Configuración del inversor.....	45
3.8.3.1.	Unidades en paralelismo	45
3.8.3.2.	Configuración de cadenas por MPPT inversor	46
3.9.	Detalles de soporteria.....	47
3.9.1.	Calculo de rieles.....	47
3.10.	Modelamiento y simulación con PVsyst.....	48
3.10.1.	Especificaciones de los parámetros simulados	50
3.10.2.	Balance Energético.....	51
3.10.3.	Perdidas del sistema	53
3.11.	Presupuesto del proyecto.....	54
3.12.	Evaluación de indicadores financieros.....	56
3.13.	Estimación financiera.....	57
	Conclusiones	59
	Recomendaciones.....	60
4.	Bibliografía	61

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Esquema grafico del sistema fotovoltaico	7
Figura 2 Efecto de la radiación solar.....	8
Figura 3: Esquema de un colector lineal	9
Figura 4:Tipos de aerogeneradores	11
Figura 5: Ciclo de la producción de Biomasa	13
Figura 6: Funcionamiento de las centrales hidroeléctricas	14
Figura 7. Célula fotovoltaica.....	17
Figura 8. Módulo monocristalino.....	17
Figura 9. Módulo policristalino	18
Figura 10. Módulo amorfo	18
Figura 11. Composición del conector MC4	19
Figura 12. Estructura para inclinación de módulo fotovoltaico.....	20
Figura 13. Gama de inversores fotovoltaicos.....	20
Figura 14. Clasificación de las baterías por su aplicación y tecnología	24
Figura 15. Batería de plomo ácido sellada.....	24
Figura 16. Baterías selladas de Ni-Cd.....	25
Figura 17. Batería de iones de litio	26
Figura 18. Protecciones de corriente directa	28
Figura 19. Ubicación del predio.....	36
Figura 20. Insolación en Guayaquil	37
Figura 21. Recorrido solar y sobra.....	38
Figura 22. Levantamiento de información	40
Figura 23. Diagrama unifilar general	41
Figura 24. Software Pvsyst	49
Figura 25. Ubicación del proyecto fotovoltaico.....	50
Figura 26. Detalles del dimensionamiento de la planta fotovoltaica	50
Figura 27. Producción Energetica	51
Figura 28.Desglose de pérdidas del sistema fotovoltaico	53
Figura 29. Diagrama unifilar propuesto	54

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Modalidades de conexión de un SGDA.....	32
Tabla 2. Vida útil de los SGDA	33
Tabla 3. Demanda del predio	40
Tabla 4. Configuración Sistema Inversor.....	46
Tabla 5. Balance energético del sistema fotovoltaico.....	52
Tabla 6. Presupuesto referencial	55
Tabla 7. Evaluación económica	57

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Levantamiento de información tablero de distribución principal.....	65
Anexo 2. Tablero de Transferencia Automática	66
Anexo 3. Tablero de distribución Principal	67
Anexo 4. Transformador de Distribución 750kVA.....	68
Anexo 5. Toma de parametros en Tablero de Distribución Principal.....	69
Anexo 6. Ficha técnica panel solar	70
Anexo 7. Ficha técnica inversor Growatt SPF 5000 DVM.....	71
Anexo 8. Pliego tarifario 2025	72
Anexo 9. Regulación ARCONEL 03/18 micro generación fotovoltaica.....	73
Anexo 10. Regulación ARCERNNR 01/21	76
Anexo 11. Regulación ARCONEL 04/25 generación distribuida para autoabastecimiento.....	83
Anexo 12. Tasa de interés	93
Anexo 13. Tasa de interés	94

Resumen

El presente trabajo de investigación evalúa la viabilidad técnica, económica y operativa para la implementación de un sistema de generación fotovoltaica interconectado a la red, concebido como un mecanismo de respaldo y autoabastecimiento energético para la Facultad de Especialidades Empresariales de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil (UCSG). La propuesta surge como una respuesta estratégica frente a la crisis energética y los racionamientos eléctricos que afectaron el normal desarrollo de las actividades académicas e institucionales en el periodo 2023–2024.

A partir de un diagnóstico técnico de la infraestructura existente, que incluye un cuarto de fuerza con un transformador de 750 kVA y una demanda máxima registrada de 160.50 kVA, se determinó un consumo diario proyectado de 1328.94 kWh. La edificación cuenta con una terraza transitable de 2400 m² con un índice de sombra nulo (0%) debido a su altura preferencial, y una radiación solar global promedio en la localidad de Guayaquil de 4,78 kWh/m².

Con base en estas variables y mediante simulaciones estocásticas en la plataforma especializada PVsyst v7.2.6, se diseñó un sistema fotovoltaico optimizado compuesto por 660 módulos monocristalinos de 550 Wp, dispuestos sobre una subestructura metálica sobreelevada a 1.00 metro de altura para evitar interferencias mecánicas con los sistemas de climatización. La etapa de inversión se estructuró mediante tres inversores trifásicos Growatt de 120 kW en paralelismo, garantizando una relación CC/CA simétrica de 0.99. El modelamiento energético validó un índice de rendimiento global (Performance Ratio) del 82.3%, lo que equivale a una inyección neta anual de 473.09 MWh a la red interna del edificio.

En el aspecto financiero y regulatorio, bajo el amparo de la resolución ecuatoriana ARCONEL-005/24, la evaluación económica dictaminó una alta rentabilidad institucional con un Valor Actual Neto (VAN) de USD 213,204.16, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 13.48% y un Retorno de la Inversión (ROI) acumulado del 180.7%. El gasto de capital inicial (CAPEX), estimado en USD 264,279.20, se amortiza completamente en un periodo de 9 años y 1 mes, otorgando a la institución cerca de 16 años de flujo eléctrico gratuito y libre de emisiones contaminantes durante el horizonte de vida útil remanente del proyecto.

Palabras clave: Generación distribuida, eficiencia energética, sistema fotovoltaico, ahorro energético, conversión de la energía.

Abstract

This research evaluates the technical, economic, and operational feasibility of implementing a grid-tied photovoltaic generation system, conceived as a backup and self-supply energy mechanism for the Faculty of Business Specialties at the Catholic University of Santiago de Guayaquil (UCSG). The proposal emerges as a strategic response to the energy crisis and electricity rationing that disrupted the normal conduct of academic and institutional activities during the 2023–2024 period.

Based on a technical assessment of the existing infrastructure—which includes a power room with a 75 kVA transformer and a recorded peak demand of 160.50 kVA—a projected daily consumption of 1,328.94 kWh was determined. The building features a 2,400 m² accessible rooftop with zero shading (0%) due to its advantageous elevation, alongside an average global solar radiation of 4,78 kWh/m² for the Guayaquil area.

Using these variables and stochastic simulations performed on the specialized PVsyst v7.2.6 platform, an optimized photovoltaic system was designed. It consists of 660 monocrystalline 550 Wp modules mounted on a metal substructure elevated 1.00 meter above the roof to avoid mechanical interference with HVAC systems. The inverter stage utilizes three parallel-connected 120 kW Growatt three-phase inverters, ensuring a symmetrical DC/AC ratio of 0.99. Energy modeling validated a Performance Ratio of 82.3%, equating to an annual net injection of 473.09 MWh into the building's internal grid. From a financial and regulatory perspective, and in accordance with Ecuadorian resolution ARCONEL-005/24, the economic assessment indicated high institutional profitability, with a Net Present Value (NPV) of USD 213,204.16, an Internal Rate of Return (IRR) of 13.48%, and a cumulative Return on Investment (ROI) of 180.7%. The initial capital expenditure (CAPEX), estimated at USD 264,279.20, is fully amortized over a period of 9 years and 1 month, providing the institution with nearly 16 years of free, emission-free electricity over the project's remaining useful life.

Keywords: Distributed generation, energy efficiency, photovoltaic system, energy savings, energy conversion.

Glosario y Terminología

- **SGDA:** Sistemas de autogeneración eléctrica de pequeña o mediana escala basados en energías limpias, instalados en el mismo punto de consumo para reducir la demanda de la red.
- **Inversor On-Grid:** Equipo que transforma la corriente continua de los paneles en corriente alterna, sincronizándose con la red eléctrica para abastecer el edificio o inyectar excedentes.
- **Inversor Off-Grid:** Convertidor diseñado para sistemas aislados que gestiona el suministro de energía de forma autónoma y controla la carga de las baterías.
- **Célula Monocristalina:** Placa de silicio de alta pureza y tono oscuro; ofrece la mayor eficiencia de conversión en el mercado actual.
- **Célula Policristalina:** Panel fabricado con múltiples cristales de silicio; tiene menor coste pero una eficiencia moderada.
- **SPAT (Puesta a Tierra):** Red de cables y electrodos enterrados que desvían corrientes de falla de forma segura para proteger a las personas y los equipos.
- **Disyuntor:** Interruptor automático que corta el paso de corriente ante sobrecargas o cortocircuitos.
- **Recurso Solar y Eficiencia**
- **Horas Solares Pico (HSP):** Unidad que mide la radiación solar acumulada, expresada como las horas equivalentes en las que el sol tendría que brillar a su máxima potencia ideal (1000 W/m^2).
- **Performance Ratio (PR):** Porcentaje que mide el rendimiento real de la planta, comparando la energía útil que sale del inversor con la energía teórica que los paneles debieron producir.
- **Efecto Fotoeléctrico:** Fenómeno físico donde los fotones de la luz solar liberan electrones al impactar un semiconductor, generando corriente eléctrica continua.
- **Soiling:** Pérdida de eficiencia provocada por la acumulación de polvo, suciedad o excrementos sobre el vidrio de los paneles.
- **Albedo:** Franja de radiación solar que refleja el suelo o las estructuras circundantes hacia los paneles.
- **Azimut:** Ángulo horizontal de orientación de los paneles respecto al norte o sur geográfico para captar la mayor cantidad de sol.
- **Condiciones Estándar (STC):** Parámetros fijos de laboratorio (1000 W/m^2 y 25°C) usados para medir y comparar la potencia de los paneles de forma justa.

CAPÍTULO 1 GENERALIDADES DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

1.1 Introducción

Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) menciona que deben ser prioritarias en el sector energético durante los siguientes ocho años, es decir, hasta 2030, las energías solar y eólica.

Según la ciencia, es imprescindible dejar la dependencia de los combustibles de origen fósil (carbón, petróleo, gas), debido a que la principal emisión de gases de efecto invernadero proviene de la producción de energía y calor a nivel global representan el 75%. Se espera reducir la mitad de dichas emisiones para el año 2030 y lograr la emisión cero netos hasta el año 2050. Siendo un reto el uso de las fuentes de energía alternativa limpias, amigables con el medio.

La principal ventaja de la energía solar fotovoltaica, como fuente renovable, es la baja emisión de gases de efecto invernadero. Según investigaciones, no se puede garantizar que la fuente presente cero emisiones teniendo en consideración la energía utilizada para la producción de los paneles y demás equipos inversos que intervienen en la generación de energía fotovoltaica. No obstante, una vez que este entra en funcionamiento, un sistema fotovoltaico puede compensar su huella de carbono rápidamente.

Los sistemas de energía híbridos utilizan fuentes de energía primaria como la energía solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica, mareomotriz y biomasa, entre otras. Un sistema que utiliza alguna combinación de estas fuentes tiene la ventaja de presentar un mayor equilibrio y estabilidad, disfruta de una mejor calidad de la energía y proporciona salidas estables a partir de sus fuentes primarias y reduce la dependencia de la salida de los cambios externos como las variaciones climáticas y la escasez de combustibles. Se optimiza la utilización de las fuentes de energías alternativas disponibles.

Para la presente investigación se utilizará la investigación experimental debido a que el tema principal de la investigación se caracteriza en proponer un diseño de sistema fotovoltaico. Adicionalmente, se inspeccionará la infraestructura existente del área de estudio, la disponibilidad de la radiación solar y las condiciones climáticas en la localidad para determinar la viabilidad del mismo.

Además, del uso de la investigación explicativa, ya que se analizará las ventajas y desventajas del sistema actual y del sistema propuesto.

Finalmente, la presente investigación tiene como objetivo proponer un sistema de respaldo de energía por medio del uso de fuentes renovables, a fin de aprovechar el recurso natural de sol para la generación de energía necesaria para abastecer la demanda requerida por la Facultad de especialidades empresariales de la UCSG.

1.2 Antecedentes

La Universidad Católica de Santiago de Guayaquil (UCSG), fundada en 1962, se ha consolidado como una institución de prestigio en Ecuador. A lo largo de su historia, la UCSG ha adoptado una visión progresista, fomentando la innovación y la adaptación de tecnologías avanzadas en sus instalaciones.

El Ecuador desde el periodo 2023–2024 atraviesa una crisis energética que ha dejado pérdidas económicas significativas en varios sectores productivos del país debido a los racionamientos de energía de hasta 14 horas diarias, viéndose el campus de la Universidad afectado, generando inconvenientes para el desarrollo normal de las jornadas de horas clases, y por ende la facultad de especialidades empresariales. En este contexto la UCSG debe priorizar la adopción de un sistema de generación de energía limpia para garantizar la continuidad e ininterrupción del servicio.

1.3 Planteamiento del problema

La demanda de consumo de energía eléctrica en la UCSG aumenta respecto al paso de los años, debido al crecimiento de la población estudiantil y de su infraestructura, esto a su vez ocasiona un incremento en la facturación de planillas eléctricas, sumado a la crisis energética del país, lo que genera dependencia al uso habitual de generadores convencionales que requieren gran cantidad de combustibles como diésel que ocasionan contaminación al medio.

1.4 Justificación

Resulta imprescindible la implementación de un sistema de respaldo de energía con fuentes renovables como la solar en la UCSG y como prioridad estratégica el proyecto piloto de respaldo de energía renovable para la facultad de especialidades empresariales con el objetivo de garantizar la continuidad del servicio eléctrico ante la interrupción causadas por los fenómenos de la naturaleza o fallas que ocurren en el sistema eléctrico de distribución, brindando el servicio a la comunidad universitaria.

La Facultad de Economía y Empresa, es una de las más grandes del campus, que concentra gran cantidad de estudiantes en sus nueve carreras de pregrado en

distintas modalidades, lo que la convierte en un referente de la comunidad universitaria. Es necesario que la Facultad cuente con el sistema de respaldo de energía renovable, utilizando la fuente solar como recurso inagotable, a la vez, contribuyendo a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por el uso de las energías convencionales.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnica, económica y operativa de la implementación de un sistema de respaldo de energía eléctrica basado en fuentes de energía renovable para la Facultad de Especialidades Empresariales de la UCSG por medio de un levantamiento técnico de operación.

1.5.2 Objetivos específicos

1. Realizar el levantamiento de información para determinar la carga actual.
2. Diseñar el sistema fotovoltaico.
3. Analizar las ventajas y desventajas del sistema actual de energía vs el estudio con el sistema de respaldo de energía propuesto.

1.6 Hipótesis

La propuesta planteada permitirá a la Facultad de Especialidades Empresariales de la UCSG brindar el servicio sin interrupciones ante eventos suscitados por naturaleza o fallas del sistema de distribución de energía eléctrica.

Además de contribuir en la disminución de CO₂ que se emitirían al producir la misma cantidad de energía eléctrica por medio de combustibles fósiles.

1.7 Metodología de la investigación

La investigación se desarrolla bajo un enfoque cualitativo con un alcance descriptivo, apoyándose en el método inductivo para analizar el fenómeno a partir de sus elementos específicos hasta alcanzar una comprensión global del contexto estudiado. El diseño metodológico corresponde a una investigación no experimental de corte transversal, lo que permite examinar las variables en su entorno natural sin intervenir en ellas, asegurando así la autenticidad de la información obtenida.

Para la recopilación de datos se realizó un levantamiento de información. Adicionalmente, se incorpora el análisis documental con el propósito de fortalecer el sustento teórico de la investigación y respaldar la propuesta planteada. La selección de

esta metodología responde a la necesidad de obtener información empírica confiable que facilite el diagnóstico de la situación actual, constituyendo una base objetiva para la toma de decisiones y el diseño de soluciones alineadas con los objetivos establecidos en el estudio.

2 CAPÍTULO: MARCO TEÓRICO

2.1 Fundamentos de las Energías Renovables

Según la Organización de las Naciones Unidas (2024) las fuentes de energías renovables se encuentran en abundancia en nuestro entorno, siendo fuentes de energía alternativas limpias, accesibles, asequibles, sostenibles y fiables, ya sean aportadas por el agua, el viento, el sol, los residuos o el propio calor de la tierra, que son regenerados por la propia naturaleza y que liberan pocos (o ninguno) contaminantes o gases de efecto invernadero en el aire (Salina & Quinche, 2024).

América Latina y el Caribe están enfrentando una serie de cambios en el sector energético. La demanda de energía en las naciones de la región está relacionada con el crecimiento económico, lo que ejerce presión sobre los países para incrementar su capacidad de generación, transmisión y distribución para garantizar que la energía esté disponible, es decir, se garantice la seguridad energética. Los países están afrontando retos para incrementar su eficiencia en términos de energía y la proporción de esta última renovables en sus matrices de energía. La seguridad energética, la eficiencia energética y la energía renovable son cruciales para el desarrollo futuro de la industria energética de la región, pilar esencial para la productividad y la competitividad (Játiva, 2021).

En la última década, varios países del mundo han impulsado iniciativas para incluir en sus sistemas productivos recursos renovables no convencionales que reemplacen la energía tradicional procedente de combustibles fósiles, con el objetivo, de reducir los efectos negativos del cambio climático y lograr un desarrollo más sostenible (Cataña, 2024).

Actualmente los recursos energéticos que se utilizan principalmente son los combustibles fósiles como el petróleo, el carbón y el gas natural, también conocidos como recursos agotables, y existen preocupaciones sobre su impacto ambiental, como las emisiones de gases de efecto invernadero, así como la posibilidad de que no estén disponibles como recursos para las generaciones futuras (Rodríguez, 2021).

Una de las alternativas más prometedoras actualmente para aportar a un entorno energético sustentable, en medio de las diversas fuentes de energía, se basa en la conversión fotovoltaica, ya que, aparte de generar energía eléctrica de una fuente

que no se puede agotar, adquirida directamente de la radiación solar, el progreso de la energía fotovoltaica solar está teniendo un rápido progreso en términos económicos y tecnológicos. Asimismo, la producción de energía electricidad directa adquirida a través de sistemas fotovoltaicos, que se alimentan con energía solar no necesita de ningún tipo de combustión, por lo que no genera contaminación térmica ni la emisión de dióxido de carbono (el mayor agente del efecto invernadero de origen humano) (Ponce & Mera, 2022).

La energía solar fotovoltaica ocupa el tercer lugar entre las fuentes de energía renovable más relevante, en términos de capacidad instalada a escala global, después de la energía eólica y la hidroeléctrica.

Sin embargo, si las políticas e instituciones del sector eléctrico nacional son inestables, este tipo de tecnologías puede enfrentar obstáculos para su desarrollo, por lo que es necesario crear políticas, instrumentos legales, estrategias, acciones y regímenes regulatorios estables que permitan incluir estas tecnologías en las condiciones adecuadas a cada mercado energético (Arias & Gavela, 2022).

Según el informe de IRENA (2026) publicado en abril del presente año respecto al conflicto que involucra a Oriente Medio, donde se evidencia la debilidad estructural inherentes de los sistemas energéticos nacionales que siguen dependiendo de los combustibles fósiles. La vulnerabilidad de los sistemas energéticos nacionales que varía el costo de electricidad en función de los mercados de petróleo y gas, influye significativamente en la inflación, lo que repercute en la economía nacional.

Es necesario replantear la necesidad urgente de consolidar un sistema energético basado en otras fuentes de energías no contaminantes, inagotables, que perduren a lo largo del tiempo. Para fortalecer el despliegue estratégico de energías renovable se debe atraer inversiones, incorporar la electrificación a la planificación nacional y reforzar las cadenas de suministro nacionales, marcos normativos precisos que aseguren el sistema energético, ampliar las minirredes, respaldar la electrificación industrial, hacer más accesibles los proyectos híbridos y conectar la ayuda con los combustibles fósiles con el logro de las metas de energías renovables.

2.1. Tipos de Energías Renovables

2.1.1. Energía Solar Fotovoltaica

Es el aprovechamiento de la energía proveniente del sol en forma de luz y calor, es un recurso inagotable, es decir está siempre disponible y se puede aprovechar en

cualquier momento, debido a que es posible almacenarla. En cuanto a los avances tecnológicos en las fábricas de celdas solares, son cada vez más eficientes, lo que promueve el uso de esta energía solar, como una de las principales alternativas.

Además, emite niveles muy bajos de contaminación y los costes de instalación se cubren disminuyendo las facturas de servicios públicos por el consumo de energía. Es por eso, que se promueve el uso de sistemas solares actualmente (PNUMA, 2022).

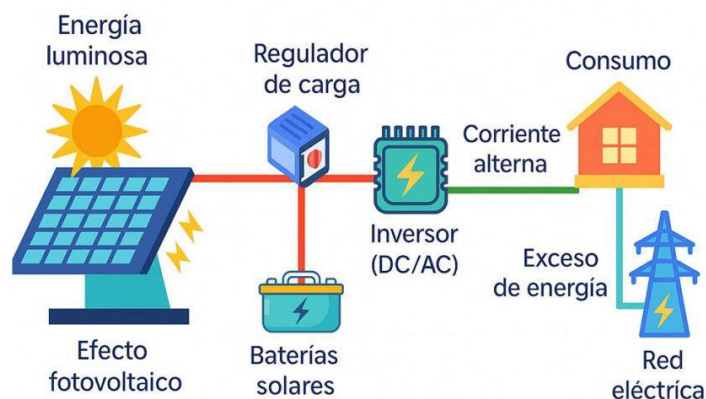
Varios autores la señalan como mejor opción para el futuro de la humanidad el sol emite cerca de $3.8 \times 10^{23} KW$, de los cuales aproximadamente $1.8 \times 10^{14} KW$ son interceptados por la tierra, aunque la mayor parte se pierde debido a la dispersión, la reflexión y la absorción por las nubes. Estudios han demostrado que la demanda energética global de energía puede ser proporcionada por la luz proveniente del sol (Serrano, 2023).

Entre los principales componentes de un sistema solar fotovoltaico, son:

- Panel solar
- Inversor
- Baterías
- Regulador de carga
- Estructura de soporte

A continuación, en la figura 1, se muestra el esquema grafico para la obtención de energía solar fotovoltaica, es importante destacar que el uso de las baterías es opcional, para almacenar energía, y ser usada posteriormente.

Figura 1 Esquema grafico del sistema fotovoltaico



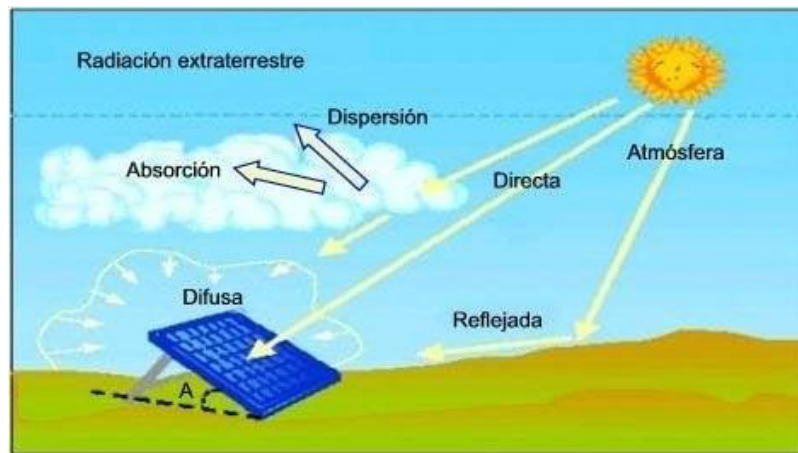
Fuente: Sicma21, 2022

La energía solar incide sobre la tierra de dos formas, de manera directa y de manera difusa.

La radiación directa llega directamente del sol, sin sufrir desviación o alteración en su dirección, mientras que la radiación difusa es aquella que llega después de ser reflejada, es decir, que fue dispersada por las moléculas y partículas de la atmósfera, pero, aun así, llega a la superficie; esta también permite importantes ganancias de energía (Dominguez, 2024).

La radiación se mide en KWh/m². (Kilo watts-hora por metro cuadrado), en la figura se observa el grafico, como ejemplo del efecto de la radiación recibida del sol y su comportamiento.

Figura 2 Efecto de la radiación solar



Fuente: Ejemplo del efecto de la radiación solar recibida para el sistema fotovoltaico, OPEX Energy, 2010

2.1.2. Energía Solar Térmica

La energía solar térmica consiste en aprovechar la energía del Sol para calentar un fluido caloportador y transferir ese calor a otro medio, ya sea dentro de un proceso o sistema. Es un tipo de energía renovable que tiene la capacidad de sustituir o reducir el uso de energía convencional proveniente de combustibles fósiles, y que, debido a la existencia de un mercado competitivo, es considerado como una de las alternativas comerciales más económicas para la producción de calor.

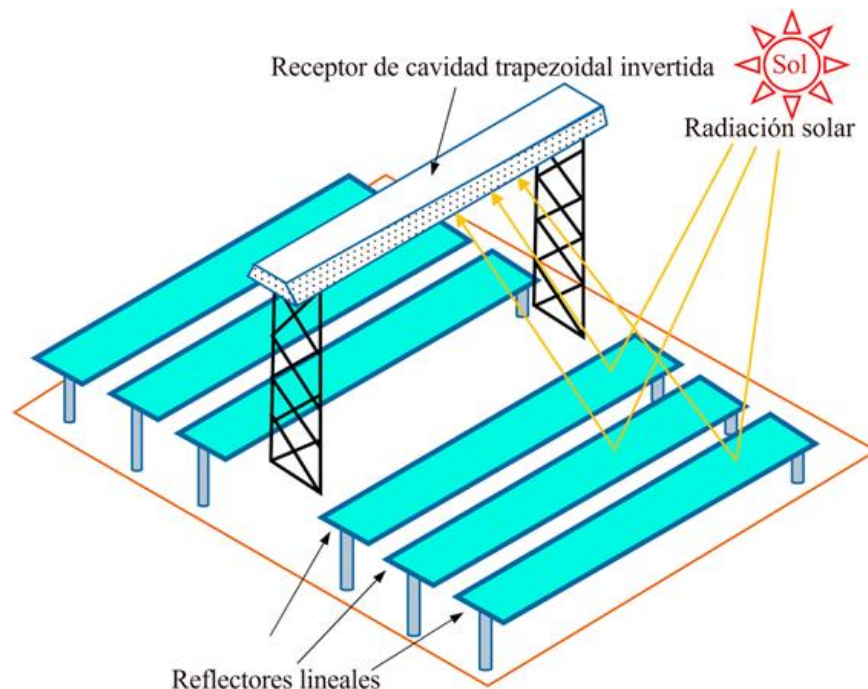
No obstante, la intermitencia de la energía solar hace necesario disponer de almacenamiento térmico, que actúan como sistemas auxiliares, lo que resulta en

mayores costos de inversión y, a su vez, menor viabilidad económica para la ejecución de nuevos proyectos. La energía térmica se puede almacenar en forma de calor latente o calor sensible; sin embargo, en el mecanismo de calor latente con materiales de cambio de fase o Phase change materials (PCM) se requiere un menor volumen de almacenamiento debido a que la densidad de energía es mayor que en los materiales de calor sensible (Carrión et al., 2022).

Los encargados de transformar la energía solar en térmica, son los denominados colectores solares térmicos, dispositivos que, a través de diversos principios de funcionamiento, que varían según el tipo de colector empleado.

En aplicaciones industriales los principales aspectos a tomar en cuenta para instalar un sistema solar térmico son la temperatura objetivo, el requerimiento energético, los criterios económicos, la disponibilidad del espacio y el grado de madurez de la tecnología analizada. Basándose en los rangos de temperaturas y uso en la industria, este trabajo abarca a los colectores de baja y media temperatura (Chico, 2023).

Figura 3: Esquema de un colector lineal



Fuente: Revisión de los últimos avances de los colectores solares térmicos aplicados en la industria, 2022

2.1.3. Energía Eólica

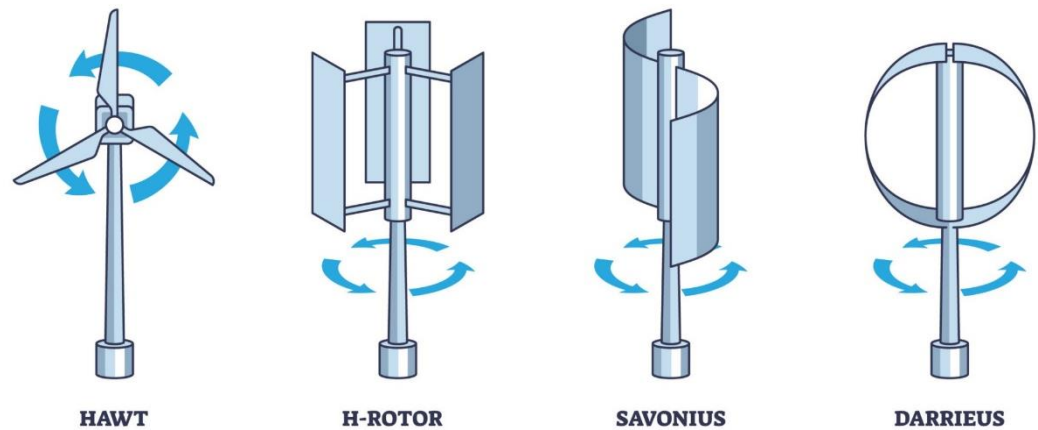
Es el aprovechamiento de la fuerza del viento para producir electricidad mediante los sistemas aerogeneradores, que son grandes turbinas con alabes que giran por la fuerza cinética del viento, es decir convierten la energía cinética en energía mecánica, y posterior mediante un generador la convierte en energía eléctrica. El funcionamiento de la energía eólica depende de varios factores asociados, entre ellos la velocidad y dirección del viento, los aerogeneradores por su diseño y tamaño, la ubicación del proyecto, entre otros (Perez, 2023).

Un aerogenerador o un conjunto de aerogeneradores conectados a una carga de manera directa o a través de un convertidor DC/AC establecen un sistema eólico; estos sistemas pueden funcionar de forma independiente o estar conectados a la red del sistema eléctrico nacional. Sus aplicaciones se orientan al área de telecomunicaciones y a sistemas aislados para viviendas más comunes. El generador transforma la energía del viento en corriente directa de 12 o 24 voltios DC que puede entregarse a la carga, a un convertidor DC/AC, además esta energía, puede almacenarse en un banco de baterías. Estos sistemas cuentan con un regulador electrónico de voltaje que vigila el estado de carga de las baterías, distribuye la corriente y compensa las pérdidas de tensión en la línea de conducción (Eraso et al., 2021).

De acuerdo con el informe 2026 del Consejo Mundial de Energía Eólica, la capacidad eólica mundial superó los 1.299 GW a finales de 2025, un 40% sobrepasando el año anterior, la señal más fuerte hasta el momento, de la cual 138 países ya se han comprometido a proporcionar a sus economías una clara transición a la energía eólica. El mercado asiático, liderado por China e India, puso en funcionamiento 131 GW de nueva capacidad (80% del total mundial), mientras que Europa, América del Norte, África y Oriente Medio instalaron grandes cantidades significativas de nuevos proyectos eólicos (GWEC, 2026).

A continuación, se presenta el diagrama técnico que ilustra la diferencia geométrica y funcional entre un aerogenerador convencional de eje horizontal (HAWT) y los distintos modelos de eje vertical (VAWT), tales como las configuraciones H-Rotor, Savonius y Darrieus.

Figura 4:Tipos de aerogeneradores



Fuente: Comparativa estructural de turbinas eólicas de eje horizontal y eje vertical, 2024

2.1.4. Biomasa

La energía de la biomasa se define como aquella energía renovable que se obtiene a partir de la materia orgánica e inorgánica formada mediante procesos biológicos o mecánicos, susceptibles de ser valorizados energéticamente. Desde una perspectiva termodinámica, representa el aprovechamiento de la energía solar almacenada de forma indirecta en los enlaces químicos de los compuestos orgánicos a través del proceso de fotosíntesis.

De acuerdo con la naturaleza del recurso, la biomasa se clasifica en tres grandes categorías operativas:

- **Biomasa Natural:** Producida espontáneamente en ecosistemas silvestres sin intervención humana directa.
- **Biomasa Residual:** Subproductos y desechos orgánicos generados por actividades antropogénicas, subdividida a su vez en residual húmeda (como efluentes domésticos o estiércol) y residual seca (residuos agrícolas, forestales e industriales de la madera).
- **Biomasa Cultivada (Cultivos Energéticos):** Plantaciones destinadas exclusivamente a la producción de materia prima con fines energéticos específicos, tales como especies de rápido crecimiento leñoso o herbáceo.

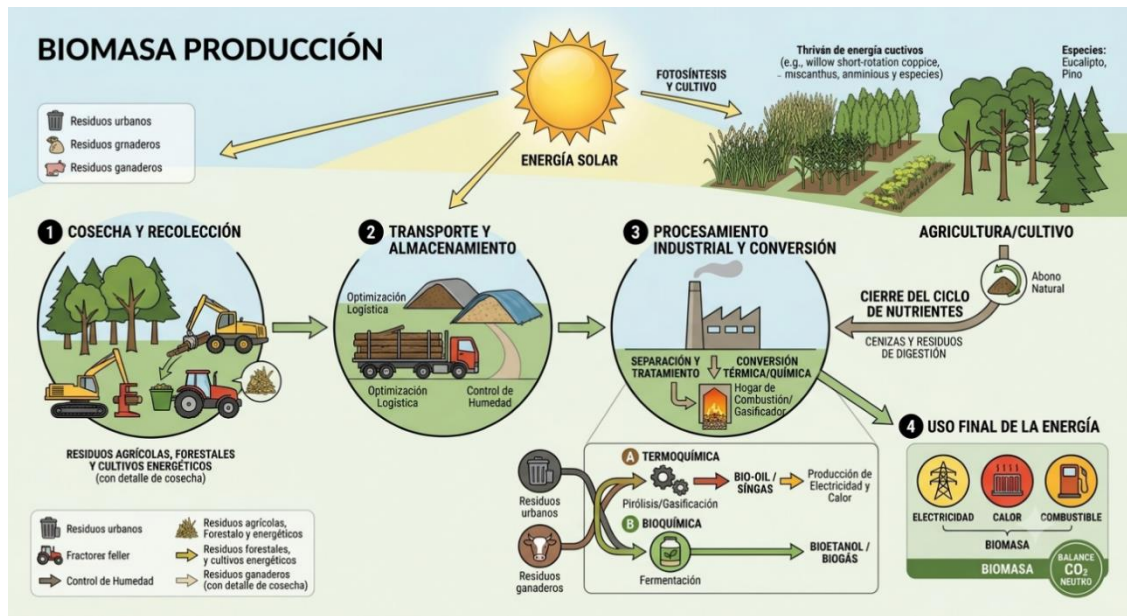
La transformación de la energía química contenida en la biomasa en vectores energéticos útiles (electricidad o calor) se ejecuta mediante dos rutas tecnológicas

principales, cuya selección depende de la relación Carbono/Nitrógeno y el contenido de humedad del recurso original (Andrade Medranda et al., 2026).

- **Procesos Termoquímicos:** Aplicados fundamentalmente a biomásas secas con bajo contenido de humedad (inferior al 15%-30%). Estos procesos utilizan el calor como agente de transformación e incluyen la combustión directa, la pirólisis y la gasificación. Esta última opera en condiciones subestequiométricas a altas temperaturas ($> 700\text{ }^{\circ}\text{C}$), transformando la fracción sólida en un gas combustible denominado gas de síntesis o syngas (H_2 y CO).
- **Procesos Bioquímicos:** Idóneos para biomásas húmedas con alta degradabilidad. Se fundamentan en la acción de microorganismos especializados mediante la digestión anaerobia (descomposición bacteriana en ausencia de oxígeno molecular). Este proceso convierte la materia orgánica en biogás (compuesto principalmente por CH_4 entre el 50%-70% y CO_2). El biogás posee un poder calorífico que permite su aprovechamiento directo en motores de cogeneración para la producción combinada de electricidad y calor.

A pesar de que el Ecuador dispone de un alto potencial agroindustrial enfocado en residuos de banano, caña de azúcar, palma africana y maíz capaz de generar importantes volúmenes de energía eléctrica a nivel macro (Serrano et al., 2022), su inclusión dentro de la matriz energética no convencional sigue siendo limitada. Esto se debe principalmente al incipiente desarrollo de la infraestructura tecnológica, los elevados costos de inversión inicial y la falta de marcos regulatorios específicos que estimulen la proliferación de centrales privadas de biomasa (Lozano Rojas & Sandoval Sandoval, 2024).

Figura 5: Ciclo de la producción de Biomasa



Fuente: El autor

2.1.5. Energía Hidráulica

La energía hidráulica es aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas. El principio básico consiste en hacer pasar un caudal de agua a través de una turbina hidráulica, la cual transmite la energía mecánica a un generador eléctrico para transformarla en energía disponible en la red.

En el contexto de la investigación, estas centrales se clasifican principalmente por su capacidad de generación y su infraestructura:

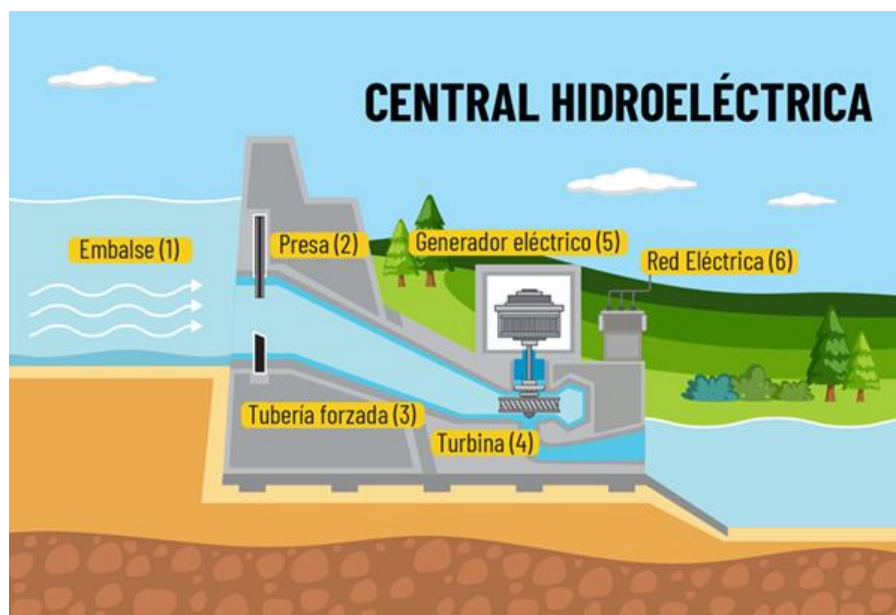
- **Centrales de gran regulación (con embalse):** Almacenan grandes volúmenes de agua para regular el caudal según la demanda estacional.
- **Centrales a filo de agua (de pasada):** No disponen de embalse significativo; utilizan directamente el caudal fluyente del río, por lo que su generación depende estrictamente de las condiciones hidrológicas del momento.
- **Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH):** Proyectos de menor escala (generalmente menores a 10 MW o 50 MW, según la normativa

local) que generan un menor impacto ambiental y suelen operar a filo de agua.

A nivel global, la energía hidráulica se mantiene como la fuente de electricidad renovable convencional más extendida y consolidada en el planeta, actuando como la columna vertebral del suministro de energía limpia en términos de potencia firme y capacidad de almacenamiento. De acuerdo con el reporte de la Asociación Internacional de Hidroelectricidad (IHA, 2026), la capacidad instalada global alcanzó los 1,469 gigavatios (GW) al cierre de 2025, generando anualmente cerca de 4,495 teravatios-hora (TWh), lo que equivale aproximadamente al 14% de toda la producción eléctrica del mundo.

El desarrollo de esta tecnología se encuentra fuertemente centralizado en cuatro naciones, que son: China, Brasil, Estados Unidos y Canadá, suman más de la mitad de toda la infraestructura hidroeléctrica operativa del planeta. Siendo China quien encabeza el mercado global de manera indiscutible al acumular cerca del 30% de la capacidad total del mundo y comandar más del 40% de las nuevas adiciones de potencia registradas en los últimos años. Asimismo, la matriz energética mundial está viviendo una reconfiguración estructural masiva en la que las fuentes renovables en su conjunto (hidráulica, solar y eólica) lograron un hito histórico al superar formalmente al carbón, cubriendo más de un tercio (33.8%) de la generación eléctrica global (Ember, 2026).

Figura 6: Funcionamiento de las centrales hidroeléctricas



Fuente: Recuperado el 24 de junio de 2026 de <https://www.eeq.com.ec/generacion>.

2.2. Energías renovables en el Ecuador

La evolución de la matriz eléctrica en el Ecuador ha estado marcada históricamente por un modelo de generación fundamentado principalmente en el aprovechamiento de sus recursos hídricos. De acuerdo con el balance oficial del Operador Nacional de Electricidad (CENACE, 2025), la producción hidroeléctrica cubre el eje central del abastecimiento del Sistema Nacional Interconectado (SNI). No obstante, la agudización de las crisis energéticas y los periodos de estiaje extremo registrados entre 2023 y 2024 evidenciaron las vulnerabilidades de mantener una matriz altamente concentrada, obligando al Estado a incrementar sustancialmente el uso de plantas termoeléctricas fósiles y la importación de energía para mitigar el déficit interno.

Esta problemática no es reciente, desde 1999 el sector eléctrico del país se ha visto afectado de manera recurrente por la generación de energía eléctrica insuficiente para satisfacer la creciente demanda nacional, además, de la carencia de participación e inversión por parte del sector privado en la infraestructura de generación energética del país. A pesar de que los gobiernos de turno han implementado diversos marcos legales para incentivar y favorecer la participación privada. Desde el 2008, el Estado promovió una transición orientada a expandir la capacidad de generación del sector eléctrico, impulso políticas de eficiencia energética que promueva la optimización de recursos energéticos.

El panorama energético nacional ha iniciado un punto de inflexión normativo y tecnológico orientado al despliegue de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Este cambio de paradigma no solo busca reducir la huella de carbono del sector industrial, sino también establecer una red descentralizada capaz de garantizar la soberanía energética frente a las fluctuaciones impuestas por el cambio climático. Con este propósito, se han implementado reformas regulatorias que fijan directrices de ordenamiento territorial, promueven incentivos tributarios de autogeneración para la empresa privada y autorizan a las empresas distribuidoras locales a construir infraestructuras de energía limpia en sus propias áreas de servicio (Rivera et al., 2025).

A través de estos esfuerzos, el país busca consolidar una transición en la matriz energética nacional migrando un modelo históricamente supeditado a la generación convencional a una matriz mayoritariamente en fuentes renovables. Lo que permite al

país la disminución de gases de efecto invernadero, aminorar el impacto ambiental ocasionado por el uso común combustibles fósiles y sus derivados.

2.3. Sistemas Fotovoltaicos

Un sistema solar fotovoltaico es un conjunto de equipos que transforma la radiación solar en una fuente de suministro eléctrico por medio del efecto fotoeléctrico, mediante el cual las ondas electromagnéticas de la luz inciden sobre un material semiconductor y liberan electrones que dan origen a una corriente eléctrica (Domínguez, 2024). Para que este proceso de conversión energética se realice de forma óptima y segura, el diseño de la instalación debe partir del análisis de una serie de factores técnicos, entre los que se destacan los siguientes:

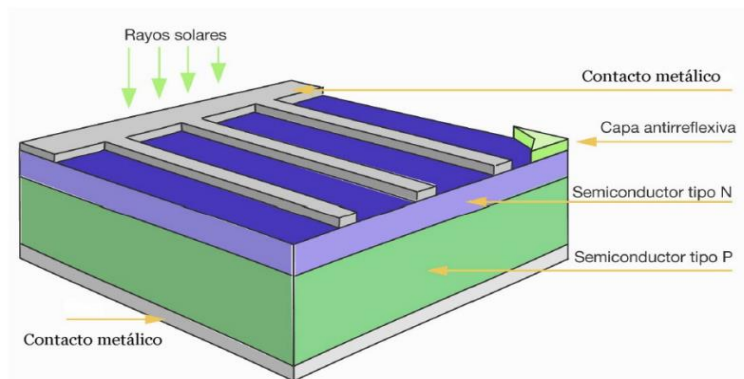
- Radiación solar incidente sobre el sitio de instalación.
- Horas sol pico (HSP) disponibles según la ubicación geográfica.
- Índice de sombras proyectadas sobre el área de montaje.
- Área disponible para la instalación de los módulos.
- Conexiones eléctricas y mecánicas entre los distintos equipos.
- Distancias de seguridad requeridas para las labores de mantenimiento.
- Protecciones eléctricas del sistema.

2.3.1. Componentes de un sistema solar fotovoltaico

A. Panel solar

El panel solar constituye la unidad modular del sistema y está formado por celdas fotovoltaicas semiconductoras de unión N-P. Estas celdas aprovechan el efecto fotoeléctrico para captar la radiación incidente; el desplazamiento de electrones que se produce entre las capas de la unión genera una excitación eléctrica que se traduce en una diferencia de potencial entre los terminales del módulo (Arevalo, 2023). En la figura 7 se muestran los componentes internos que conforman una célula solar.

Figura 7. Célula fotovoltaica



Nota: piezas sobrepuestas que conforman una placa solar. Fuente: SEI, 2023

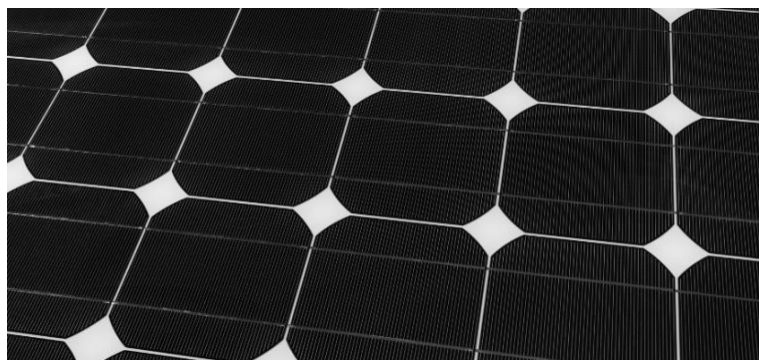
Entre las características más relevantes de las células fotovoltaicas se encuentran las siguientes:

- Tecnología variable según el nivel de eficiencia y la aplicación prevista para el módulo.
- Sistema modular y escalable.
- Facilidad de instalación.
- Capacidad de soportar temperaturas de operación superiores a los 40 °C.

B. Módulo monocristalino

Este módulo está compuesto por células de silicio cristalino cortadas en forma hexagonal, con un espesor que no supera los 18 cm y agrupaciones cuyo tamaño oscila entre 200 y 240 cm. Se distingue por su tono azul oscuro, un recubrimiento antirreflejante y un marco perimetral de aluminio, alcanzando niveles de eficiencia cercanos al 23 % (Arevalo, 2023). La figura 8 muestra la disposición de las láminas hexagonales características de este tipo de módulo.

Figura 8. Módulo monocristalino



Nota: vista de las células hexagonales de módulo monocristalino. Fuente: SEI, 2021

C. Módulo policristalino

Los módulos policristalinos se fabrican a partir de una aleación de silicio dopado con tungsteno. Sus células presentan tonalidades variables y responden de manera distinta ante la incidencia de la luz; tienen un espesor aproximado de 20 mm y una eficiencia que se sitúa entre el 14 % y el 19 % (Chacón, 2023). La figura 9 ilustra la estructura de las células de un módulo policristalino.

Figura 9. Módulo policristalino



Nota: composición de estructura rectangular cristalina múltiple del silicio. Fuente: SEI, 2021

D. Módulo amorfo

Los módulos amorfos están conformados por una delgada capa de silicio depositada sobre un sustrato plástico. Debido a esta composición, su eficiencia es considerablemente menor, con un máximo aproximado del 11 %, y se identifican por su coloración azul y marrón (Chacón, 2023). En la figura 10 se observa su aplicación en un entorno de intemperie.

Figura 10. Módulo amorfo



Nota: módulo amorfo aplicado a un invernadero. Fuente: Code Solar, 2020

E. Conector multicontacto para módulos fotovoltaicos (MC4)

Los conectores MC4 son los elementos empleados para interconectar los módulos fotovoltaicos entre sí. Su denominación proviene de su espesor de 4 mm;

están fabricados con un material epóxico de color negro que facilita la unión de las cadenas fotovoltaicas y cumplen con los estándares UL 6703 y NEC, lo que garantiza su robustez y estanqueidad ante la lluvia, además de un nivel básico de aislamiento de hasta 1500 Vdc. Estos conectores se clasifican según su polaridad (macho o hembra) y su tipo de acople (Arevalo, 2023). La figura 11 muestra la composición interna de un conector MC4.

Figura 11. Composición del conector MC4



Nota: elementos de un conector macho-hembra. Fuente: Gilera, 2023

F. Estructuras de fijación para módulos fotovoltaicos

La estructura de soporte es uno de los elementos más determinantes del sistema, ya que de ella depende el ángulo de inclinación que permite optimizar la captación de la radiación solar (Flores, 2021). Estas estructuras están conformadas por los siguientes elementos, ilustrados en la figura 12:

- Riel: perfil de aluminio que soporta e inclina los módulos fotovoltaicos.
- Conector tipo riel: pieza de acople utilizada para unir los rieles de aluminio.
- Conector tipo L: se fija entre las tejas y requiere de un perno químico para evitar filtraciones.
- Grapa final: se coloca únicamente en el extremo de cada cadena fotovoltaica.
- Grapa media: permite separar los módulos fotovoltaicos dispuestos de forma horizontal.

Figura 12. Estructura para inclinación de módulo fotovoltaico



Nota: estructura montada sobre losa. Fuente: Gilera, 2020

De acuerdo con la ubicación de los módulos, el tipo de montaje de las estructuras puede clasificarse en:

- Montaje sobre techo (teja).
- Montaje sobre losa.
- Montaje sobre superficie plana o a nivel de suelo.
- Montaje flotante, sobre balsas dispuestas a nivel de mar o de espejos de agua.

G. Inversor para sistema fotovoltaico

El inversor es el equipo electrónico encargado de convertir la energía eléctrica del dominio del tiempo al dominio de la frecuencia, es decir, de transformar la corriente continua entregada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna. Esta conversión se rige por dos principios: mantenerse dentro del rango permisible de voltaje de arranque y no superar la corriente máxima admisible por el equipo (Martínez, 2025). La figura 13 presenta algunos modelos de inversor disponibles para distintas aplicaciones.

Figura 13. Gama de inversores fotovoltaicos



Nota: clasificación de inversores por su aplicación. Fuente: Renovaenergía, 2022

Adicionalmente, los inversores pueden clasificarse según los siguientes criterios:

- Por su topología: PWM o MPPT.
- Por su aplicación: intemperie, centralizado o en cadena (string).
- Por su modo de conexión: interconectado a la red (On Grid) o aislado (Off Grid).
- Por su tensión de salida: monofásico o trifásico.
- Por el tipo de cliente: residencial, comercial o industrial.

Para garantizar un correcto funcionamiento, el inversor debe cumplir con los siguientes criterios técnicos:

- La señal de salida debe aproximarse en la mayor medida posible a una onda senoidal pura.
- Debe mantener una frecuencia operativa constante.
- Debe brindar protección a los componentes internos del equipo.
- No debe generar perturbaciones que alteren la calidad de la señal de salida.

2.4. Criterios técnicos para la instalación de un sistema fotovoltaico

Toda instalación fotovoltaica debe garantizar eficiencia y seguridad, respetando además los criterios estéticos y la normativa nacional e internacional aplicable a instalaciones eléctricas de exterior, sistemas de puesta a tierra para generadores e instalación de bancos de baterías. La observancia de estos aspectos permite asegurar un desempeño energético óptimo y la calidad del sistema en su conjunto (Flores C., 2024).

Debido a que los sistemas fotovoltaicos son generadores de energía eléctrica, requieren de un sistema de protección y seccionamiento adecuado que les otorgue robustez frente a perturbaciones eléctricas y descargas atmosféricas, salvaguardando tanto la infraestructura como la integridad de las personas (Trejo, 2023).

2.5. Sistema solar fotovoltaico interconectado a la red (On Grid)

Este sistema está conformado por dos etapas principales: la generación fotovoltaica y el inversor On Grid, ambas responsables del proceso de conversión energética. El sistema permanece conectado a la red eléctrica pública, de modo que existen dos fuentes de suministro para las cargas: la red de la empresa distribuidora y la planta solar (Achote & Rodríguez, 2023).

La generación fotovoltaica opera dentro de un ciclo diurno-vespertino de hasta 12 horas; concluido este periodo, el suministro pasa a depender exclusivamente de la red de la empresa distribuidora.

La principal limitación de este sistema es su dependencia del recurso solar, disponible durante un período aproximado de 12 horas al día. Además, ante cortes de suministro de la red, el inversor conmuta a modo isla, deteniendo la inyección de energía de la planta solar hacia la red para evitar energizarla accidentalmente durante una falla (Serrano, 2023).

Entre sus beneficios se encuentra la posibilidad de generar excedentes de energía, los cuales, de acuerdo con la normativa vigente ARCONEL 05/24, pueden reconocerse como créditos a favor del usuario.

2.6. Sistema solar fotovoltaico aislado (Off Grid)

Un sistema fotovoltaico aislado está compuesto por una cadena de módulos que entrega energía en corriente continua a un inversor Off Grid. Este equipo destina aproximadamente el 70 % de la energía generada a la carga considerada autónoma, mientras que el 30 % restante se emplea para respaldar el banco de baterías.

Este tipo de sistema no requiere conexión a la red eléctrica pública y se emplea principalmente en zonas rurales o de difícil acceso que carecen de suministro convencional. Durante el día, la energía proviene de la generación fotovoltaica; sin embargo, en horario nocturno el suministro depende únicamente del banco de baterías, lo cual constituye una limitante importante que obliga al usuario a reducir su consumo.

2.7. Sistema solar fotovoltaico híbrido

El concepto de sistema híbrido se refiere a la posibilidad de combinar más de una tecnología de generación dentro de un mismo sistema. En el caso de un sistema fotovoltaico híbrido, es el inversor el encargado de integrar la fuente solar con una fuente de generación complementaria, realizando la conversión de energía DC a AC.

Los inversores de topología híbrida constituyen sistemas aislados capaces también de convertir energía AC en DC, con el fin de alimentar el banco de baterías cuando la producción fotovoltaica resulta insuficiente para cubrir la demanda. Su principio de funcionamiento es análogo al de un UPS, ya que integra procesos de inversión y rectificación en su electrónica interna, lo que le permite mantenerse conectado a la red en todo momento y distribuir la energía de forma equilibrada según la configuración establecida.

2.8. Sistema solar fotovoltaico multimodo

Este sistema combina dos subsistemas con modos de operación distintos: uno interconectado a la red (On Grid) y otro aislado (Off Grid). El sistema multimodo busca integrar ambos subsistemas en un único equipo, de manera que se puedan aprovechar simultáneamente los beneficios de inyectar a la red los excedentes de energía generados por la planta fotovoltaica y de disponer de un respaldo energético dedicado a las cargas críticas o prioritarias.

El equipo está conformado por un solo cuerpo en el que convergen ambos inversores, alimentados por una única entrada fotovoltaica, aunque cada subsistema opera de manera independiente según los parámetros de configuración definidos para su aplicación. El subsistema On Grid es el encargado de convertir la energía DC en AC y entregarla al tablero de distribución para abastecer la demanda de las cargas. No obstante, este subsistema presenta una limitación relacionada con su modo de aislamiento (isla): ante la ausencia de energía en la red, el inversor queda inoperativo por razones de seguridad, aun cuando la planta fotovoltaica continúe generando energía, ya que inyectar corriente durante labores de mantenimiento de la red podría ocasionar accidentes al personal técnico (Bonilla, 2023).

Por su parte, el subsistema Off Grid entra en funcionamiento únicamente cuando el subsistema On Grid queda inhabilitado, mediante un bypass interno que permite que la entrada fotovoltaica principal alimente al segundo inversor. De esta manera, durante el horario diurno se garantiza el suministro a las cargas críticas y, en ausencia de radiación solar, el sistema conmuta a modo batería.

2.9. Banco de baterías

Las baterías son dispositivos capaces de almacenar grandes cantidades de energía mediante un proceso electroquímico de tipo oxidativo, en el cual un material se oxida mientras otro retiene los electrones liberados; estos elementos constituyen, respectivamente, el ánodo y el cátodo del sistema, o los bornes positivo y negativo. La corriente circula libremente cuando se cierra un circuito con una impedancia Z , desplazándose los electrones desde el borne negativo, por lo que la batería se contempla como una fuente habitual que provee energía en corriente de manera continua. A través de la figura 14 se observa la clasificación de las baterías de acuerdo con su tecnología y aplicación.

Figura 14. Clasificación de las baterías por su aplicación y tecnología



Nota: diferentes topologías de baterías para aplicaciones específicas. Fuente: SEI, 2021

A. Batería de plomo ácido

Esta tecnología emplea un electrolito de plomo-ácido inmovilizado, que posibilita la combinación de los átomos de hidrógeno y oxígeno. Debido a la elevada densidad energética de esta reacción, las celdas se encapsulan en una carcasa de material termoplástico ligero reforzado, conocido por sus siglas en inglés como ABS. Estas baterías tienen una vida útil de hasta 5 años y soportan temperaturas de operación de hasta 31 °C. La figura 15 muestra la forma física de una batería de plomo ácido sellada, identificada por sus siglas en inglés VRLA.

Figura 15. Batería de plomo ácido sellada



Nota: batería de plomo ácido sellada de 12 V, 39 Ah. Fuente: Aquira, 2020

B. Batería de níquel-cadmio

Esta tecnología se diferencia de la de plomo ácido por su composición y por estar orientada a aplicaciones críticas. Los electrodos de níquel y cadmio dispuestos en el interior de la carcasa cumplen las funciones de ánodo y cátodo, permitiendo la circulación de electrones cuando el circuito se encuentra cerrado. Se caracteriza por soportar altas temperaturas de ciclado y por ofrecer una vida útil de hasta 12 años (Escriche, 2020). La figura 16 ilustra distintos modelos de batería de Ni-Cd.

Figura 16. Baterías selladas de Ni-Cd



Nota: baterías de 12 V, 50 Ah, de alto ciclado. Fuente: KPL Industry, 2020

C. Batería con tecnología de litio

Estas baterías se caracterizan por una composición química a base de litio combinado con otros materiales, como aleaciones de plata o titanio, que les confiere propiedades adecuadas para soportar un alto número de ciclos, permitir descargas profundas y tolerar temperaturas de hasta 70 °C. Su vida útil varía según la composición específica, aunque en promedio supera los 15 años (Asadobay, 2022). La figura 17 muestra un módulo de batería de iones de litio sellado junto con su regulador correspondiente.

Figura 17. Batería de iones de litio



Nota: módulo de batería de litio de 1 kVA. Fuente: Hitachi, 2022

2.10. Regulador de carga solar

El regulador de carga es el componente encargado de gestionar el flujo de energía entre los módulos fotovoltaicos y el banco de baterías en sistemas aislados o híbridos, con el fin de asegurar una carga eficiente y evitar condiciones de sobrecarga o sobrevoltaje que puedan reducir la vida útil o dañar las celdas (Enertik, 2023). Existen dos tecnologías principales de reguladores: PWM y MPPT, cuyas diferencias de funcionamiento se describen a continuación.

A. Regulador PWM (Pulse Width Modulation)

Este tipo de regulador conecta directamente el módulo fotovoltaico al banco de baterías y ajusta la carga mediante pulsos de ancho variable que se abren y cierran a alta frecuencia hasta alcanzar el nivel de carga deseado. Su diseño es sencillo y económico, aunque su eficiencia energética se sitúa entre el 75 % y el 80 %, ya que reduce la tensión del panel para igualarla a la de la batería, lo que implica una pérdida de potencial aprovechable (Bettsun, 2024).

B. Regulador MPPT (Maximum Power Point Tracking)

El regulador MPPT incorpora un convertidor DC/DC que desacopla la tensión de entrada proveniente de los módulos de la tensión de salida hacia el banco de baterías, lo que permite configurar los paneles en arreglos serie-paralelo con tensiones más elevadas y menores pérdidas por transmisión. Un algoritmo de seguimiento ubica de forma continua el punto de máxima potencia de la curva característica del panel, ajustando la carga entregada a la batería en función de las condiciones de radiación. Gracias a este principio de funcionamiento, su eficiencia se ubica entre el 95 % y el 98

%, resultando especialmente ventajoso en instalaciones con sombras parciales o condiciones de baja irradiación (Vinueza, 2022).

2.11. Estructura soporte

La estructura de soporte, que incluye tanto la soportería de los módulos como los racks destinados a inversores y baterías, constituye uno de los elementos más determinantes para garantizar la fijación y correcta operatividad de los equipos. Se entiende por soportería a toda estructura metálica que sirve de apoyo a estos elementos, fabricada con materiales resistentes que permiten su interconexión (Lajones, 2022).

- Para los módulos fotovoltaicos se emplean materiales de aluminio, como rieles, conectores y grapas, cuya importancia radica en mantener el ángulo de inclinación necesario para maximizar el aprovechamiento de la irradiación.
- Para los inversores se utilizan soportes de pared que garantizan su fijación horizontal.
- Para las baterías se fabrican racks que permiten alinear la cadena de celdas sin que estas entren en contacto con el suelo.

2.12. Sistema de puesta a tierra

La puesta a tierra corresponde a la conexión eléctrica intencionada entre los componentes conductores del sistema fotovoltaico y el terreno, con el objetivo de limitar la tensión de contacto ante una falla, disipar de forma segura la energía proveniente de descargas atmosféricas o sobretensiones, y estabilizar la referencia de tensión del sistema (Sunpal, 2026). Esta protección comprende tanto la puesta a tierra de equipos —uniendo bastidores de los módulos, estructuras de montaje, inversores y carcasas— como la del propio sistema.

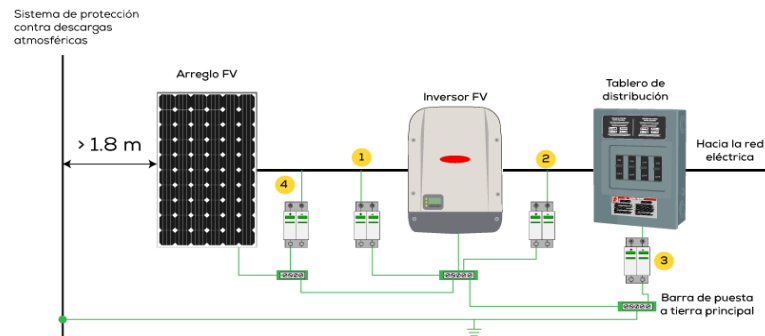
Entre las recomendaciones generales para su implementación se destaca que el sistema debe conectarse a tierra en un único punto, denominado tierra del sistema, ya que de lo contrario podría circular corriente por los conductores de protección y afectar el funcionamiento de reguladores e inversores (SFE Solar, 2022). Asimismo, en instalaciones conectadas a la red, la puesta a tierra del sistema fotovoltaico debe mantenerse independiente de la del neutro, por lo que su diseño debe considerar la normativa técnica correspondiente, tal como la IEEE 2778-2020 para plantas de generación fotovoltaica.

2.13. Sistema de protecciones de corriente directa

Los sistemas fotovoltaicos requieren de protecciones que garanticen la operación continua de sus equipos; en particular, las protecciones de corriente directa

resultan fundamentales a la salida de las cadenas de paneles y del banco de baterías, con el fin de resguardarlos frente a sobrecorrientes. La figura 18 ilustra la ubicación adecuada de estas protecciones dentro de un sistema fotovoltaico, hasta llegar al punto de consumo (Vallejo & Suarez, 2022).

Figura 18. Protecciones de corriente directa



Nota: ubicación de los elementos de protección en un sistema fotovoltaico interconectado a la red. Fuente: MUST, 2023

2.14. Sistema de protecciones de corriente alterna

Este tipo de sistema se encuentra habitualmente a la salida del inversor y cuenta con dos disyuntores: uno destinado a las labores de mantenimiento del sistema y otro para proteger el panel de distribución del usuario. Adicionalmente, se recomienda la instalación de un supresor de transitorios tipo II o clase B, conforme a la normativa estadounidense ANSI.

2.15. Eficiencia energética y pérdidas del sistema fotovoltaico

El desempeño real de un sistema fotovoltaico difiere de las condiciones ideales de laboratorio (STC) debido a la presencia de diversas fuentes de pérdida a lo largo de la cadena de generación. Entre las más relevantes se encuentran las pérdidas por temperatura, que reducen la tensión de los módulos cuando estos operan por encima de los 25 °C; las pérdidas por suciedad o soiling, que disminuyen la radiación efectiva captada por la superficie del panel; las pérdidas de tipo óhmico, asociadas al cableado y a las conexiones; y las pérdidas de conversión propias del inversor. La cuantificación conjunta de estos factores se expresa habitualmente mediante el performance ratio (PR), un indicador que permite comparar el rendimiento energético real de distintas instalaciones fotovoltaicas independientemente de su tamaño o ubicación (Santacruz, 2023).

2.16. Marco Legal y Normativo de los sistemas fotovoltaicos

2.16.1. Marco legal y normativas internacionales para sistemas fotovoltaicos

La implementación de un sistema solar fotovoltaico no depende únicamente de criterios técnicos de diseño, sino también del cumplimiento de un conjunto de disposiciones legales y normativas que regulan su instalación, conexión, operación y comercialización de energía. Estas disposiciones garantizan la seguridad de las personas y de la red eléctrica, la calidad del servicio y la protección de los derechos tanto del generador como de la empresa distribuidora (Taipe, 2023). A continuación, se describen las principales normas técnicas internacionales y el marco legal ecuatoriano vigente aplicable a este tipo de proyectos.

2.16.2. Normativa técnica internacional aplicable a sistemas fotovoltaicos

Debido a que la tecnología fotovoltaica se ha desarrollado de forma global, existen estándares internacionales que regulan el diseño, la fabricación y la instalación segura de sus componentes. Entre los más relevantes se encuentran los siguientes:

IEC 61215 – Calificación del diseño y homologación de tipo. Establece los ensayos de resistencia mecánica, térmica y eléctrica que deben superar los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para garantizar su desempeño durante su vida útil en condiciones de intemperie.

IEC 61730 – Calificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos. Define los requisitos de construcción y los ensayos necesarios para prevenir riesgos eléctricos, mecánicos y de incendio asociados a los módulos.

IEC 62109 – Seguridad de los convertidores de potencia para sistemas fotovoltaicos. Regula los requisitos de seguridad eléctrica de los inversores, abarcando tanto los aspectos generales como los específicos aplicables a inversores conectados a la red.

UL 1741 – Inversores, convertidores y controladores para sistemas de energía distribuida. Norma de origen estadounidense que certifica los inversores fotovoltaicos en cuanto a su capacidad de desconexión ante fallas de la red y su compatibilidad con los requisitos de interconexión.

IEEE 1547 – Interconexión de recursos de energía distribuida con sistemas de distribución eléctrica. Constituye la referencia técnica más utilizada para establecer los parámetros de tensión, frecuencia y protección que debe cumplir un sistema fotovoltaico interconectado a la red de distribución.

NEC (National Electrical Code), Artículo 690 – Sistemas de energía solar fotovoltaica. Reglamenta el cableado, la puesta a tierra, el etiquetado y las protecciones específicas para instalaciones fotovoltaicas.

IEC 60364-7-712 – Instalaciones eléctricas de baja tensión: sistemas de alimentación solar fotovoltaica. Establece los requisitos particulares para el cableado en corriente continua, la puesta a tierra y las protecciones en instalaciones fotovoltaicas de baja tensión.

IEEE 2778-2020 – Guía para el diseño de sistemas de puesta a tierra en plantas de generación fotovoltaica. Considera las particularidades de la gran área que ocupan las plantas fotovoltaicas frente a los sistemas de puesta a tierra convencionales (Iza, 2023).

Estas normas internacionales, en su mayoría, son adoptadas como referencia técnica por los organismos de control eléctrico de cada país, entre ellos la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) del Ecuador, para complementar los requisitos establecidos en la normativa nacional.

2.17. Marco legal ecuatoriano para la generación distribuida

En el Ecuador, el sector eléctrico se rige por la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento General, cuya labor es facultarlos a los usuarios regulados y no regulados a colocar sistemas de generación distribuida destinados exclusivamente al autoabastecimiento, a partir del aprovechamiento de energías renovables no convencionales (ERNC). La propia Ley dispone que las condiciones técnicas para la instalación, operación y tratamiento comercial de los excedentes de energía inyectados a la red sean desarrolladas mediante regulaciones específicas emitidas por el organismo de control competente (LOSPEE, s.f.; ARCONEL-005/24, 2024).

A esta disposición se suma la Ley Orgánica de Competitividad Energética, que impulsa la diversificación de la matriz energética nacional y establece incentivos para los consumidores que adopten sistemas de autogeneración renovable, sin perjuicio del principio de exclusividad de comercialización que corresponde a las empresas distribuidoras.

La entidad encargada de regular y controlar el cumplimiento de estas disposiciones es la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), organismo que emite las regulaciones técnicas específicas para la generación

distribuida, siendo la más relevante para el presente estudio la Regulación Nro. ARCONEL-005/24.

2.18. Regulación ARCONEL-005/24: marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento

La Regulación Nro. ARCONEL-005/24, expedida el 25 de septiembre de 2024, sustituyó a la anterior Regulación ARCERNNR-008/23 y estableció el marco normativo vigente para su autorización, instalación, conexión, uso y mantenimiento de los denominados Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA), así como las disposiciones para la medición y facturación de la energía eléctrica de los consumidores regulados que cuenten con este tipo de sistemas (ARCONEL-005/24, 2024, Art. 1).

A. Caracterización y potencia nominal de un SGDA

Un SGDA se define como un conjunto de instalaciones de producción que utilizan recursos energéticos renovables no convencionales para el autoabastecimiento de uno o más usuarios finales y están conectadas a una red de distribución (ARCONEL-005/24, 2024, Art. 5). Para su caracterización, la regulación exige que el sistema opere en sincronismo con la red de distribución o con las redes internas del consumidor, que se encuentre dentro de la misma área de servicio de la distribuidora, y que su finalidad sea exclusivamente el abastecimiento de la demanda del consumidor asociado, pudiendo incorporar de forma opcional sistemas de almacenamiento de energía y equipos de control para impedir la inyección de excedentes a la red.

En función de su potencia nominal, la regulación clasifica a los SGDA en dos categorías: la Categoría 1, con potencia nominal menor o igual a 100 kW, cuyo trámite ante la distribuidora está exento de todo pago; y la Categoría 2, con potencia superior a 100 kW, para la cual se exige el pago de un rubro proporcional a la potencia instalada y la aplicación de los requisitos técnicos adicionales establecidos en el Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (ARCONEL-005/24, 2024, Art. 7 y 14).

B. Modalidades y modos de conexión del SGDA

La regulación establece cinco modalidades de autoabastecimiento, que combinan el criterio de ubicación del SGDA respecto al consumidor (local o remoto) y el número de cuentas contrato que puede abastecer (individual o múltiple) (ARCONEL-005/24, 2024, Art. 10). La tabla 1 resume estas modalidades.

Tabla 1. Modalidades de conexión de un SGDA

Modalidad	Denominación	Descripción
1 ^a	Autoabastecimiento individual local	El SGDA abastece a una sola cuenta contrato, ubicada en el mismo inmueble donde se instala.
1b	Autoabastecimiento múltiple local	El SGDA abastece a varias cuentas contrato ubicadas en un mismo inmueble, urbanización o condominio.
2a	Autoabastecimiento individual remoto	El SGDA se ubica en un lugar distinto al del consumidor y abastece a una sola cuenta contrato.
2b	Autoabastecimiento múltiple remoto concentrado	El SGDA se ubica de forma remota y abastece a varias cuentas contrato concentradas en un mismo inmueble o condominio.
2c	Autoabastecimiento múltiple remoto disperso	El SGDA se ubica de forma remota y abastece a varias cuentas contrato de un mismo titular, ubicadas en inmuebles dispersos.

Nota: modalidades de autoabastecimiento establecidas en la Regulación ARCONEL-005/24 (2024, Art. 10).

En todas las modalidades, el SGDA puede o no inyectar exceso de energía a la red de distribución. Si hay inyección, la potencia nominal del sistema queda restringida por la capacidad de la red en el punto de conexión aprobado por la distribuidora; si no existe inyección, la potencia se limita a la demanda máxima registrada por el consumidor, debiendo instalarse equipos de protección que impidan el retorno de energía hacia la red (ARCONEL-005/24, 2024, Art. 7).

C. Factibilidad de conexión y Certificado de Habilitación (licencia del SGDA)

Previo a la instalación de un SGDA, el interesado directamente o a través de un representante técnico debe solicitar a la empresa distribuidora la Factibilidad de

Conexión para Autoabastecimiento, documento que presenta un programa de conexión y las condiciones de operación del sistema. Una vez obtenida esta factibilidad, y presentada la memoria técnica del proyecto, el diagrama unifilar, el esquema de protecciones y el cronograma de ejecución, la distribuidora emite el Certificado de Habilitación, documento administrativo que constituye la licencia formal que autoriza la construcción, instalación, operación y mantenimiento del SGDA (ARCONEL-005/24, 2024, Art. 13 y 15).

La vigencia de este certificado coincide con la vida útil estimada de la tecnología de generación empleada, contada a partir del inicio de operación del sistema, tal como se muestra en la tabla 2 (ARCONEL-005/24, 2024, Art. 15).

Tabla 2. Vida útil de los SGDA

Tecnología de generación	Vida útil (años)
Fotovoltaica	25
Eólica	25
Biomasa	20
Biogás	20
Hidráulica	30

Nota: vida útil de tecnologías de generación de energía eléctrica establecida en la Regulación ARCONEL-005/24 (2024, Art. 15).

El Certificado de Habilitación puede ser revocado por la distribuidora ante incumplimientos reiterados de los parámetros de calidad del servicio, incrementos no autorizados de la potencia nominal, o por decisión propia del titular, lo que conlleva la desconexión del SGDA y la anulación de la Factibilidad de Conexión otorgada previamente (ARCONEL-005/24, 2024, Art. 16).

D. Energía neta y tratamiento de los excedentes

Uno de los aspectos centrales de la regulación es el cálculo de la energía neta, mecanismo que compara mensualmente la energía consumida por el usuario con la energía generada por el SGDA a través del sistema de medición bidireccional instalado en el punto de entrega (ARCONEL-005/24, 2024, Art. 26). Cuando la energía neta resulta negativa o igual a cero, es decir, cuando la generación del SGDA iguala o

supera el consumo, la distribuidora no factura energía y reconoce un crédito de energía a favor del consumidor, equivalente al excedente generado en ese mes.

Este crédito se acumula en un saldo de energía a favor, el cual puede utilizarse para cubrir la energía neta positiva de los meses siguientes en los que el consumo supere a la generación. Dicho saldo se reinicia a cero cada 24 meses contados desde el inicio de operación del SGDA, sin que la distribuidora deba reconocer una compensación económica por el excedente no utilizado dentro de ese período (ARCONEL-005/24, 2024, Art. 27). Independientemente del resultado del balance neto, el consumidor debe cancelar mensualmente el cargo por comercialización y, cuando corresponda a su categoría tarifaria, el cargo por demanda establecido en el pliego tarifario vigente.

E. Otras disposiciones aplicables

- Para SGDA de potencia superior a 100 kW, los requisitos técnicos de conexión, puesta en servicio y calidad de producto se rigen adicionalmente por la Regulación ARCONEL-001/2024, «Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano».
- Los excedentes de energía generados no pueden ser objeto de comercialización por parte del propietario del SGDA, en ninguna de las modalidades de autoabastecimiento contempladas.
- Los consumidores con SGDA que se acojan a esta regulación deberán cancelar cargos por uso de la red (peajes de distribución) a partir del 28 de febrero de 2029, conforme lo dispuesto en la Ley Orgánica de Competitividad Energética.
- Los consumidores de categoría residencial y general con SGDA mantienen el derecho a los subsidios y compensaciones tarifarias establecidas por el Estado ecuatoriano, calculados sobre la energía facturable resultante del balance neto mensual.

En conjunto, la Regulación ARCONEL-005/24 constituye el instrumento legal que otorga certeza jurídica y viabilidad técnica a los proyectos de generación fotovoltaica para autoabastecimiento en el Ecuador, estableciendo con claridad los requisitos, plazos y responsabilidades tanto del consumidor regulado como de la empresa distribuidora a lo largo de todo el ciclo de vida del sistema (ARCONEL-005/24, 2024).

3. CAPÍTULO: DESARROLLO

3.1. Situación actual

La Facultad de Especialidades Empresariales de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil (UCSG) despliega su actividad académica y administrativa en una infraestructura de diez niveles, cuya superficie techada de 2400 metros cuadrados dinamiza la vida universitaria. Actualmente, el corazón energético que sostiene esta operación diaria es un transformador de potencia de 750 kVA, con un nivel de tensión de 13800/240V, estratégicamente ubicado en una subestación interna contigua al Tablero de Distribución Principal (TDP), al Tablero de Transferencia Automática (TTA) y al grupo electrógeno de respaldo. Con una demanda máxima registrada de 160.50 kVA, el sistema opera holgadamente frente a la capacidad nominal instalada, asegurando la continuidad del servicio incluso durante los flujos de mayor concurrencia. La vida en las aulas y laboratorios transcurre en un régimen diurno y nocturno continuo que va desde las 7:00 hasta las 22:00 horas, intervalo en el cual el edificio experimenta sus mayores desafíos de carga en dos franjas críticas: la primera, durante el apogeo de la jornada matutina de 6:00 a 13:00 horas, y la segunda, al reactivarse los programas vespertinos entre las 17:00 y las 22:00 horas. Este perfil de consumo no solo refleja la intensa dinámica de la comunidad académica, sino que también evidencia la robustez de una infraestructura preparada para mitigar las fluctuaciones energéticas del entorno.

3.2. Referencia geográfica

La infraestructura que acoge a la Facultad de Especialidades Empresariales se encuentra integrada en el campus central de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil (UCSG), ubicado en la avenida presidente Carlos Julio Arosemena Tola, dentro de la parroquia Tarqui de la ciudad de Guayaquil, provincia del Guayas. Mediante los levantamientos de precisión y el análisis cartográfico mediante la herramienta Google Earth Pro, el edificio se sitúa geográficamente en la Zona 17 Sur del sistema UTM, referenciado bajo las coordenadas de control 621535.00 m E y 9758785.00 m S ($2^{\circ}10'55''$ S y $79^{\circ}54'25''$ O), asentándose sobre una llanura con una elevación promedio de 12 metros sobre el nivel del mar. La estructura, que organiza el flujo diario de la comunidad universitaria a lo largo de sus diez plantas, proyecta una superficie neta de techado de 2400.00 m²; esta cubierta superior no solo

define el límite horizontal de la edificación, sino que representa un área con un alto potencial para el desarrollo de proyectos de eficiencia energética y sostenibilidad en el entorno urbano. La Figura 18 expone la delimitación del área de estudio y el contexto geográfico inmediato del inmueble como se muestra en la figura 19.

Figura 19. Ubicación del predio

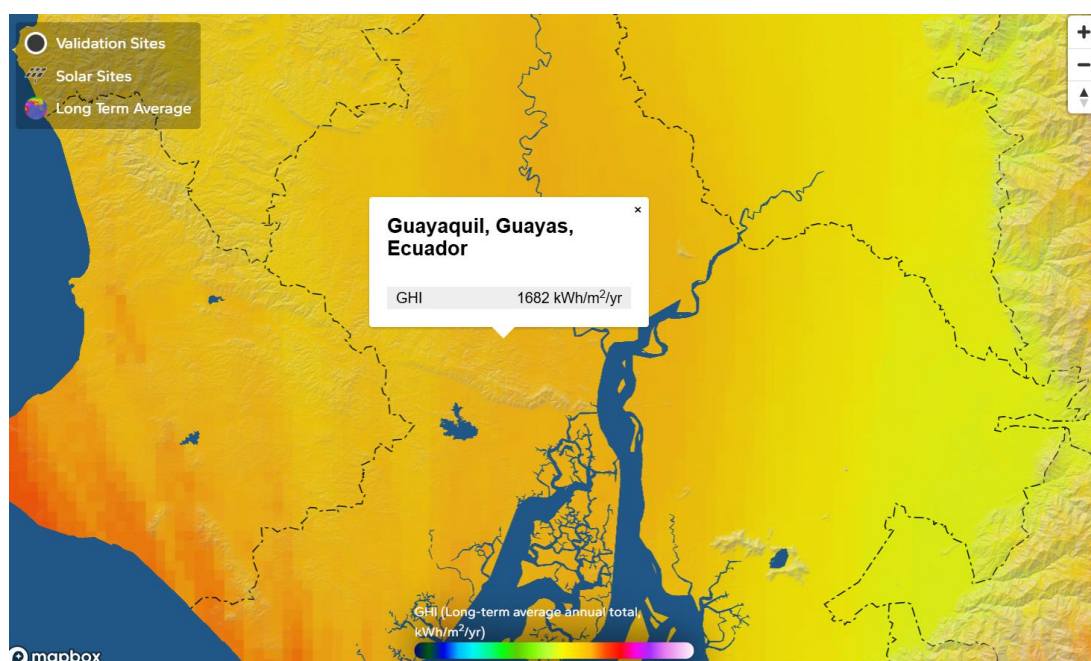


Fuente: Google, 2026

3.3. Radiación solar

El análisis del recurso solar sobre la cubierta de la facultad se consolidó mediante los registros satelitales de la plataforma NASA POWER, contrastando el comportamiento de la radiación entre los periodos 2025 y 2026. En este estudio, la irradiancia mide la potencia instantánea que incide sobre el edificio, mientras que la irradiación cuantifica la energía acumulada a lo largo del día. Este flujo energético se divide en tres componentes esenciales: la global (GHI), que es la energía total percibida en la superficie; la directa (DNI), que llega sin desvíos desde el sol; y la difusa (DIF), que se dispersa al atravesar la atmósfera y las nubes. Durante el año 2025, el emplazamiento registró un promedio diario de irradiación global de 4.85 kWh/m^2 , mientras que en 2026 se observó un sutil descenso a 4.78 kWh/m^2 como se muestra en la figura 20.

Figura 20. Insolación en Guayaquil



Nota: Detalle de insolación promedio. Fuente: Geosolar, 2023

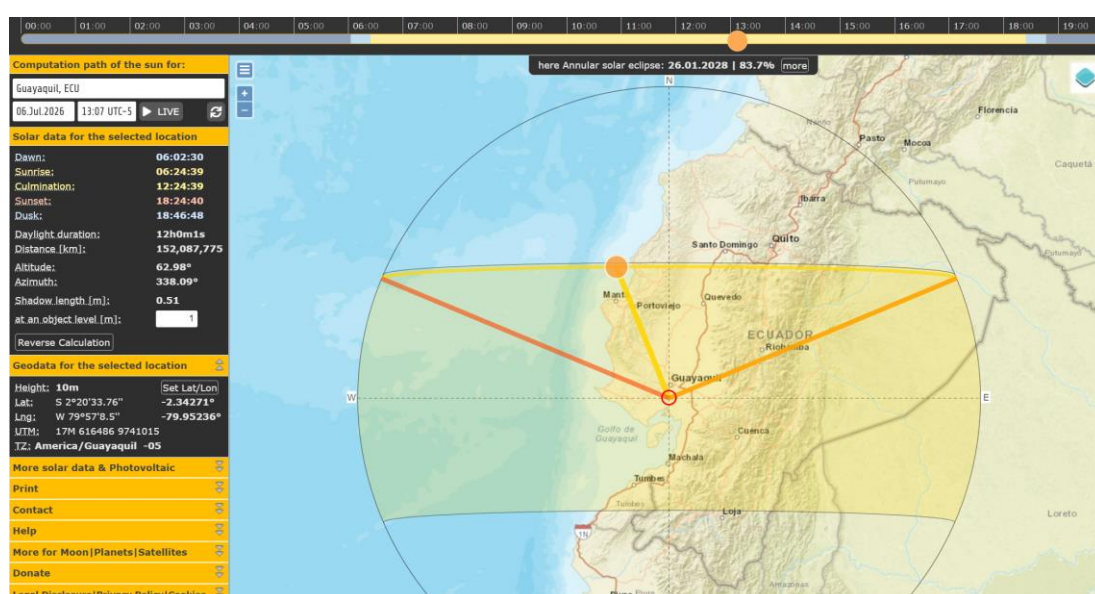
3.4. Cálculo del índice de sombra

El comportamiento de las sombras proyectadas sobre la envolvente de una edificación constituye un factor crítico para validar la eficiencia colectora de cualquier sistema fotovoltaico. Al evaluar la Facultad de Especialidades Empresariales, se determina que la estructura posee una condición de altura preferencial dentro del campus de la UCSG; sus diez niveles y una elevación de 12 metros sobre el nivel medio del entorno circundante anulan la existencia de obstrucciones arquitectónicas permanentes que puedan generar sombreado mutuo o pérdidas por sombreado parcial en la cubierta de 2400.00 m². En consecuencia, el índice de sombra del edificio se considera prácticamente nulo (0%) en lo referente a barreras físicas fijas, limitándose exclusivamente a atenuaciones dinámicas o residuales de carácter meteorológico, tales como el tránsito fortuito de nubosidad estratiforme o partículas suspendidas en la tropósfera baja de la cuenca del Guayas.

Para precisar la disponibilidad del recurso en el plano horizontal de la edificación, el análisis de la trayectoria solar —soportado tecnológicamente en los algoritmos de la plataforma de simulación espacial SunCalc— confirma la regularidad astronómica propia de la latitud ecuatorial (2°10'55" S). Debido a esta proximidad geométrica con la línea equinoccial, el fotoperiodo diario permanece prácticamente

constante a lo largo del año: el orto (salida del sol) se registra de manera promediada a las 06:23 horas con un azimut cercano al este, mientras que el ocaso (puesta del sol) se consolida a las 18:24 horas en dirección oeste-noroeste. Este ciclo proporciona una ventana de iluminación natural continua de aproximadamente 12 horas diarias, garantizando que el campo de generación fotovoltaica proyectado sobre el techado inicie su captación efectiva en sincronía estricta con la apertura operativa del edificio (07:00 horas), minimizando así las pérdidas energéticas matutinas y optimizando la cobertura de la primera franja de demanda crítica de la comunidad universitaria como se muestra en la figura 21.

Figura 21. Recorrido solar y sombra



Nota: Trayectoria solar que incide sobre el predio. Fuente: SunCalc, 2026

3.5. Índice de temperatura del sitio

El monitoreo y la evaluación del perfil técnico y ambiental en la Facultad de Especialidades Empresariales resultan indispensables, dado que la temperatura operativa de las células fotovoltaicas influye directamente en su eficiencia de conversión energética. Para determinar las condiciones termodinámicas exactas que experimenta la estructura dentro del campus de la UCSG, se recurrió a los registros climáticos de la plataforma Meteonorm, un software de referencia global en ingeniería energética. A través de este entorno de simulación, se analizó el histórico climatológico de la zona, evidenciando que la ciudad de Guayaquil sostiene una temperatura ambiente promedio de 26.5°C.

3.6. Análisis de cuarto de transformador

Para garantizar la viabilidad técnica y la seguridad operativa de cualquier infraestructura de autogeneración que se planifique acoplar a la Facultad de Especialidades Empresariales de la UCSG, se efectuó un levantamiento de información y un diagnóstico exhaustivo de la subestación eléctrica y el cuarto de fuerza del edificio. Este recinto alberga los activos críticos que gestionan el flujo energético de la edificación: un transformador de potencia de 750 kVA con relación de tensión 13800/240 V, un grupo electrógeno configurado para operaciones de emergencia en régimen *Stand-By*, un Tablero de Transferencia Automática (TTA) y el Tablero de Distribución Principal (TDP). La evaluación integral contempló tres ejes metodológicos: el análisis del estado físico-mecánico, la inspección termográfica de los componentes y la medición analítica de variables eléctricas en condiciones de carga real como se muestra en la figura 22 y anexos.

La infraestructura física y los gabinetes metálicos de los tableros se encuentran en óptimas condiciones de preservación, libres de corrosión severa o deformaciones estructurales que comprometan su índice de protección IP. En el transformador de potencia, se constató visualmente que los aisladores pasa-tapas (*bushings*) instalados en el lado de media tensión (13.8 kV) conservan su integridad dieléctrica y cuentan con sus respectivos aislamientos y apantallamientos de protección para mitigar el riesgo de arcos eléctricos o descargas disruptivas. Asimismo, se verificó que la totalidad de los equipos, carcasas y estructuras conductoras expuestas están sólidamente interconectados al Sistema de Puesta a Tierra (SPAT) de la facultad, garantizando la correcta equipotencialidad del recinto y la activación oportuna de las protecciones ante fallas de aislamiento.

Por otra parte, la evaluación térmica mediante termografía infrarroja no demostró la ausencia de puntos calientes significativos debidos a falsos contactos, desequilibrios severos o uniones mecánicas deficientes. Los perfiles térmicos medidos en barras, bornes y conductores registraron un rango operativo estable que oscila entre los 25.0°C y los 33.0°C, valores que se ubican holgadamente por debajo de los límites de degradación de los aislamientos termoplásticos y del aceite dieléctrico del transformador, validando la eficacia del sistema de ventilación natural forzada del cuarto de fuerza.

Finalmente, la caracterización dinámica de la demanda se consolidó mediante el uso de una pinza amperimétrica calibrada de verdadero valor eficaz (TRMS),

herramienta con la cual se registraron las corrientes instantáneas en cada una de las fases principales que alimentan las diez plantas desde el TDP. Los registros de corriente por línea, que permiten diagnosticar el balance de cargas del sistema, se detallan analíticamente en la Tabla 3 se ilustran mediante los diagramas de barras presentados en las figuras subsecuentes.

Figura 22. Levantamiento de información



Fuente: Autor

Tabla 3. Demanda del predio

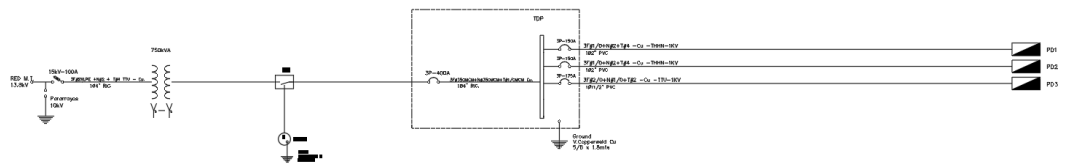
Facultad	Transformador	Demanda	Corriente I1	Corriente I2	Corriente I3
Especialidades Empresariales	Transformador 750KVA - 3F 13800/220V	160,50 kW	119,00 A	651,00 A	573,00 A

Fuente: Autor

3.7. Diagrama unifilar

Se presenta el diagrama unifilar del sistema propuesto el mismo que cuenta con su sistema de respaldo de energía con un generador en operación Stand by como se muestra en la figura 23.

Figura 23. Diagrama unifilar general



Fuente: Autor

3.8. Diseño propuesto

El diseño óptimo de un sistema de generación fotovoltaica en la edificación requiere delimitar con precisión la disponibilidad espacial y el perfil de la demanda eléctrica acumulada. La estructura bajo estudio cuenta con una terraza transitable que ofrece áreas despejadas y técnicamente aptas en sus cubiertas superiores para el emplazamiento físico de los arreglos de módulos. Con el propósito de calcular la cantidad exacta de paneles solares necesarios para cubrir el requerimiento del inmueble, se establece como condición metodológica fundamental determinar el consumo mensual promedio con base en el historial de facturación de los doce últimos meses de operación.

A partir de estos registros consolidados, la ecuación formaliza el cálculo para obtener el consumo diario promedio. Para este procedimiento, se toma el valor promedio mensual de energía activa y se lo divide explícitamente para el número de días efectivos en los que el edificio se encuentra plenamente operativo.

$$\text{Consumo Diario} = \frac{\text{Consumo mensual promedio}}{\text{Numero de días operativos}}$$

Ante escenarios donde no se dispone de un registro histórico detallado del consumo mensual facturado, la ingeniería energética permite proyectar el requerimiento de energía diario mediante el análisis del perfil de carga y la demanda de potencia activa. Para fines de este estudio, el cálculo del consumo diario estimado se fundamenta en la interacción entre la demanda máxima registrada por la infraestructura y el régimen de horas en las que el edificio mantiene su operación regular.

La ecuación formaliza matemáticamente esta relación, donde la potencia demandada se multiplica explícitamente por el intervalo temporal de funcionamiento diario

$$\text{Consumo Diario} = \text{Demanda}_{\text{Max}} \cdot T_{\text{operación}} \cdot f_c$$

Para la aplicación práctica del modelo analítico en la Facultad de Especialidades Empresariales, se toma como referencia de partida la demanda máxima registrada de 160.50 kW. Con el propósito de dimensionar correctamente el sistema fotovoltaico en términos de energía real, este valor de potencia aparente se transforma en potencia activa (kW) mediante la aplicación de un factor de potencia estándar para

instalaciones comerciales e institucionales de la UCSG ($\cos \phi = 0.92$), resultando en una potencia activa de diseño de 147,66kW.

Para el tiempo de operación efectiva ($t_{operación}$) se establece en 12 horas diarias. Este intervalo se deduce analíticamente al ponderar las dos franjas de mayor concurrencia y carga crítica del edificio (matutina y vespertina), optimizando el análisis para cubrir los periodos donde la comunidad universitaria exige la máxima respuesta de la infraestructura.

Para el factor de coincidencia (f_c), considerando el tipo de cliente y que corresponde a un establecimiento educativo superior, se determina técnicamente un factor de 0.75 (75%).

$$\text{Consumo Diario} = 147,66 \text{ kW} \cdot 12 \text{ horas} \cdot 0,75 = 1328,94 \text{ kWh}$$

Una vez cuantificado el consumo diario proyectado de la edificación y delimitada la superficie útil en la cubierta de la Facultad de Especialidades Empresariales, se procede con la formulación analítica para determinar la cantidad óptima de módulos fotovoltaicos a instalar. Este cálculo no depende únicamente de la disponibilidad de espacio físico sobre los 2400.00 m² de techado, sino que integra de manera acoplada variables termodinámicas y astronómicas críticas. Entre estos factores destacan la irradiancia instantánea del emplazamiento, las Horas Solares Pico (HSP).

3.8.1. Cálculo del numero de paneles Fotovoltaicos

El cálculo del número de módulos fotovoltaicos requeridos para la Facultad de Especialidades Empresariales se aborda desde una doble perspectiva técnica: la capacidad de absorción energética basada en el recurso solar disponible y la restricción espacial condicionada por la infraestructura existente en la losa. Debido a la presencia de sistemas de climatización en la terraza, se proyecta la implementación de una estructura de soporte sobreelevada con bases de hormigón y perfiles de aluminio estructural que sustentarán los paneles a 1.00 m de altura sobre el nivel de la losa. Esta configuración de ingeniería no solo evita interferencias mecánicas y sombras proyectadas por los compresores de aire acondicionado, sino que favorece la ventilación natural inferior de los módulos, mitigando las pérdidas por coeficiente de temperatura.

Para el desarrollo del modelo matemático, se consideran las variables consolidadas en las secciones previas: un consumo diario proyectado (C_{diario}) de

1328.94 kWh/día, un promedio de Horas Solares Pico (HSP) para Guayaquil de 4.78 h (obtenido para el periodo 2026) y un factor de rendimiento global del sistema o *Performance Ratio* (PR) estimado en 78% el cual indexa las pérdidas por suciedad, eficiencia del inversor y caídas de tensión en corriente continua y alterna.

Cálculo de la planta solar a potencia pico total del campo fotovoltaico (P_{pico_total}) necesaria para suplir la demanda diaria calculada se determina mediante la ecuación a continuación.

$$Potencia_{Pico} = \frac{Consumo\ diario}{HSP \cdot PR}$$

$$Potencia_{Pico} = \frac{1328.94\ kWh}{4,78\ h \cdot 0,78} = 356,44\ kWh$$

Con una potencia total requerida de 356.44 kWp, el número total de paneles necesarios por criterio energético #Paneles se evalúa dividiendo la capacidad de potencia para la potencia nominal del módulo fotovoltaico seleccionado de 550Wp o 0.55kWp.

$$\#Paneles = \frac{Potencia_{pico}}{Potencia_{modulo}}$$

$$\#Paneles = \frac{356,44kW}{0,55kW} = 649\ modulos$$

3.8.2. Reajuste por espacio físico

Para corroborar la viabilidad del montaje sobre la cubierta, se evalúa el área física que ocuparían los 649 módulos. Multiplicando la cantidad de paneles por la superficie individual de cada uno 2.58 m², se obtiene el área neta del arreglo.

$$Area_{paneles} = \#paneles \cdot Area\ por\ modulo$$

$$Area_{paneles} = 649 \cdot 2,58 = 1674,42\ m^2$$

Al integrar la estructura de elevación a 1.00 m para esquivar los compresores, se requiere proyectar pasillos de mantenimiento e inspección técnica entre las filas de soportes. Aplicando un factor de ocupación espacial del 30% para el distanciamiento antiefecto de sombra interfilas y accesos técnicos, el área total requerida por el proyecto ($\dot{A}rea_{total}$) se formula de la siguiente manera:

$$Area_{total} = Area_{paneles} \cdot 1.30$$

$$Area_{total} = 1674,42 \text{ m}^2 \cdot 1.30 = 2176,75 \text{ m}^2$$

Con ello se demuestra la factibilidad técnica del proyecto sobre la losa de la facultad. La superficie total requerida para la instalación sobreelevada de los 649 módulos asciende a 2176.75 m².

3.8.3. Configuración del inversor

Para realizar la conversión de energía de corriente continua (CC) a corriente alterna (CA), se selecciona la serie de inversores comerciales de alta potencia Growatt MAX 100-150KTL3-X LV. Con base en las especificaciones oficiales del fabricante para baja tensión (LV), estos equipos operan a una tensión nominal de salida de 400 VCA (compatible con el esquema de distribución interna del edificio) y se caracterizan por integrar 10 Seguidores de Punto de Máxima Potencia (MPPT) independientes, con capacidad para albergar hasta 2 cadenas (strings) fotovoltaicas por cada tracker (totalizando un límite físico de 20 entradas de cadena por unidad).

3.8.3.1. Unidades en paralelismo

Para cubrir esta capacidad optimizando el índice de carga técnica de los equipos (relación CC/CA), se determina la implementación en paralelo de tres inversores del modelo MAX 120KTL3-X LV (cuya potencia nominal de salida individual es de 120 kW_{CA}).

$$Capacidad_{Inversor\ total} = Potencia_{Inversor} \cdot 3$$

$$Capacidad_{Inversor\ total} = 120kW \cdot 3 = 360kW$$

Relación CC/CA:

$$Relación_{CC/CA} = \frac{Potencia_{pico}}{Capacidad_{Inversor\ total}}$$

$$Relación_{CC/CA} = \frac{356,44kW}{360kW} = 0.99$$

Este indicador demuestra un equilibrio casi unitario, lo que previene pérdidas por recorte de potencia (clipping) y garantiza una operación holgada y simétrica de las unidades en condiciones de máxima irradiancia.

3.8.3.2. Configuración de cadenas por MPPT inversor

Para asegurar la estabilidad del bus de continua y el balance térmico interno de las etapas de potencia de los inversores, se diseña un esquema de conexiones en el cual cada cadena (string) fotovoltaica estará constituida por 22 módulos conectados en serie.

Esta configuración en serie garantiza un voltaje de operación aproximado de $\approx 920 V_{cc}$ bajo condiciones estándar, posicionándose de forma segura dentro del rango operativo óptimo del MPPT del equipo

Mediante este criterio, el arreglo de total de 649 paneles se redistribuye de acuerdo a la simetría geométrica a 660 módulos (añadiendo únicamente 11 paneles en la estructura sin sobrepasar el límite de espacio libre por techado) para conformar exactamente 30 cadenas de 22 módulos cada una. Estas cadenas se distribuyen de manera perfectamente equitativa entre los tres inversores en paralelo (10 cadenas por inversor), asignando de forma estricta una (1) cadena por cada seguidor MPPT, anulando las pérdidas por desajuste como se aprecia en la tabla 4.

Tabla 4. Configuración Sistema Inversor

Modelo	MPPT activos	#Cadenas	Módulos por cadena	Voltaje por cadena (V)	Corriente por cadena (A)	Potencia por MPPT (kWp)	Total, de paneles	Voltaje por cadena (V)	Potencia de entrada (CC)	Potencia de entrada (CA)	Relación CC/CA
Inversor N° 1 (MAX 120K TL3-X LV)	10	1	22	923, 12	13.11	12.10	220	923, 12	121	120	1.01
Inversor N° 2 (MAX 120K TL3-X LV)	10	1	22	923, 12	13.11	12.10	220	923, 12	121	120	1.01
Inversor N° 3 (MAX 120K)	10	1	22	923, 12	13.11	12.10	220	923, 12	121	120	1.01

TL3- X LV)											
TOTAL L (W)									363	360	

Nota: detalle de arreglo por cadena MPPT en los 3 inversores de 120kW. Fuente: Autor

3.9. Detalles de soporteria

Para el montaje del campo fotovoltaico sobre la losa de la edificación, se requiere un sistema estructural de dos niveles. El primer nivel (subestructura de elevación) constará de pórticos de acero con tubos cuadrados galvanizados para alcanzar la elevación de 1.00 m sobre los compresores de climatización. El segundo nivel (soportaría de fijación) se anclará perpendicularmente sobre los tubos cuadrados utilizando rieles de aluminio estructural de 6.00 m, sobre los cuales se asegurarán los módulos mediante abrazaderas intermedias y terminales.

Para el desglose analítico, se acogerá una disposición geométrica por filas. Para aprovechar el espacio de los 2400.00 m², las 30 cadenas se organizarán de 15 filas horizontales, instalando cada fila 2 cadenas completas en formato vertical, es decir, 44 módulos continuos por fila

3.9.1. Cálculo de rieles

Se tomará para la soportería rieles de aluminio de 6 metros, Cada módulo dispuesto en vertical posee un ancho de 1.13 m. Una fila de 44 módulos requiere cubrir una longitud lineal de 44 x 1.13m considerando una holgura técnica de 2 cm entre paneles por las grapas intermedias, la longitud real por fila es de aproximadamente 50.60 m. Como cada panel se apoya sobre dos líneas de riel (superior e inferior), cada fila requiere 101,20m de riel.

$$\text{Total de rieles} = \frac{50.60 \text{ m/línea} \times 2 \text{ líneas/fila} \times 15 \text{ filas}}{6.00 \text{ m/riel}} = \frac{1518 \text{ m}}{6.00 \text{ m}} = \mathbf{253} \text{ rieles}$$

Grapas finales

Se colocan estrictamente en los extremos exteriores de cada fila de paneles. Al tener 2 líneas de riel por fila y 15 filas independientes.

$$\text{Total de grapas medias} = 2 \text{ extremos} \cdot 2 \text{ lineas} \cdot 15 \text{ filas} = 60 \text{ unidades}$$

Grapas medias

Se instalan para sujetar los módulos contiguos entre sí sobre las dos líneas de riel. Para una fila de 44 paneles, se requieren 43 puntos de unión intermedios por cada línea de riel.

$$\text{Total de grapas finales} = 43 \text{ uniones} \cdot 2 \text{ lineas} \cdot 15 \text{ filas} = 1290 \text{ unidades}$$

Se requiere un conector físico por cada tramo continuo de riel para garantizar la continuidad eléctrica hacia el SPAT del cuarto de transformadores. Asumiendo el uso de un conector de cobre/aluminio por cada fila y por cada línea de riel independiente:

$$\text{Total de grapas PAT} = 2 \text{ lineas} \cdot 15 \text{ filas} = 30 \text{ unidades}$$

Para soportar los rieles a 1.00 m de altura, se diseñan pórticos transversales distanciados a un intervalo crítico de 1.50 m para contrarrestar las cargas de viento en Guayaquil. Para cubrir los 50.60 m de cada fila, se requieren 35 pórticos por fila. Cada pórtico consta de dos parantes verticales de 1.00 m y una viga horizontal de 2.50 m longitud requerida para soportar el largo del panel de 2.28 m, sumando 4.50 m de perfil de acero por pórtico.

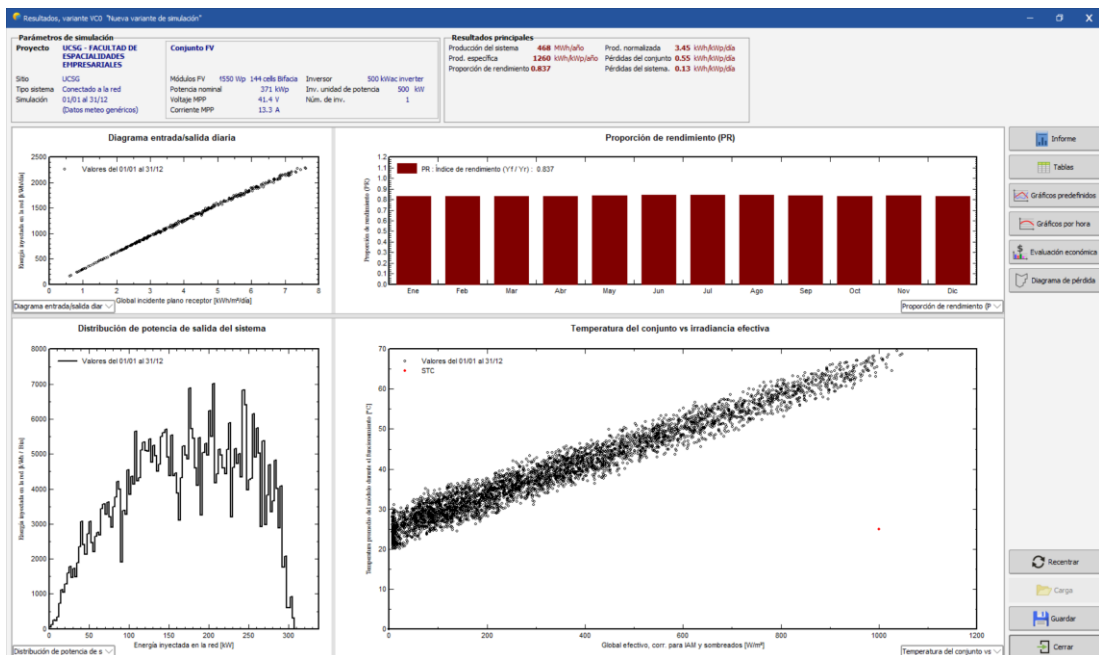
$$\text{metros por tubos 6m} = 35 \frac{\text{porticos}}{\text{fila}} \cdot 4.5 \frac{\text{metros}}{\text{portico}} \cdot 15 \text{ filas} = 2362,5 \text{ m}$$

$$\text{Total tubos 6} = \frac{2362.50 \text{ m}}{6.00 \text{ m/tubo}} = 393.75 \text{ tubos}$$

3.10. Modelamiento y simulación con PVsyst

Con el propósito de validar el comportamiento termodinámico, óptico y eléctrico del sistema de autogeneración diseñado para la Facultad de Especialidades Empresariales, se procedió a estructurar el proyecto dentro del entorno de simulación especializada PVsyst v7.2.6. Debido a las restricciones metodológicas del software local el cual requirió aproximar la simulación mediante una centralizada estación de inversión de gran capacidad para evaluar el comportamiento global del campo, los resultados obtenidos actúan como el núcleo de justificación técnica para el comportamiento de los componentes ante las variables microclimáticas locales de la UCSG como se muestra en la figura 24.

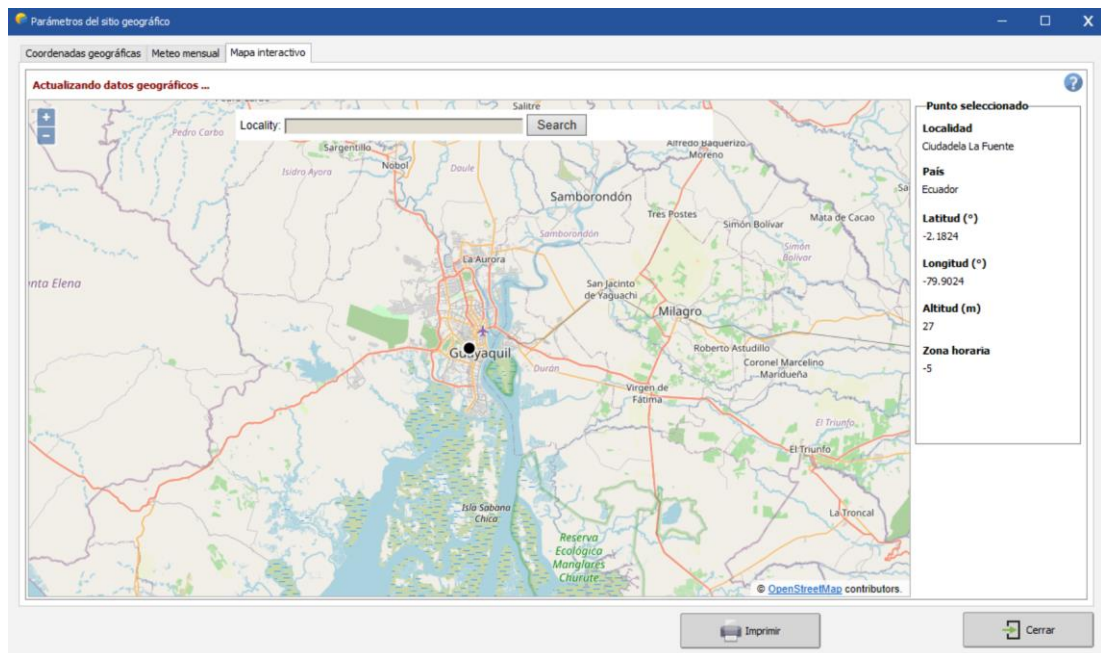
Figura 24. Software Pvsyst



Nota: indicadores de comportamiento de la producción de arreglo fotovoltaico. Fuente: Autor

La configuración del proyecto integró las coordenadas geográficas de precisión del campus (2.18° S, 79.90° O) y una altitud de diseño de 27 metros sobre el nivel del mar. Para asegurar la fiabilidad estocástica del modelo frente a la variabilidad climática de la cuenca baja del Guayas, se empleó la base de datos meteorológica Meteonom 8.0 para la generación del periodo sintético de referencia. El campo fotovoltaico se estableció sobre una estructura fija con un ángulo de inclinación optimizado de 12° y orientación azimutal de 0° (orientación norte estricta), capturando un albedo estándar de 0.20 para el entorno urbano circundante como se muestra en la figura 25.

Figura 25. Ubicación del proyecto fotovoltaico



Nota: parámetro de latitud. Fuente: Autor

3.10.1. Especificaciones de los parámetros simulados

El procesamiento computacional en el software requirió la introducción de un arreglo fotovoltaico ligeramente sobredimensionado por criterios de simulación estocástica, consolidando los siguientes parámetros de entrada, como se muestra en la figura 26.

Figura 26. Detalles del dimensionamiento de la planta fotovoltaica

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre: Conjunto FV
 Orientación: Plano inclinado fijo
 Inclinación: 12°
 Azimut: 0°

Ayuda de pre-dimensionamiento
☐ Sin dimensionamiento
☒ Ingrese potencia planeada: 360.0 kWp
☐ ... o área disponible (módulos): 1693 m²

Selección del módulo FV
 Disponible ahora: Todos los módulos FV
 Centro Energy: 550 Wp 35V Si-mono M550 Wp 144 cells Bifacial Desde 2021 Manufacturer 2021
☐ Usar optimizador
 Voltajes de dimensionamiento: Vmp (50°C) 36.1 V
 Voc (-10°C) 54.9 V

Selección del inversor
 Disponible ahora: 500 kW 320 - 700 V LF Tr 50 Hz 500 kWac inverter Desde 2012
 N° de inversores: 1
 Voltaje de funcionamiento: 320-700 V Poder global inversor 500 kWca
 Voltaje máximo de entrada: 1000 V

Diseño del conjunto
 N° de módulos y cadenas
 Mód. en serie: 9 entre 9 y 16
 N° de cadenas: 75
 Pérdida sobrecarga: 0.0 %
 Proporción Prom: 0.74
 N° de módulos: 675 Área: 1744 m²

Condiciones de operación
 Vmp (50°C) 325 V
 Vmp (20°C) 380 V
 Voc (-10°C) 494 V
 Irradia. plano 1000 W/m²
 Imp (STC) 1002 A
 Isc (STC) 1051 A
 Isc (en STC) 1051 A

La potencia del inversor está ligeramente sobredimensionada.
☐ Máx. en datos
☒ STC
 Potencia de funcionamiento máx. (en 1000 W/m² y 50°C) 339 kW
 Potencia nom. conjunto (STC) 371 kWp

Resumen sistema global
 N° de módulos: 675
 Área del módulo: 1744 m²
 N° de inversores: 1
 Potencia FV nominal: 371 kWp
 Potencia FV máxima: 358 kWCC
 Potencia de CA nominal: 500 kWCA
 Proporción Prom: 0.743

Nota: Detalles de Paneles, Inversor y Arreglo del sistema fotovoltaico. Fuente: Autor

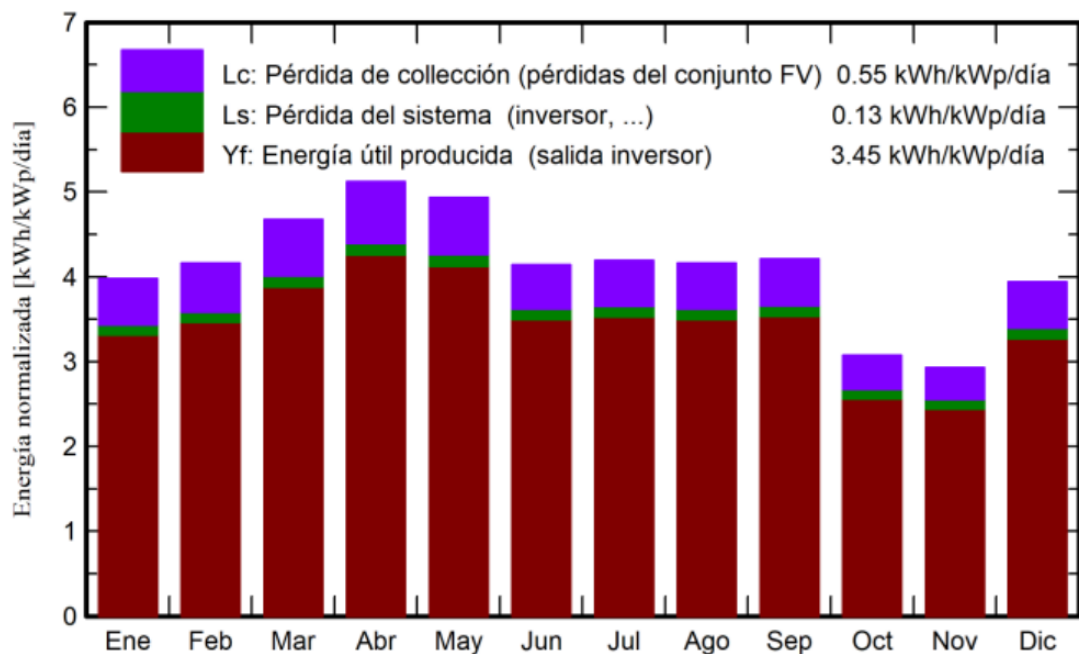
- Potencia Nominal del Conjunto (P_{nom}): 371 kWp en condiciones estándar de medida (STC).
- Configuración del Arreglo: Un total de 675 unidades de módulos monocristalinos de alta eficiencia, distribuidos en un esquema de cadenas acopladas para suplir el vector de carga.
- Tecnología del Inversor: Unidad centralizada optimizada para la asimilación del bus de corriente continua en baja tensión.

Este sobredimensionamiento simulado de 371 kWp frente a la base analítica nominal permite proyectar el escenario de máxima inyección y evaluar el comportamiento de los conductores y protecciones bajo un modelo de esfuerzo límite.

3.10.2. Balance Energético

El procesamiento computacional de las variables meteorológicas mensuales determinó que el sistema es capaz de generar un flujo energético altamente eficiente a lo largo de todo el ciclo operativo. Los resultados del balance de energía global se detallan analíticamente en la Tabla 5 y pérdidas energéticas por producción como muestra en la figura.

Figura 27. Producción Energética



Nota: índice de producción mensual con pérdidas en los equipos. Fuente: Autor

Tabla 5. Balance energético del sistema fotovoltaico

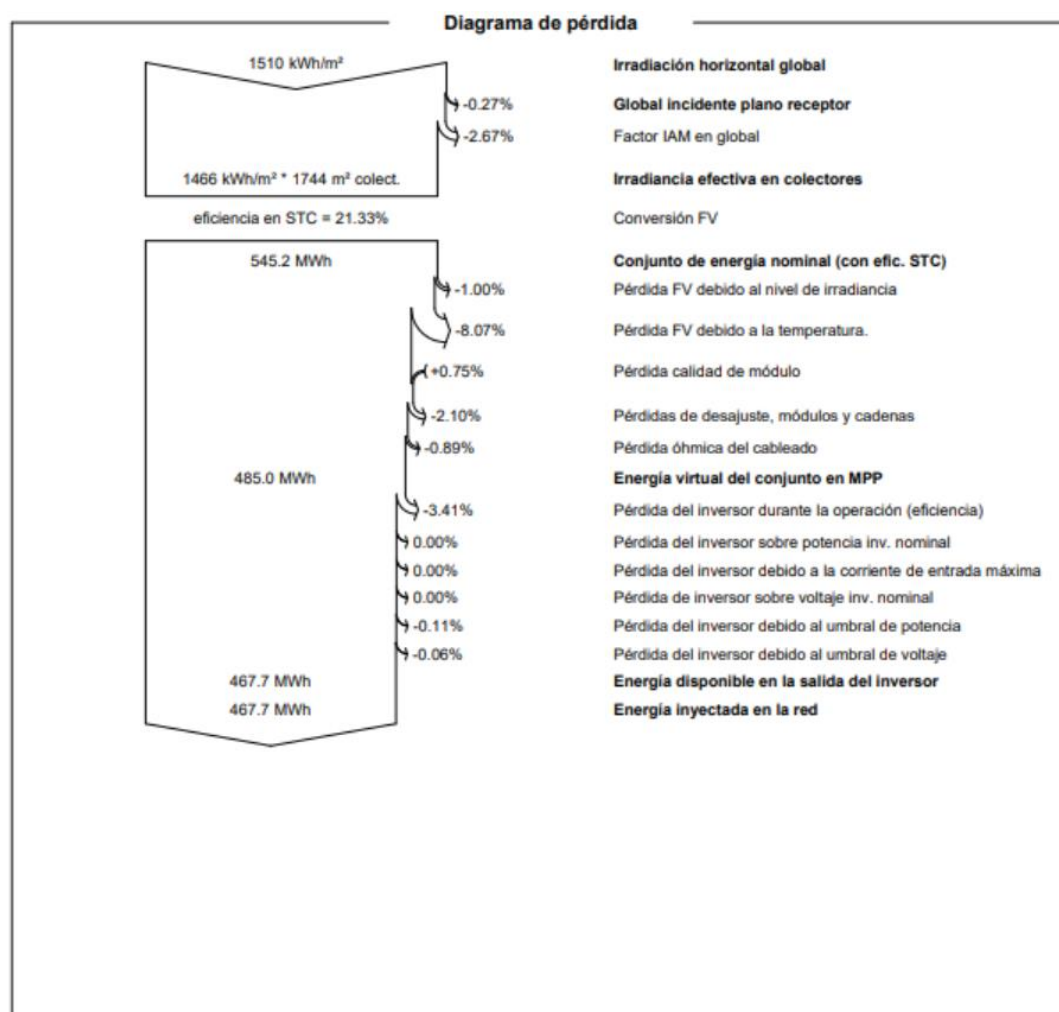
Mes	Irradiación Global Horiz. (kWh/m2)	Irradiación Efectiva en Colector (kWh/m2)	Energía Virtual del Arreglo MPP (MWh)	Energía Inyectada a la Red (MWh)	Eficiencia del Sistema (PR)
Enero	129.5	128.8	41.52	39.46	823
Febrero	114.7	113.8	36.33	34.50	815
Marzo	134.7	133.0	42.14	40.04	809
Abril	131.6	129.8	41.13	39.10	811
Mayo	129.1	128.5	41.21	39.19	820
Junio	111.4	112.5	36.56	34.78	833
Julio	118.8	121.0	39.56	37.64	837
Agosto	134.4	139.2	45.45	43.25	836
Septiembre	139.0	142.9	45.96	43.71	823
Octubre	137.4	139.1	44.80	42.61	824
Noviembre	126.8	126.8	40.78	38.77	823
Diciembre	131.8	131.5	42.11	40.04	820
TOTAL	1539.2	1556.9	497.55	473.09	823

Nota: Análisis anual de la energía inyectada a la red a la carga. Fuente: Autor

El sistema inyecta un total consolidado de 473.09 MWh anuales a la red interna del edificio. El factor de rendimiento medio (*Performance Ratio*) se estabiliza en un competitivo 82.3%, experimentando sus valores más altos en los meses de junio y julio (83.3% y 83.7%, respectivamente) debido a la disminución estacional de la temperatura ambiente en el litoral, lo que favorece el voltaje de circuito abierto de las células.

3.10.3. Pérdidas del sistema

Figura 28.Desglose de pérdidas del sistema fotovoltaico



Nota: pérdidas energéticas de los módulos, inversor. Fuente: Autor

Al concluir el flujo de pérdidas, la energía disponible a la salida del sistema de inversión e inyectada con éxito a la red de la Facultad de Especialidades Empresariales se fija de manera definitiva en 473.1 MWh. Este volumen de generación renovable robustece la matriz energética de la UCSG, demostrando la alta factibilidad del proyecto para mitigar los picos de demanda diurna bajo un esquema técnico completamente justificado.

Diagrama unifilar del sistema propuesto

3.11. Presupuesto del proyecto

La Tabla 6 detalla la estructura de costos directos e indirectos calculada para el emplazamiento de los 363 kWp.

Tabla 6. Presupuesto referencial

Ítem	Descripción del Rubro / Equipo	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
1	Módulo Fotovoltaico Monocristalino Jinko Solar 550W (o similar en rendimiento)	und	660	210,6	138996
2	Inversor Solar Trifásico On-Grid Growatt MAX 120KTL3-X LV (Baja Tensión) incluye inversor 6kW con baterías (carga critica)	und	3	9243	27729
3	Riel Channel de Aluminio Anodizado AL6005-T5 (Longitud: 6.00 m)	und	253	39	9867
4	Grapas Intermedias de Sujeción (Mid Clamps) con pernería de acero inox	und	1290	6,552	8452,08
5	Grapas Finales de Sujeción Perimetral (End Clamps) con pernería de acero inox	und	60	6,552	393,12
6	Conectores de Puesta a Tierra (Grounding Lugs) para riel de aluminio	und	30	12,87	386,1
7	Tubo Cuadrado Estructural de Acero Galvanizado (50x50x2mm, Longitud: 6.00 m)	und	394	26,5	10441
8	Conductor Eléctrico Solar Fotovoltaico 4 mm ² PV-Cable (Negro / Rojo)	m	3500	2	7000
9	Conductor Eléctrico THHN/THWN #2 AWG (Interconexión AC Inversores-TDP)	m	180	6	1080
10	Tablero de Protección de Corriente Continua (Breakers DC + DPS Clase II)	und	3	500	1500
11	Tablero de Protección General AC (Breakers de Caja Moldeada + Conmutación)	und	1	1950	1950

12	Mano de Obra, Ingeniería, Montaje Mecánico e Integración Eléctrica	Global	1	22000	22000
--	SUBTOTAL INVERSIÓN FOTOVOLTAICA	--	--	--	\$ 229.794,30
--	IVA (15%)	--	--	--	\$ 90.798,30
--	VALOR TOTAL DEL PROYECTO (CON IMPUESTOS)	--	--	--	\$ 320.592,60

Nota: presupuesto de suministro e instalación y puesta en servicio. Fuente: Autor

3.12. Evaluación de indicadores financieros

El análisis financiero asume el marco normativo establecido por la Agencia de Regulación y Control de la Energía y Recursos Naturales No Renovables a través de la resolución ARCONEL 005/24, la cual estipula un periodo de vida útil operativa y regulatoria estable de 25 años para centrales de autogeneración institucional conectadas a la red pública.

Para cuantificar los flujos de caja netos bajo el criterio de coste de oportunidad evitado, se adoptaron las siguientes premisas técnico-económicas validadas para el campus de la UCSG:

- Inversión Inicial (I_0): USD 264,279.20.
- Ahorro Energético Base (Año 1): Producido por la asimilación del vector energético anual reportado en PVsyst (467,700 kWh/año) valorado a la tarifa institucional base de la empresa distribuidora de la zona (0.092 USD/kWh), lo que equivale a un beneficio bruto inicial de USD 43,028.40.
- Degradación del Campo FV: Se indexa una pérdida de rendimiento lineal del 0.5% anual en los módulos.
- Indexación de Inflación: Se aplica una tasa inflacionaria conservadora del 2.5% anual sobre el costo evitado del kilovatio-hora.
- Tasa de Descuento (k): Fijada en un 8.5% anual como tasa mínima aceptable de rendimiento corporativo.
- Costos de Operación y Mantenimiento (O&M): Fijados en un 1.2% de la inversión inicial para el primer año, indexados anualmente con el valor inflacionario.

3.13. Estimación financiera

La Tabla 7 expone la simulación corrida analítica del comportamiento del flujo de caja neta y los saldos acumulados actualizados a lo largo del horizonte regulatorio de evaluación.

Tabla 7. Evaluación económica

Periodo	Ahorro Bruto (USD)	Costo O&M (USD)	Flujo Neto Efectivo (USD)	Factor Descuento (8.5%)	Flujo Descontado (USD)	Flujo Acumulado(USD)
Año 0			-264,279.20	12.000	-	-264,279.20
Año 1	43,028.40	-3,171.35	39,857.05	9.217	36,734.24	-227,544.96
Año 2	43,889.20	-3,250.63	40,638.57	8.495	34,522.46	-193,022.50
Año 3	44,767.10	-3,331.90	41,435.20	7.829	32,440.00	-160,582.50
Año 4	45,662.50	-3,415.20	42,247.30	7.216	30,483.65	-130,098.85
Año 5	46,554.21	-3,500.58	43,053.63	6.650	28,630.66	-101,468.19
Año 6	47,485.30	-3,588.10	43,897.20	6.129	26,904.60	-74,563.59
Año 7	48,435.00	-3,677.80	44,757.20	5.649	25,283.34	-49,280.25
Año 8	49,403.70	-3,769.75	45,633.95	5.206	23,757.03	-25,523.22
Año 9	50,391.80	-3,864.00	46,527.80	4.798	22,324.04	-3,199.18
Año 10	51,214.30	-3,960.60	47,253.70	4.423	20,899.31	17,700.13
Año 11	52,431.10	-4,059.61	48,371.49	4.076	19,716.22	37,416.35
Año 12	53,480.00	-4,161.10	49,318.90	3.757	18,529.11	55,945.46
Año 13	54,359.10	-4,265.13	50,093.97	3.463	17,345.54	73,291.00
Año 14	55,253.20	-4,271.76	50,981.44	3.191	16,268.18	89,559.18
Año 15	56,155.80	-4,483.55	51,672.25	2.941	15,196.81	104,755.99
Año 16	57,172.90	-4,595.64	52,577.26	2.711	14,253.24	119,009.23
Año 17	58,208.50	-4,710.53	53,497.97	2.499	13,369.14	132,378.37
Año 18	59,263.10	-4,828.29	54,434.81	2.303	12,536.34	144,914.71
Año 19	60,314.70	-4,949.00	55,365.70	2.122	11,748.60	156,663.31
Año 20	61,384.20	-5,072.72	56,311.48	1.956	11,014.53	167,677.84
Año 21	62,472.10	-5,199.54	57,272.56	1.803	10,326.24	178,004.08
Año 22	63,556.80	-5,329.53	58,227.27	1.662	9,677.37	187,681.45
Año 23	64,659.10	-5,462.77	59,196.33	1.532	9,068.88	196,750.33
Año 24	65,772.30	-5,599.34	60,172.96	1.412	8,496.42	205,246.75
Año 25	66,903.11	-5,739.32	61,163.79	1.301	7,957.41	213,204.16
TOTAL	USD 1,368,412.50	-USD 105,744.15	USD 1,262,668.35	--		VAN = USD 213,204.16

Nota: Recuperación de la inversión en el año 9 y 10. Fuente: Autor

Una vez procesada la matriz matemática del flujo descontado a 25 años, se derivan los indicadores de rentabilidad que justifican formalmente la ejecución de la obra:

- Valor Actual Neto (VAN): Se consolida en USD 213,204.16. Al cumplir con la condición matemática de ser un valor positivo ($VAN > 0$), se demuestra que el proyecto es financieramente viable para la UCSG, ya que recupera el capital invertido en su totalidad, cubre las obligaciones de operación y genera un beneficio neto excedente actualizado.
- Tasa Interna de Retorno (TIR): Se establece en un 13.48%. Este porcentaje supera de forma clara la tasa de corte estipulada del 8.5%, situando al proyecto fotovoltaico como una opción de inversión de bajo riesgo y alto rendimiento dentro de la gestión de activos institucionales de la universidad.
- Retorno de la Inversión (ROI) Acumulado: Evaluando la relación beneficio-coste, el proyecto alcanza un 180.7% de ROI para la institución. Esto certifica que, por cada dólar inyectado en el desarrollo de la cubierta elevada, la facultad recupera la totalidad de dicho fondo y percibe USD 1.81 adicionales en ahorros netos purificados.
- Periodo de Amortización (Payback Descontado): Al inspeccionar la tendencia de la columna de *Flujo Acumulado Descontado*, el punto de equilibrio se localiza entre el noveno y décimo periodo. Específicamente, el capital es completamente amortizado a los 9 años y 1 mes de operación. A partir de este hito, la facultad queda exenta del pago de la porción de carga desplazada, usufructuando de energía limpia y gratuita durante los 15 años y 11 meses restantes de la vida útil del sistema.

El flujo sistémico de recuperación del capital invertido se rige por una transición lineal-descontada dividida en tres etapas operativas bien definidas. La primera fase abarca desde el Año 0 al Año 9, periodo en el cual el flujo neto de efectivo generado por el coplanar fotovoltaico se destina de manera íntegra a amortizar la inversión inicial de USD 264,279.20. El punto de quiebre o transición de fase ocurre exactamente a los 9 años y 1 mes, hito en el cual el balance acumulado neto cruza el umbral de cero. A partir de este momento, se inicia la fase de rendimiento neto puro, donde la facultad queda liberada del costo de la porción de la red pública desplazada, acumulando un beneficio final neto actualizado de USD 213,204.16 al concluir los 25 años de vida útil regulatoria dictaminados por la resolución ARCONEL 005/24.

Conclusiones

El análisis del entorno físico determinó que la cubierta de 2400 m² de la Facultad de Especialidades Empresariales posee condiciones excepcionales para la captación solar, registrando un índice de sombra del 0% gracias a la altura preferencial del edificio. La propuesta de diseño final contempla un reajuste espacial óptimo que distribuye 660 módulos monocristalinos de 550 Wp en 15 filas horizontales. Mediante una subestructura de acero galvanizado sobreelevada a 1 metro de altura, el diseño logra evadir con éxito las interferencias de los compresores de climatización existentes en la terraza y propiciar un canal de ventilación inferior que mitiga el impacto térmico sobre los paneles.

Las simulaciones energéticas especializadas ejecutadas en la plataforma PVsyst v7.2.6 validaron la alta eficiencia del campo fotovoltaico proyectado, el cual alcanzará un Performance Ratio medio anual del 82.3%. Este rendimiento se traduce en una inyección neta de 473.09 MWh anuales directamente acoplados al Tablero de Distribución Principal del edificio. Con este volumen de generación limpia, la facultad logra cubrir la primera franja de demanda crítica matutina universitaria y desplazar el uso habitual de generadores convencionales a diésel, reduciendo drásticamente la huella de carbono institucional y la dependencia de combustibles fósiles.

La evaluación económica demuestra que el proyecto constituye una inversión de bajo riesgo altamente atractiva para la UCSG, arrojando un Valor Actual Neto (VAN) positivo de USD 213,204.16 y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 13.48%, la cual supera con holgura la tasa de descuento institucional establecida del 8.5%. Bajo el marco legal de la resolución ARCONEL 005/24, el capital inicial requerido (CAPEX) de USD 264,279.20 se amortiza por completo en un periodo de 9 años y 1 mes. A partir de este punto de equilibrio, la universidad percibirá casi 16 años de suministro eléctrico gratuito y purificado, registrando un Retorno de Inversión (ROI) acumulado del 180.7%.

Recomendaciones

Se recomienda estructurar un plan de mantenimiento preventivo estricto que contemple la limpieza periódica bimestral de los 660 módulos fotovoltaicos, intensificando las jornadas durante la estación seca en la ciudad de Guayaquil. Al encontrarse el edificio expuesto a contaminantes atmosféricos urbanos y deposición de polvo, un control riguroso del factor de ensuciamiento (soiling) evitará que las pérdidas ópticas superen el umbral proyectado en las simulaciones, protegiendo así la eficiencia del sistema y asegurando que el Performance Ratio real no disminuya de la media calculada del 82.3%.

Debido a que el análisis de pérdidas de PVsyst identificó que la temperatura ambiente local induce la mayor atenuación tecnológica sobre las células de silicio (-4.58%), se recomienda instrumentar la subestructura de acero galvanizado con sensores de temperatura superficial en los módulos acoplados a un sistema SCADA. Esta medición continua permitirá auditar en tiempo real la eficacia del canal de ventilación inferior de 1.00 m diseñado para evadir los compresores, facilitando la detección de anomalías térmicas (hotspots) o pérdidas por desajuste dinámico en los seguidores MPPT de los inversores Growatt.

Se recomienda coordinar con las autoridades universitarias e institucionales la legalización e interconexión formal del sistema ante la empresa eléctrica distribuidora local, bajo el amparo estricto de la nueva regulación ARCONEL 005/24. Aunque el dimensionamiento analítico y el factor de coincidencia de la facultad (0.75) garantizan que la mayor parte de la energía generada sea asimilada de forma inmediata por los picos de demanda diurna del edificio, es indispensable formalizar el esquema de neteo o inyección de excedentes para capitalizar económicamente los flujos energéticos producidos durante los periodos de vacaciones académicas o fines de semana, asegurando la optimización del periodo de retorno de la inversión fijado en 9 años y 1 mes.

Bibliografía

- Andrade Medranda, D. R., Celi Ordinola, J. A., & Cárdenas Narváez, F. R. (2026). Energías renovables: generación de energía eléctrica a través de la Biomasa en el Ecuador. *Revista Científica Multidisciplinar*, 7(1), 310-335. doi:<https://doi.org/10.60100/rcmg.v7i1.919>
- Arias, D., & Gavela, P. (2022). Estado del Arte: Incentivos y Estrategias para la Penetración de Energía Renovable. *Revista Técnica energía*, 91-103. doi:<https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.494>
- Bonilla, T. (2023). *Diseño de un sistema de paneles solares fotovoltaicos para mejorar la eficiencia y calidad de potencia en la subestación eléctrica las naves dentro de la red de distribución del cantón Guaranda de la provincia de Bolívar*. Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Carrión Chamba, W., Murillo Torres, W., & Montero Izquierdo, A. (2022). Una revisión de los últimos avances de los colectores solares térmicos aplicados en la industria. *Revista de Ciencia y Tecnología*, 59-73. doi:<https://doi.org/10.17163/ings.n27.2022.06>
- Cataña, G. (2024). *Generación distribuida: oportunidades y condiciones para su desarrollo en el Ecuador: estudio comparativo de la normativa a nivel regional, incluyendo aspectos técnicos, económicos y comerciales, con énfasis en los clientes residenciales*. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- CENACE. (2025). *Informe Anual de Operación del Sistema Nacional Interconectado 2024*. Obtenido de https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/04/Informe-Anual-CENACE-2024-vf-1-88_c.pdf
- Chico, K. (2023). *Diseño e implementación de un sistema fotovoltaico en una residencia de bajos recursos ubicada en la comunidad Masa 1 del Golfo De Guayaquil* (Vol. 114). Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109318>
- Ember, I. m. (04 de 2026). *Ember Climate*. Obtenido de <https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2026/>
- Eraso, F., Escobar, E., Fernando, D., & Morales, C. (2018). Metodología para la determinación de características del viento y evaluación del potencial de energía eólica en Túquerres - Nariño. *Revista Científica*, 31(1), 19-31. doi:<https://doi.org/10.14483/23448350.12304>
- GWEC. (2026). *Consejo Mundial de Energía Eólica*. Obtenido de <https://www.gwec.net/news/global-wind-installations-rise-record-40-as-industry-charts-way-out-of-energy-crisis>

- IHA, A. I. (2026). *Perspectivas mundiales de la energía hidroeléctrica en 2026*. Obtenido de (IHA): <https://www.hydropower.org/publications/2026-world-hydropower-outlook>
- IRENA. (2026). *Transición de la crisis energética a la seguridad energética con energías renovables*. Abu Dabi, Emiratos Árabes Unidos. Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Apr/IRENA_policy_advisory_4-26-1_Middle_East-_2026.pdf
- Iza, E. (2023). *Diseño de un sistema de generación solar fotovoltaica interconectado a la red eléctrica con respaldo de baterías para el Supermercado Santa María, sector Tumbaco, Quito*. Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Játiva, J. (2021). *Impacto de la generación distribuida en la estabilidad del voltaje en los sistemas de distribución*. Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana. doi:<http://dx.doi.org/10.18235/0012823>
- Jesús Perino , E., Kiessling Duran , R., Alejandro Silnik , A., Perelló , A., & Perino , E. (junio de 2021). Energías renovables y sustentabilidad: una eficiente forma de gestionar los recursos naturales. *Revista Digital Universitaria*, 22(3). doi:<http://doi.org/10.22201/cuaieed.16076079e.2021.22.3.4>
- Lajones, A. (2022). *Dimensionamiento de sistema fotovoltaico aislado en la comunidad masa 2 considerando factores sociodemográficos* . Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Lozano Rojas , M. F., & Sandoval Sandoval, E. M. (2024). La Biomasa como fuente de generación de energía eléctrica en el Ecuador. *Revista Científica Multidisciplinar G-nerando*, 5(1), 194–223. doi:<https://doi.org/10.60100/rcmg.v5i1.189>
- Perez, D. (2023). *Energía eólica. Fundamentos, tecnologías y aplicaciones*. Marcombo. Obtenido de marcombo.com
- PNUMA. (2022). El Estado de la Generación Distribuida Solar Fotovoltaica en América Latina y El Caribe. *Organización de Naciones Unidas*, 30, 263-277. doi:<https://doi.org/10.14483/23448350.12288>
- Ponce, S., & Mera, J. (2022). Resiliencia de sistemas eléctricos de distribución ante la inserción de generación distribuida. *MQRInvestigar*, 22.
- Rivera Argoti, G. O., Cueva Sánchez, E. J., & Revelo Pereira, M. A. (2025). Desafíos de la transición energética en Ecuador: Análisis de la producción eléctrica período 2021-2024. *Revista Científica y Académica*, 4, 6011–6037. doi:<https://doi.org/10.61384/r.c.a..v5i4.1607>
- Rodriguez, J. (2021). *Ubicación optima de generación distribuida en redes de distribución*. Ecuador: Universidad Técnica Estatal de Quevedo.
- Salina, E., & Quinche, O. (2024). *Diseño, implementación y desarrollo de un sistema fotovoltaico aislado y plan de mantenimiento sistemático para el centro de*

salud y sistema de telecomunicaciones para la comunidad amazónica
Wasakentsa - Morona Santiago. Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.

- Santacruz, J. (2023). *Diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a la red para el autoabastecimiento de dos empresas del sector agroindustrial: diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red para los nuevos invernaderos de la empresa Vejan Flowers*. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Serrano, M. (2023). *Diseño e implementación de un prototipo de un sistema híbrido fotovoltaico e hidroeléctrico en el Reservoirio de Cumbayá: estudio del sistema híbrido fotovoltaico flotante e hidroeléctrico en las cuencas hídricas del país del Ecuador*. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.022>
- Taípe, C. (2023). *Análisis de la factibilidad técnico-financiera de la instalación de un sistema fotovoltaico puro en comparación de un sistema termo-solar fotovoltaico para autoabastecimiento de usuarios residenciales : Análisis de la factibilidad técnico-financiera de la*. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Unidas, N. (2024). *Energías renovables: energías para un futuro más seguro*.
- Vallejo, J., & Suarez, M. (2022). *Implementación de un sistema fotovoltaico para sistemas aislados de la red pública, con una carga de 200 W*. Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Vinueza, E. (2022). *Simulación de un sistema fotovoltaico aislado para abastecer la demanda de una vivienda rural : Simulación de un sistema fotovoltaico aislado*. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Wright, J. (2008). Cálculo espectral de la irradiación solar directa, difusa y global en Heredia, Costa Rica. *Uniciencia*, 22, 71-85. Obtenido de <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=475948929009>

ANEXOS

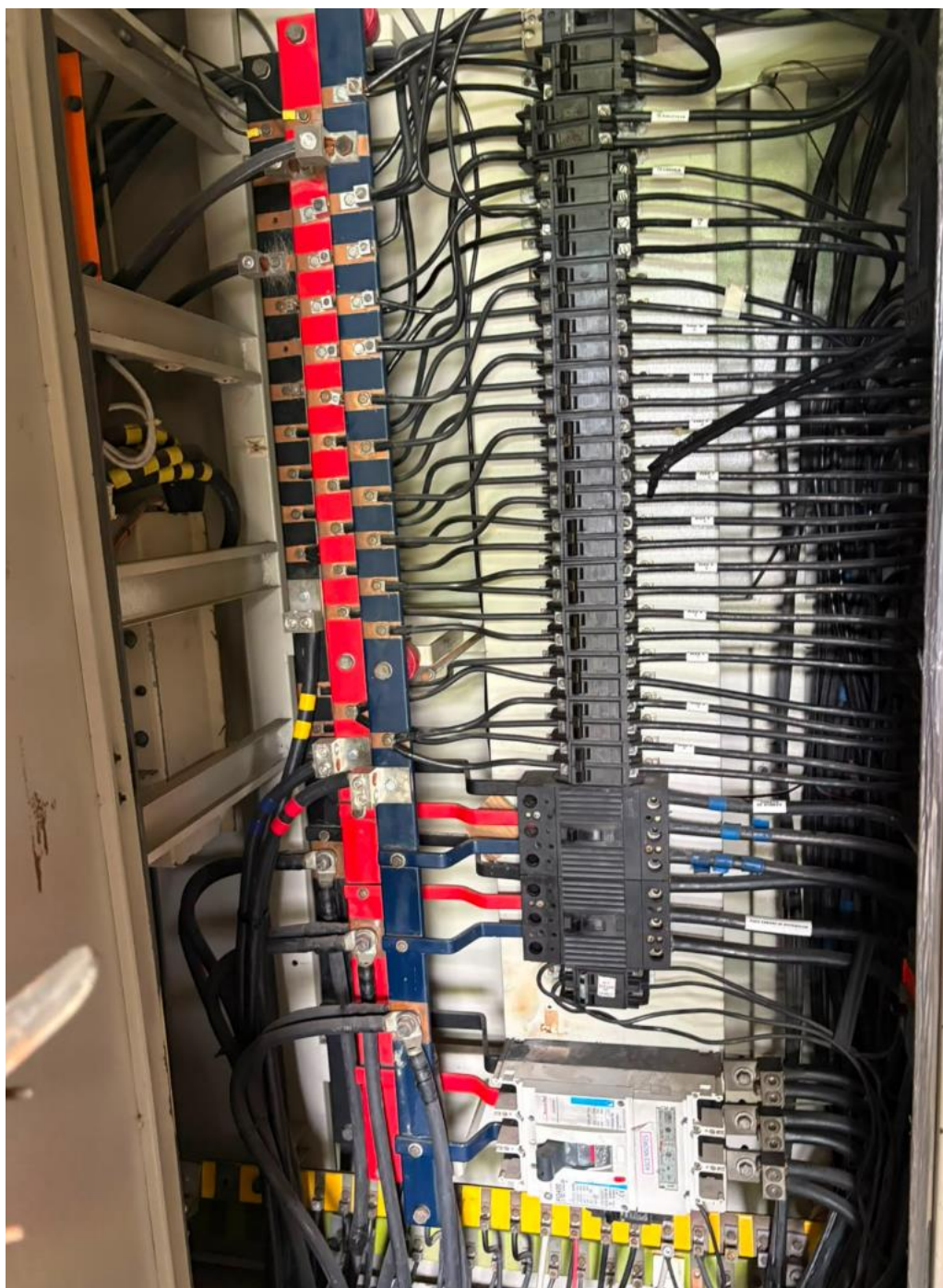
Anexo 1. Levantamiento de información tablero de distribución principal



Anexo 2. Tablero de Transferencia Automática



Anexo 3. Tablero de distribución Principal



Anexo 4. Transformador de Distribución 750kVA



Anexo 5. Toma de parámetros en Tablero de Distribución Principal

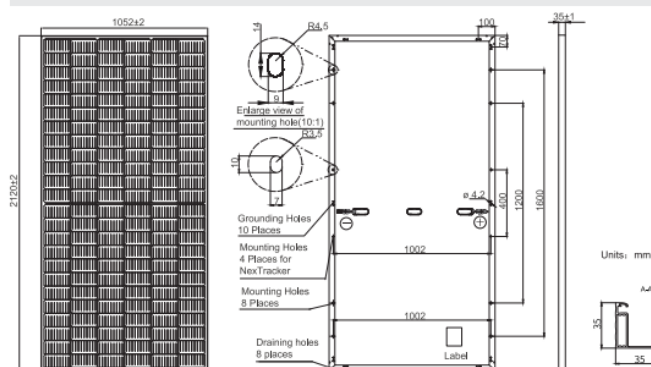


Anexo 6. Ficha técnica panel solar

JA SOLAR

JAM72S20 445-470/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	22.8kg±3%
Dimensions	2120±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Front Glass	2.8mm
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.89
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.2	20.4	20.6	20.8	21.1
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

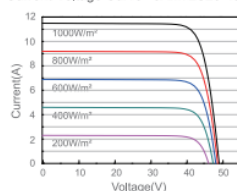
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

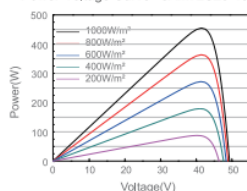
ELECTRICAL PARAMETERS							OPERATING CONDITIONS	
TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355	Operating Temperature	-40 °C ~+85 °C
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84	Maximum Series Fuse Rating	20A
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10	Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft²)
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42	Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft²)
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86	NOCT	45±2 °C
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						Safety Class	Class II
							Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

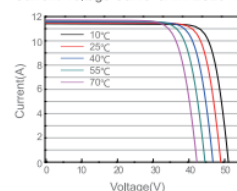
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20200927A

Anexo 7. Ficha técnica inversor Growatt MAX 12000 DVM

Datasheet	MAX 100KTL3-X2 LV	MAX 110KTL3-X2 LV	MAX 120KTL3-X2 LV	MAX 125KTL3-X2 LV
Input data (DC)				
Max. DC voltage			1100V	
Start voltage			195V	
Nominal voltage			600V	
MPP voltage range			180V-1000V	
No. of MPP trackers			8	
No. of PV strings per MPP tracker			2	
Max. input current per MPP tracker			45A	
Max. short-circuit current per MPP tracker			56.5A	
Output data (AC)				
AC nominal power	100000W	110000W	120000W	125000W
Max. AC apparent power	110000VA	121000VA	132000VA	137500VA
Nominal AC voltage (range*)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)			
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz(45–55Hz/55-65 Hz)			
Max. output current	158.8A@400V 167.1A@380V	174.6A@400V 183.8A@380V	190.5A@400V 200.5A@380V	198.5A@400V 208.9A@380V
Adjustable power factor	0.8leading ...0.8lagging			
THDI	<3%			
AC grid connection type	3W/N/PE			
Efficiency				
Max. efficiency			98.8%	
European efficiency	98.4%	98.5%	98.5%	98.5%
MPPT efficiency			99.9%	
Protection devices				
DC reverse polarity protection	Yes			
DC switch	Yes			
AC/DC surge protection	Type II / Type II			
Insulation resistance monitoring	Yes			
AC short-circuit protection	Yes			
Ground fault monitoring	Yes			
String detection	Yes			
Anti-PID function	Optional			
Arc fault detection (AFCI)	Optional			
General data				
Dimensions (W / H / D)	970/640/345mm			
Weight	84kg			
Operating temperature range	–30°C ... +60°C			
Nighttime power consumption	< 1W			
Topology	Transformerless			
Cooling	Smart air cooling			
Protection degree	IP66			
Relative humidity	0–100%			
Altitude	4000m			
DC connection	H4/MC4 (Max.6mm²)			
AC connection	OT Terminal (Max. 240mm²)			
Display	LED/WIFI+APP			
Interfaces: RS485/USB/PLC/ GPRS/4G/WIFI	Yes/Yes/Optional/Optional/Optional/Optional			
Warranty: 5 years / 10 years	Yes /Optional			
CE, IEC62116, IEC61727				

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

Anexo 8. Pliego tarifario 2025

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS

JUNIO - NOVIEMBRE

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)
CATEGORÍA	RESIDENCIAL		
NIVEL VOLTAJE	BAJO Y MEDIO VOLTAJE		1,414
1-50		0,091	
51-100		0,093	
101-150		0,095	
151-200		0,097	
201-250		0,099	
251-300		0,101	
301-350		0,103	
351-500		0,105	
501-700		0,1285	
701-1000		0,1450	
1001-1500		0,1709	
1501-2500		0,2752	
2501-3500		0,4360	
Superior		0,6812	

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS

DICIEMBRE - MAYO

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)
CATEGORÍA	RESIDENCIAL		
NIVEL VOLTAJE	BAJO Y MEDIO VOLTAJE		1,414
1-50		0,091	
51-100		0,093	
101-150		0,095	
151-200		0,097	
201-250		0,099	
251-300		0,101	
301-350		0,103	
351-500		0,105	
501-700		0,1050	
701-1000		0,1109	
1001-1500		0,1709	
1501-2500		0,2752	
2501-3500		0,4360	
Superior		0,6812	

ENERO - DICIEMBRE

	RESIDENCIAL TEMPORAL		1,414
		0,1285	
CATEGORÍA	GENERAL		
NIVEL VOLTAJE	BAJO VOLTAJE SIN DEMANDA		
1-300 Superior	COMERCIAL		1,414
		0,092	
		0,103	
1-300 Superior	E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO		
		0,082	
		0,093	
1-300 Superior	BOMBEO AGUA		
		0,072	
		0,083	
1-300 Superior	BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE		
		0,058	
		0,066	
1-300 Superior	INDUSTRIAL ARTESANAL		
		0,073	
		0,089	
1 - 100 101-200 201-300 Superior	ASISTENCIA SOCIAL, BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO		
		0,034	
		0,036	
		0,038	
		0,063	
NIVEL VOLTAJE	BAJO VOLTAJE CON DEMANDA		
	COMERCIALES		1,414
	4,790	0,090	
	INDUSTRIALES		
	4,790	0,080	
	ENTIDADES OFICIALES, ESCENARIOS DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES		
	4,790	0,080	
	BOMBEO AGUA		
	4,790	0,070	



CAPÍTULO II – CONDICIONES GENERALES PARA LA PARTICIPACIÓN DE CONSUMIDORES CON μ SFV

Los consumidores interesados en instalar un SFV, deberán observar las disposiciones relacionadas con el proceso de conexión y autorización de operación, tratamiento comercial, mecanismo de liquidación de la energía, entre otros, que se describen en esta Regulación.

12 TRATAMIENTO COMERCIAL DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS μ SFV DE BAJA CAPACIDAD

La energía producida por el consumidor con μ SFV estará destinada únicamente al autoconsumo de la vivienda y/o edificación donde va a instalarse. En caso de que eventualmente se produzcan excedentes de energía, éstos podrán ser entregados a la red de baja o media tensión de la empresa de distribución, según corresponda, y su liquidación se realizará a través de un mecanismo de balance mensual neto de energía, conforme al siguiente esquema:

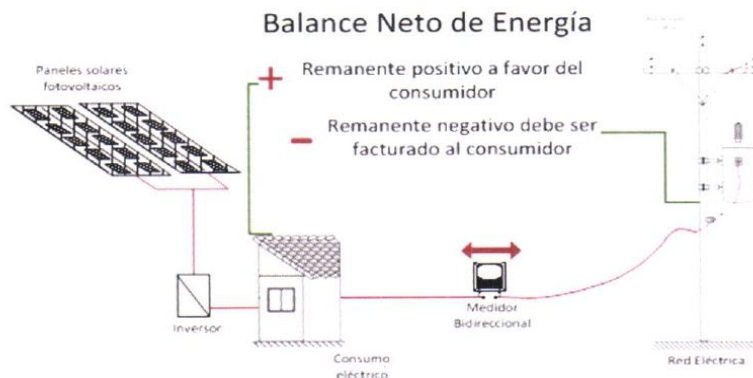


Figura 2. Balance Neto

La empresa de distribución realizará mensualmente el balance económico de la energía entregada y consumida para la facturación al consumidor, para lo cual tomará en consideración el registro de los flujos de energía inyectada y consumida del equipo de medición.

La aplicación de las condiciones establecidas en la presente Regulación será posible para un (1) solo μ SFV por inmueble.

12.1 LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA ENTREGADA A LA RED DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN

La empresa de distribución deberá realizar el balance neto mensual de la energía entregada y consumida por el consumidor con μ SFV dentro de los diez (10) primeros días





CAPÍTULO II – CONDICIONES GENERALES PARA LA PARTICIPACIÓN DE CONSUMIDORES CON μ SFV

Los consumidores interesados en instalar un SFV, deberán observar las disposiciones relacionadas con el proceso de conexión y autorización de operación, tratamiento comercial, mecanismo de liquidación de la energía, entre otros, que se describen en esta Regulación.

12 TRATAMIENTO COMERCIAL DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS μ SFV DE BAJA CAPACIDAD

La energía producida por el consumidor con μ SFV estará destinada únicamente al autoconsumo de la vivienda y/o edificación donde va a instalarse. En caso de que eventualmente se produzcan excedentes de energía, éstos podrán ser entregados a la red de baja o media tensión de la empresa de distribución, según corresponda, y su liquidación se realizará a través de un mecanismo de balance mensual neto de energía, conforme al siguiente esquema:

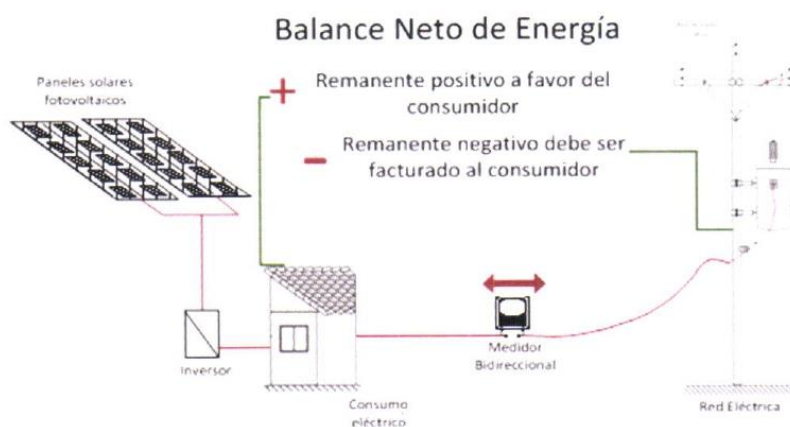


Figura 2. Balance Neto

La empresa de distribución realizará mensualmente el balance económico de la energía entregada y consumida para la facturación al consumidor, para lo cual tomará en consideración el registro de los flujos de energía inyectada y consumida del equipo de medición.

La aplicación de las condiciones establecidas en la presente Regulación será posible para un (1) solo μ SFV por inmueble.

12.1 LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA ENTREGADA A LA RED DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN

La empresa de distribución deberá realizar el balance neto mensual de la energía entregada y consumida por el consumidor con μ SFV dentro de los diez (10) primeros





días laborables del mes siguiente de la operación del μ SFV, en base al reporte de la energía consumida y entregada que registre el equipo de medición, según la siguiente expresión:

$$\Delta E = (\text{Energía consumida de la red} - \text{Energía inyectada en la red})$$

ΔE : Resultado del balance neto < 0 ; remanente negativo

ΔE : Resultado del balance neto > 0 ; remanente positivo

En el caso en que el resultado del balance mensual neto de energía, exista un remanente negativo a facturar al consumidor, la empresa de distribución valorará la energía consumida a la tarifa correspondiente del pliego tarifario aprobado por ARCONEL y será facturada al consumidor con μ SFV, conforme lo establece el contrato de suministro.

El remanente negativo a facturar al consumidor no estará sujeto al subsidio de la tarifa dignidad ni subsidio cruzado.

Por el contrario, en el caso eventual en que el resultado del balance mensual neto de energía, exista un remanente positivo de energía entregada a la red a favor del consumidor con μ SFV, esta energía se considerará como crédito de energía a favor del consumidor que se pasa al siguiente mes y así sucesivamente, hasta un periodo máximo de reseteo.

El periodo para resetear el crédito energético es de dos años a partir de la fecha de la autorización de operación del μ SFV, luego de lo cual empieza nuevamente un similar mecanismo desde cero, hasta que exista una causal de desconexión del μ SFV o se cumpla el plazo de operación.

Para cualquiera de los dos casos la facturación por parte de la empresa distribuidora debe considerar:

- Los consumidores con μ SFV conectados en baja o media tensión que cuenten con tarifa con demanda o demanda horaria, cancelarán los cargos por potencia establecidos en el pliego tarifario, conforme a la categoría establecida por la distribuidora, para ello la distribuidora deberá asumir que el consumidor no cuenta con un μ SFV, es decir que para la determinación de cálculos para estos cargos, se asumirá que el consumidor no está generando para su abastecimiento con el μ SFV.
- Los consumidores con μ SFV deberán cancelar mensualmente el cargo de comercialización
- El consumidor con μ SFV está en la obligación de cancelar la tarifa de servicio de alumbrado público general en función de su consumo mensual total
- El consumidor con μ SFV deberá cancelar los rubros de basura y bomberos en función de las ordenanzas emitidas para el efecto.



Artículo 9 PROCEDIMIENTO PARA OBTENER LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN

9.1 Solicitud de factibilidad de conexión de una SGDA

El trámite de solicitudes de factibilidad de conexión, para proyectos de generación distribuida que vayan a ser desarrollados por los proponentes, se sujetará a las siguientes disposiciones:

- El Proponente solicitará la factibilidad de conexión a la Distribuidora respectiva, presentando la información establecida en el formulario del ANEXO 1.
- En este formulario se consignan los datos generales del Proponente, del SGDA y se identifica el punto de la red eléctrica donde se prevé conectar la SGDA.
- En el formulario la Distribuidora hará constar la fecha de recepción del mismo, y asignará a la solicitud un Código Único de Trámite, con el cual el Proponente podrá realizar las consultas y seguimiento sobre el estado de avance de su solicitud.

9.2 Factibilidad de conexión para SGDA Categoría 1

Para solicitudes de factibilidad de conexión de SGDA de potencias nominales señaladas en la Tabla N.1, que requieran conectarse en sincronismo con la red de distribución, la Distribuidora, a partir de la recepción del formulario ANEXO 1, procederá conforme a lo siguiente:

Tabla No. 1 Potencias nominales de las SGDA Categoría 1.

Voltaje de conexión	Potencia Nominal
Bajo	≤ a 10 kW monofásica
	≤ a 20 kW bifásica
	≤ a 30 kW trifásica

- Luego de recibida la solicitud de parte del Proponente, la Distribuidora dispondrá de un término de cinco (5) días para aceptar a trámite la solicitud, en caso de que esta requiera información adicional notificará al Proponente por escrito, el cual tendrá un término de cinco (5) días para completar la información, en caso de no hacerlo se dará por terminado el trámite.
- Una vez aceptada a trámite la solicitud, la Distribuidora, dentro de un término de quince (15) días adicionales, realizará los análisis técnicos respectivos de tal forma que la operación de la futura SGDA no afecte a la calidad del servicio eléctrico y otorgará la factibilidad de conexión del proyecto al Proponente.
- En la factibilidad de conexión, se establecerá el esquema de conexión y las condiciones de operación que deberá cumplir la SGDA en régimen de operación normal y de falla de la red de distribución.

Los costos que impliquen las adecuaciones y/o modificaciones de la red de distribución estrictamente necesarias para la conexión de la SGDA, serán asumidos por el Proponente del proyecto.

Sesión Electrónica de Directorio de 05 de abril de 2021

8

- Dimensionamiento del SGDA;
 - Especificaciones del equipamiento del SGDA;
 - Diagrama unifilar de la instalación;
5. Diseño de las obras y/o adecuaciones a la red de distribución que se deberán implementar para poder conectar la SGDA al sistema de distribución;
 6. Esquema de conexión, seccionamiento y protecciones
 7. Cronograma de ejecución del proyecto del SGDA;
 8. Autorización del uso del agua emitido por la autoridad competente en los casos que aplique;
 9. Estar al día en los pagos a la Distribuidora del SPEE y SAPG de todos los suministros de energía eléctrica a nombre del consumidor;
- b) La Distribuidora, en un término de treinta (30) días contados a partir de la entrega de todos los documentos descritos en el literal a), verificará que los mismos estén completos. En caso de que los requisitos entregados no estén completos, informará al Proponente sobre las aclaraciones, alcances o ajustes que se requieran realizar a tales documentos. En caso de que la Distribuidora no emita observaciones continuará con las siguientes etapas para la emisión del Certificado de Calificación.
- c) Las aclaraciones, alcances o ajustes requeridos por la Distribuidora, referidos en el literal b), serán atendidos por el Proponente dentro de un término de quince (15) días contados a partir de su notificación; de no existir respuesta del Proponente dentro del señalado término, la Distribuidora dará por terminado el trámite y le comunicará oficialmente al Proponente.
- d) Una vez entregados los documentos a satisfacción de la Distribuidora, ésta, dentro de un término adicional de quince (15) días, elaborará el informe de aprobación y emitirá el Certificado de Calificación respectivo, de acuerdo al formato establecido en el ANEXO 2.
- e) El plazo de vigencia del Certificado de Calificación será igual al tiempo de vida útil de la SGDA, dependiendo de la tecnología de generación, de acuerdo a lo establecido en la Tabla N.2.
- f) Seis meses previos a la terminación del plazo de vigencia del Certificado de Calificación, el consumidor podrá actualizar la documentación indicada en el artículo 10, para renovar el Certificado de Calificación de su SGDA.

Tabla No. 2 Vidas útiles aplicables a cada tecnología de generación eléctrica.

Tecnología	Vida Útil (años)
Fotovoltaica	25
Eólica	25
Biomasa	20
Biogás	20
Hidráulica	30

Sesión Electrónica de Directorio de 05 de abril de 2021

11

concepto del análisis de la factibilidad de conexión, conexión a la red de distribución, peajes y por el otorgamiento del Certificado de Calificación.

CAPÍTULO V OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Artículo 16 REQUISITOS OPERATIVOS

Las SGDA's serán autodespachadas y cumplirán las disposiciones operativas dispuestas por la Distribuidora.

El cumplimiento de los parámetros de calidad de producto del SGDA es de responsabilidad del consumidor propietario del SGDA y el control de dicho cumplimiento estará exclusivamente a cargo de la Distribuidora.

En caso de que la Distribuidora detectare que un SGDA está incumpliendo los parámetros de calidad de producto definidos por esta, o su operación está afectado a la red, de distribución, dispondrá al consumidor la suspensión de la operación de la SGDA, hasta que dichos parámetros se encuentren dentro de los límites permitidos, debiendo notificar a la Distribuidora las acciones correctivas realizadas.

Para la puesta en servicio de la SGDA, operación normal, respuesta a condiciones anormales de operación, requisitos para la calidad de producto, condiciones de operación en isla, monitoreo y control, se podrá tomar como referencia la norma IEEE Std. 1547 en lo que sea aplicable.

El propietario de la SGDA, es el responsable de la operación segura y confiable de la SGDA y de los equipos del campo de conexión, de tal forma que las maniobras de conexión y su operación no afecten la calidad del servicio eléctrico y la seguridad de la operación del sistema de distribución.

El propietario de la SGDA es adicionalmente responsable de daños derivados de la operación de la SGDA que afecten a la seguridad de personas y a bienes de terceros.

Artículo 17 GESTIÓN DE MANTENIMIENTOS Y REVERSIÓN DE BIENES.

Es responsabilidad del consumidor: planificar, financiar y ejecutar los mantenimientos de las SGDA's, equipos e instalaciones asociadas, en coordinación con la Distribuidora.

Los activos de las SGDA de propiedad de consumidores no serán revertidos al Estado ecuatoriano al terminar el plazo de vigencia del Certificado de Calificación, se procederá con su desconexión.

CAPÍTULO VI BALANCE DE ENERGÍA, MEDICIÓN y FACTURACIÓN

Artículo 18 BALANCE DE ENERGÍA

La energía producida por un SGDA tendrá como objetivo principal el autoabastecimiento de la demanda de energía eléctrica asociada a una cuenta contrato del consumidor. Si por

Sesión Electrónica de Directorio de 05 de abril de 2021

14

condiciones operativas de la SGDA o por variación del consumo se presentaren eventuales excedentes de energía, estos se inyectarán a la red de distribución y su tratamiento por parte de la Distribuidora se sujetará a las siguientes disposiciones.

18.1 Consumidores con tarifa residencial y general sin demanda

Para un consumidor que tenga asignada una tarifa sin demanda de acuerdo al pliego tarifario del SPEE vigente, se considerará lo siguiente:

La Distribuidora mediante el sistema de medición respectivo, determinará el balance de energía neto mensualmente, entre la energía consumida desde la red de distribución y la energía inyectada por el SGDA y calculará la energía neta $ENET_i$:

$$ENET_i = ERED_i - EINY_i \quad (1)$$

Donde:

$ENET_i$	Energía neta en el periodo mensual de consumo i (kWh)
$ERED_i$	Energía consumida desde la red de distribución en el periodo mensual de consumo i (kWh)
$EINY_i$	Energía inyectada por la SGDA en el periodo mensual de consumo i (kWh)

a) Si $ENET_i \leq 0$, la Distribuidora facturará al consumidor por concepto de energía consumida, con valor cero; $EF = 0$, además:

$$CEM_i = |ENET_i| \quad (2)$$

Donde:

CEM_i	Crédito de Energía a favor del consumidor obtenido en el mes i (kWh)
---------	--

b) Si $ENET_i > 0$, en este caso el $CEM_i = 0$, por no haber un saldo a favor del consumidor en el mes i .

La Distribuidora verificará si el consumidor dispone de un saldo total acumulado de energía a su favor en el mes anterior $SEA_{(i-1)}$; si es así, se debitará parte o la totalidad del $SEA_{(i-1)}$, para cubrir el $|ENET_i|$ del mes i .

SEA_{i-1}	Saldo total acumulado de energía disponible del consumidor en el mes anterior $(i-1)$ (kWh). $SEA_0 = 0$
EF_i	Energía Facturable correspondiente al mes i

Sesión Electrónica de Directorio de 05 de abril de 2021

15

Si con el $SEA_{(i-1)}$ disponible se logra cubrir la totalidad del $|ENET_i|$, en el mes de consumo i , la energía facturable en el mes i será cero; $EF=0$, caso contrario se le facturará el saldo de energía restante aplicando la tarifa correspondiente del Pliego Tarifario del SPEE.

Se actualizará el SEA_i mensualmente sobre la base de los créditos generados y valores devengados para cubrir el $|ENET_i|$, para considerarlo en el cálculo de la energía facturable del mes siguiente.

A partir del inicio de la operación de la SGDA, cada 24 meses el SEA se reseteará a cero, sin que la Distribuidora tenga derecho otorgar una compensación económica por dicha energía.

El consumidor que cuente con una SGDA cancelará mensualmente el cargo de comercialización, sobre la base de lo establecido en el pliego tarifario vigente.

La factura mensual que emita la Distribuidora deberá adjuntar una tabla en la que conste los siguientes valores: $ERED_i$, $EINY_i$, $ENET_i$, CEM_i y SEA_i correspondientes a los doce periodos de consumo anteriores, tomando como referencia el ANEXO 4 de esta Regulación.

18.2 Consumidores con tarifa general con demanda

Para un consumidor que tenga asignada una tarifa con demanda de acuerdo al pliego tarifario del SPEE vigente, se considerará lo siguiente:

El cálculo de la energía facturable mensual se realizará en conformidad a lo establecido en el artículo 18.1.

Además, independiente del valor mensual por energía que le sea facturado al consumidor, la Distribuidora le facturará mensualmente el cargo por demanda y el cargo de comercialización, sobre la base de lo establecido en el pliego tarifario del SPEE vigente.

A partir del inicio de operación del SGDA, la demanda facturable mensual corresponderá a la demanda máxima registrada en el mes de consumo por el respectivo medidor de demanda y corresponderá a aquella que fue requerida por el consumidor de la red de distribución.

18.3 Consumidores con tarifa general con demanda horaria

Para un consumidor que tenga asignada una tarifa con demanda horaria, de acuerdo al pliego tarifario del SPEE vigente, se considerará lo siguiente:

La Distribuidora mediante el sistema de medición respectivo, determinará el balance neto de energía mensualmente, entre la energía mensual consumida desde la red de distribución y la energía inyectada por el SGDA, en cada uno de los periodos de demanda horaria aplicables al consumidor, según el pliego tarifario del SPEE vigente.

Sobre la base de la energía consumida de la red e inyectada por el SGDA en el mes i , en cada periodo de demanda, la Distribuidora calculará la Energía Equivalente Inyectada por el SGDA ($EEINY_i$) y la Energía Equivalente Consumida de la red por el consumidor ($EERED_i$) aplicando las siguientes fórmulas:

Sesión Electrónica de Directorio de 05 de abril de 2021

16

$$EEINY_i = \sum_{k=1}^n (EINY_k \times T_k) / Tm_i \quad (3)$$

$$EERED_i = \sum_{k=1}^n (ERED_k \times T_k) / Tm_i \quad (4)$$

$$ENETE_i = EERED_i - EEINY_i \quad (5)$$

Donde:

$EEINY_i$	Energía Equivalente Inyectada por el SGDA en el mes i (kWh)
$EERED_i$	Energía Equivalente Consumida de la red en el mes i (kWh)
Tm_i	Mayor de los cargos tarifarios horarios de los periodos de demanda aplicables al consumidor en el mes i (USD/kWh)
T_k	Cargo tarifario por energía del periodo de demanda k (USD/kWh)
$EINY_k$	Energía inyectada por el SGDA en el mes en análisis, en los periodos de demanda en que aplica el cargo tarifario por energía T_k (kWh)
$ERED_k$	Energía consumida de la red en el mes en análisis, en los periodos de demanda en que aplica el cargo tarifario por energía T_k (kWh)
n	Número de cargos tarifarios por energía aplicables a la tarifa a la que corresponde el consumidor
$ENETE_i$	Energía neta equivalente en el periodo mensual de consumo i (kWh)

a) Si $ENETE_i \leq 0$, la Distribuidora facturará por concepto de energía consumida, con valor cero; $EF=0$, además:

$$CEEM_i = |ENETE_i| \quad (6)$$

Donde:

$CEEM_i$	Crédito de Energía Equivalente a favor del consumidor obtenido en el mes i (kWh)
----------	--

b) Si $ENETE_i > 0$, en este caso el $SEEM_i = 0$, por no haber un saldo a favor del consumidor en el mes i .

La Distribuidora verificará si el consumidor dispone de un saldo total acumulado de energía equivalente a su favor en el mes anterior $SEEA_{(i-1)}$; si es así, se debitará parte o la totalidad del $SEEA_{(i-1)}$ para cubrir el $|ENETE_i|$ del mes i .

$SEEA_{i-1}$	Saldo total acumulado de energía equivalente disponible del consumidor en el mes anterior ($i-1$) (kWh). Para el primer mes: ($n=1$, $SEEA_0=0$)
EF_i	Energía Facturable correspondiente al mes i

Si con el $SEEA_{i-1}$ disponible se logra cubrir la totalidad del $|ENETE_i|$, en el mes de consumo i , la energía facturable en el mes i será cero; $EF=0$. Caso contrario se le facturará el saldo de energía restante aplicando el mayor de los cargos tarifarios (T_m).

Se actualizará el $SEEA$, mensualmente sobre la base de los créditos generados y valores devengados para cubrir el $|ENETE_i|$, para considerarlo en el cálculo de la energía facturable del mes siguiente.

A partir del inicio de la operación de la SGDA, cada 24 meses el $SEEA$ se reseteará a cero, sin que la Distribuidora tenga derecho otorgar una compensación económica por dicha energía.

Además, independiente del valor mensual por energía que le sea facturado al consumidor, la Distribuidora le facturará mensualmente el cargo por demanda y el cargo de comercialización, sobre la base de lo establecido en el pliego tarifario del SPEE vigente.

A partir del inicio de operación del SGDA, la demanda facturable mensual corresponderá a la demanda máxima registrada en el mes de consumo por el respectivo medidor de demanda horaria y corresponderá a aquella que fue requerida por el consumidor de la red de distribución.

La factura mensual que emita la Distribuidora deberá adjuntar una tabla en la que conste los siguientes valores: $EREED_i$, $EEINY_i$, $ENETE_i$, $CEEM_i$ y $SEEA_i$, correspondientes a los doce periodos de consumo anteriores, tomando como referencia el ANEXO 4 de esta Regulación.

Artículo 19 MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los aspectos relacionados al sistema de medición de energía eléctrica se sujetarán a lo siguiente:

19.1 SGDA ubicado en el mismo inmueble o predio del consumidor

Para los casos en los que la SGDA esté ubicado en el mismo inmueble del consumidor, la Distribuidora instalará en el punto de entrega un medidor bidireccional que permita registrar el consumo neto de energía por parte del consumidor, según lo descrito en el artículo 18 de esta Regulación.

La Distribuidora será la encargada de la adquisición, calibración inicial e instalación del equipo de medición bidireccional. El consumidor deberá cancelar la diferencia del costo del equipo de medición en relación al equipo que la Distribuidora instalaría a un usuario de la misma categoría sin un SGDA.

El valor indicado en el párrafo anterior, será cancelado en la primera planilla de consumo,

Sesión Electrónica de Directorio de 05 de abril de 2021

18

Expide:

La Regulación denominada «**Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica**».

CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES

1. OBJETIVO

Establecer las disposiciones para la habilitación, instalación, conexión, operación, y mantenimiento de Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) de Consumidores Regulados, y las disposiciones para la medición y facturación de la energía eléctrica de Consumidores Regulados con SGDA.

2. ALCANCE

La presente Regulación aborda:

- La caracterización y dimensionamiento de un SGDA de Consumidores Regulados;
- Las modalidades de autoabastecimiento;
- El procedimiento para solicitar y obtener la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento y el Certificado de Habilitación;
- Las condiciones para la instalación, conexión, operación y mantenimiento de un SGDA; y,
- La medición de energía eléctrica y determinación de la energía facturable para Consumidores Regulados con SGDA.

3. ÁMBITO DE APLICACIÓN

La presente Regulación es aplicable a Consumidores Regulados con SGDA y a Empresas Distribuidoras.

4. SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE; por las siglas en inglés de 'Institute of Electrical and Electronics Engineers')
INEN	Servicio Ecuatoriano de Normalización
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
RGLOSPEE	Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
RUC	Registro Único de Contribuyentes
SAPG	Servicio de Alumbrado Público General
SBU	Salario Básico Unificado
SGDA	Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento
SPEE	Servicio Público de Energía Eléctrica.

Las definiciones que no se encuentran detalladas en el cuerpo de esta regulación deberán ser relacionadas con las que se incluyen en la LOSPEE y el RGLOSPEE.

CAPÍTULO II SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA AUTOABASTECIMIENTO DE CONSUMIDORES REGULADOS

6. CARACTERIZACIÓN

Un SGDA de Consumidores Regulados es aquel que cumple las siguientes condiciones:

- a) Su Potencia Nominal está limitada según lo establecido en el numeral 9 de la presente Regulación;
- b) Se conecta en sincronía a una red de distribución;
- c) Se encuentra ubicado dentro de la misma Área de Servicio en la que se encuentra sus consumidores;
- d) Permite el aprovechamiento de un recurso energético renovable no convencional que se encuentre disponible en el Área de Servicio de la Distribuidora;
- e) Abastece la demanda de uno o varios Consumidores Regulados, en los términos establecidos en la presente Regulación;
- f) Puede utilizar equipos para el almacenamiento de energía, los cuales deberán cargarse utilizando solamente la energía eléctrica producida por el SGDA;
- g) Es un activo de propiedad de uno o varios Consumidores Regulados, en los términos del numeral 8, destinado para abastecer exclusivamente sus consumos; y,
- h) Causa impactos positivos a la red de distribución a la que se conecta, como: disminución de pérdidas de electricidad, mejora de perfiles de voltajes, disminución de la cargabilidad de equipos y componentes, entre otros beneficios.

7. CONEXIÓN

Un SGDA se conectará a una red de distribución mediante un Campo de Conexión para Autoabastecimiento.

Varios SGDA que abastezcan a Consumidores Regulados de una misma persona jurídica, se podrán conectar a una red de distribución mediante un Campo de Conexión para Autoabastecimiento común de propiedad de la misma persona jurídica. Sin perjuicio de lo señalado, se deberá solicitar la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento y obtener el Certificado de Habilitación para cada SGDA, conforme lo establecido en los numerales 15 y 16 de la presente Regulación.

8. PROPIEDAD

El Consumidor Regulado deberá acreditar que, es dueño del SGDA o que va a adquirir su propiedad en algún momento durante la vigencia del Certificado de Habilitación, mediante el otorgamiento de una declaración juramentada. El Consumidor Regulado deberá acreditar que la transferencia de propiedad tendrá lugar hasta máximo cinco (5) años antes de que finalice la vigencia del Certificado de Habilitación, independientemente de la tecnología que use el SGDA. Sin perjuicio de lo anterior, podrá contratar con terceros facultados para

ejercer tales actividades, el financiamiento, instalación, operación, mantenimiento, gestión, vigilancia, desmantelamiento, del SGDA.

9. LÍMITE DE LA POTENCIA NOMINAL

La Potencia Nominal de un SGDA está limitada de la siguiente manera:

- Si no hay inyección de energía eléctrica a una red de distribución, la Potencia Nominal de un SGDA estará limitada por la demanda de potencia máxima registrada del Consumidor Regulado (asociado al SGDA), y por la capacidad de conexión aprobada por la Distribuidora. Para este caso, el Consumidor Regulado deberá implementar equipos de protección y control necesarios para impedir la inyección de energía eléctrica a la red de distribución.
- Si hay inyección de energía eléctrica a una red de distribución, la Potencia Nominal de un SGDA estará limitada a 2 MW.

10. VOLTAJES DE CONEXIÓN Y CATEGORÍAS

Los voltajes de conexión y las categorías de SGDA se detallan en la Tabla 1. Las categorías de SGDA se usan en el numeral 15 de la presente Regulación.

Voltaje de conexión	Potencia nominal, P_n	Categoría
Bajo voltaje	$P_n \leq 5$ kW, monofásica	Categoría 1
	$P_n \leq 10$ kW, bifásica	
	$P_n \leq 50$ kW, trifásica	
Medio voltaje	$P_n \leq 2$ MW cuando hay inyección de energía eléctrica a una red de distribución	Categoría 2
	P_n menor a la capacidad de conexión aprobada por la Distribuidora cuando no hay inyección de energía eléctrica a una red de distribución	

Tabla 1. Voltajes de conexión y categorías de SGDA

Para el caso de conexiones en bajo voltaje, las Distribuidoras podrán permitir SGDA con potencias mayores a las establecidas en la Tabla 1 cuando los estudios técnicos indiquen que no haya afectaciones a la red de distribución.

11. DIMENSIONAMIENTO

El dimensionamiento de un SGDA es de exclusiva responsabilidad de los Consumidores Regulados asociados a éste. La Potencia Nominal del SGDA será determinada sobre la base de un estudio técnico, con el fin de cubrir la demanda de energía eléctrica anual de uno o varios Consumidores Regulados. La producción anual de energía del SGDA deberá ser igual o menor que la demanda de energía anual de los Consumidores Regulados.

El dimensionamiento de un SGDA debe considerar lo siguiente:

- Para Consumidores Regulados existentes, se podrá utilizar los consumos de energía de los últimos 24 meses, la proyección de demanda de energía durante la vida útil del SGDA, y, de ser el caso, los requerimientos de almacenamiento de energía.

- b) Para nuevos Consumidores Regulados, sin registros históricos de consumo de energía, se podrá utilizar la proyección de demanda de energía durante la vida útil del SGDA, y, de ser el caso, los requerimientos de almacenamiento de energía.

12. MODALIDADES DE AUTOABASTECIMIENTO

La Ilustración 1 muestra las modalidades de generación distribuida para autoabastecimiento que se consideran en la presente Regulación. Las modalidades se describen a continuación.

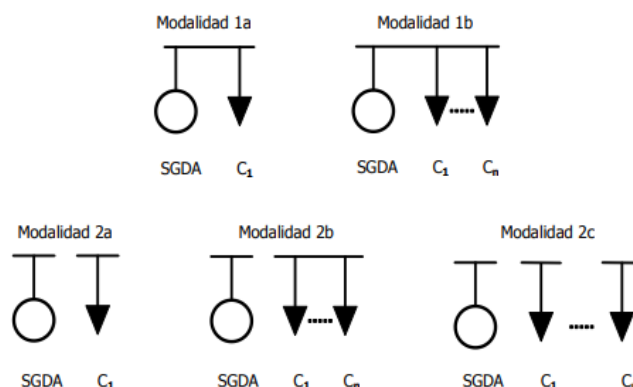


Ilustración 1. Modalidades de autoabastecimiento. En la modalidad 1a, el SGDA puede o no inyectar excedentes de energía a la red de distribución.

12.1. Modalidad 1a: Autoabastecimiento individual local

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

12.2. Modalidad 1b: Autoabastecimiento múltiple local

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

12.3. Modalidad 2a: Autoabastecimiento individual remoto

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

12.4. Modalidad 2b: Autoabastecimiento múltiple remoto con consumidores concentrados

El SGDA y los Consumidores Regulados están ubicados en inmuebles diferentes. Los Consumidores Regulados se encuentran concentrados en un mismo inmueble constituido en condominio o declarado bajo el régimen de propiedad horizontal.

12.5. Modalidad 2c: Autoabastecimiento múltiple remoto con consumidores dispersos

El SGDA y los Consumidores Regulados asociados al SGDA están ubicados en inmuebles diferentes (los Consumidores Regulados se encuentran dispersos). Los Consumidores Regulados deben pertenecer a la misma persona jurídica.

13. RESPONSABILIDADES

13.1. Responsabilidades para las modalidades 1a y 2a

Los Consumidores Regulados que se acojan a la presente Regulación son los responsables de lo siguiente:

- Proceso de habilitación del SGDA ante la Distribuidora;
- Indemnizaciones por daños a terceros durante la construcción, instalación, conexión, operación, mantenimiento y desmontaje del SGDA;
- Obtención de todos los permisos necesarios para la construcción, instalación, conexión, operación, mantenimiento y desmontaje del SGDA, y obligaciones derivadas de éstos;
- Operación segura y confiable de todos los equipos, incluidos los equipos del Campo de Conexión para Autoabastecimiento, de tal forma que las maniobras de conexión y su operación no afecten la calidad del servicio eléctrico y la operación de la red de distribución a la que se conecta el SGDA;
- Cumplimiento de los requisitos técnicos operativos establecidos en la presente Regulación;
- Cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Contrato de Suministro y en el Contrato de Conexión del SGDA; y,
- Otras derivadas de normativas relacionadas.

13.2. Responsabilidades para las modalidades 1b, 2b, y 2c

Los Consumidores Regulados que se acojan a la presente Regulación son responsables del cumplimiento de las obligaciones establecidas en los Contratos de Suministro.

Por su parte, el Representante Legal es el responsable de lo siguiente:

- Proceso de habilitación del SGDA ante la Distribuidora;
- Indemnizaciones por daños a terceros durante la construcción, instalación, conexión, operación, mantenimiento y desmontaje del SGDA;
- Obtención de todos los permisos necesarios para la construcción, instalación, conexión, operación, mantenimiento y desmontaje del SGDA, y obligaciones derivadas de éstos;
- Operación segura y confiable de todos los equipos, incluidos los equipos del Campo de Conexión para Autoabastecimiento, de tal forma que las maniobras de conexión y su operación no afecten la calidad del servicio eléctrico y la operación de la red de distribución a la que se conecta el SGDA;
- Cumplimiento de los requisitos técnicos operativos establecidos en la presente Regulación;
- Cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Contrato de Conexión del SGDA; y,
- Otras derivadas de normativas relacionadas.

CAPÍTULO III FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN Y CERTIFICADO DE HABILITACIÓN

14. REPRESENTANTE TÉCNICO

Los Consumidores Regulados o el Representante Legal interesados en instalar y operar un SGDA, podrán delegar la ejecución de los trámites detallados en el presente Capítulo y en el Capítulo IV a un representante técnico (persona natural o jurídica facultada para el efecto),

mediante el otorgamiento de un documento escrito. El documento deberá ser suscrito por los Consumidores Regulados o el Representante Legal, según corresponda.

15. FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN

15.1. Solicitud

El trámite para la solicitud de la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento sea que fuera realizado por los Consumidores Regulados, el Representante Legal o el representante técnico, se sujetará a las siguientes disposiciones.

- a) Se solicitará la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento a la Distribuidora respectiva, presentando la información establecida en el formulario denominado Solicitud de Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento de Consumidores Regulados, ANEXO A de la presente Regulación. En este formulario se consignan los datos generales del solicitante y del SGDA, y se identifica el punto de la red eléctrica donde se prevé conectar el SGDA.
- b) Si la solicitud es presentada por el representante técnico, se deberá adjuntar el documento escrito especificado en el numeral 14 de la presente Regulación.
- c) Se entregará la información descrita en los numerales 15.2 y 15.3 de la presente Regulación, en los casos que aplique.
- d) La Distribuidora hará constar en el formulario la fecha de recepción de éste, y asignará a la solicitud un código de trámite, con el cual el solicitante podrá realizar las consultas y seguimiento sobre el estado de avance de su solicitud.

15.2. Requisitos para las modalidades 1b y 2b

Para las modalidades de autoabastecimiento 1b y 2b, se deberá entregar a la Distribuidora los siguientes requisitos:

- a) Una copia de la designación del Representante Legal, debidamente inscrita conforme a lo establecido en la Ley de Propiedad Horizontal y su reglamento.
- b) Nombre completo o razón social de todos los condóminos, cédula o RUC, domicilio y Cuenta Contrato; y otra información que la Distribuidora crea conveniente.
- c) Autorización emitida por el Representante Legal para la instalación del SGDA (requisito sólo para la modalidad 1b). La autorización deberá ser unánime.
- d) Porcentaje de asignación de la energía eléctrica producida por el SGDA para cada Consumidor Regulado. El porcentaje de asignación debe ser definido por el Representante Legal. Los porcentajes deberán sumar 100% y podrán ser actualizados cada seis meses.

15.3. Requisitos para la modalidad 2c

Para la modalidad de autoabastecimiento 2c, se deberá entregar a la Distribuidora los siguientes requisitos:

- a) Razón social de todos los Consumidores Regulados que se beneficiarán de la producción del SGDA, domicilio, y Cuenta Contrato; y otra información que la Distribuidora crea conveniente. Los Consumidores Regulados asociados al SGDA deberán tener el mismo RUC en su Cuenta Contrato.

Estudio	Categoría 1	Categoría 2
Análisis de desbalance de voltaje.	✓	✓
Análisis de variaciones de voltaje.	✓	✓
Revisión de capacidad de alojamiento.	✓	✓
Análisis de regulación de voltaje en estado estable.	✓	✓
Análisis de calidad del servicio de la energía.	No aplica	✓

Tabla 2. Estudios para determinar la factibilidad de conexión de un SGDA de Consumidores Regulados

- f) Dentro del Término de quince (15) días contados a partir de que la Distribuidora informe sobre la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento, el solicitante notificará a la Distribuidora su aceptación o no a las condiciones establecidas en la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento. En caso no aceptar las condiciones establecidas por la Distribuidora, el solicitante podrá plantear su objeción a las mismas de acuerdo con el numeral 15.6 de esta Regulación.
- g) La Distribuidora considerará que los Consumidores Regulados, el Representante Legal o el representante técnico han desistido de continuar el trámite, y lo dará por concluido en los siguientes casos:
 - g.1) Cuando no acepten por escrito las condiciones establecidas en la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento y no hayan planteado una objeción ante la ARCERNR.
 - g.2) Cuando manifiesten su decisión por escrito de no continuar con el trámite.
- h) La Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento otorgada por la Distribuidora tendrá un plazo de vigencia de seis (6) meses, período en el cual los Consumidores Regulados, el Representante Legal o el representante técnico podrán iniciar el trámite para obtener el Certificado de Habilitación respectivo. En caso de no hacerlo, quedará sin efecto la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento, y de requerirlo, el solicitante podrá iniciar un nuevo trámite.

15.5. Trámite para un SGDA de Categoría 2

Para un SGDA de Categoría 2, la Distribuidora, a partir de la recepción del formulario, procederá conforme a lo siguiente:

- a) La Distribuidora dispondrá de un Término de hasta cinco (5) días para aceptar a trámite la solicitud. En caso de que esta requiera información adicional, la Distribuidora notificará al solicitante por escrito, el cual tendrá un Término de hasta cinco (5) días para completar la información; en caso de no hacerlo, se dará por terminado el trámite.
- b) Una vez aceptada a trámite la solicitud, la Distribuidora dispondrá de un Término de hasta cinco (5) días para entregar la información técnica de su red, necesaria y suficiente, para que el solicitante pueda realizar los estudios detallados en la Tabla 2. La Distribuidora, bajo su responsabilidad, podrá realizar estudios adicionales en caso de ser necesario.
- c) Una vez la Distribuidora haya entregado la información técnica de su red, el solicitante dispondrá de un Término de hasta treinta (30) días para entregar los estudios técnicos completos. La base de información de los estudios deberá ser

- j) La Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento otorgada por la Distribuidora tendrá un plazo de vigencia de seis (6) meses, período en el cual los Consumidores Regulados, el Representante Legal o el representante técnico podrán iniciar el trámite para obtener el Certificado de Habilitación respectivo. En caso de no hacerlo, quedará sin efecto la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento, y de requerirlo, el solicitante podrá iniciar un nuevo trámite.

15.6. Objeciones a condiciones requeridas por la Distribuidora

Los Consumidores Regulados, el Representante Legal o el representante técnico podrán plantear una objeción ante la ARCERNNR, solicitando se revise lo actuado por la Distribuidora, en los siguientes casos:

- a) Cuando estimen que las obras, instalaciones o equipos que deberán implementar para la conexión del SGDA, de acuerdo con lo establecido por la Distribuidora, van más allá de lo necesario, o son más exigentes que lo requerido para cumplir con la normativa específica;
- b) Cuando consideren que las condiciones de operación del SGDA requeridas por la Distribuidora, son más exigentes que las requeridas para cumplir con la normativa específica;
- c) Cuando estimen que las características de los Sistemas de Medición y sistemas de control en tiempo real (de ser el caso) requeridos por la Distribuidora, son más exigentes que las establecidas en la normativa vigente; y
- d) Por cualquier otra situación que consideren pudieran estar generando algún trato discriminatorio o estuviere transgrediendo lo establecido en la normativa vigente.

La solicitud deberá estar debidamente motivada y acompañada de los documentos, información y análisis técnicos de respaldo.

La ARCERNNR emitirá su pronunciamiento dentro de un Término de treinta (30) días contados a partir de la entrega de la documentación por parte del solicitante. Dentro de este Término, la ARCERNNR podrá solicitar información adicional ya sea a la Distribuidora o al solicitante, a fin de complementar su análisis o verificar la información que considere pertinente.

16. CERTIFICADO DE HABILITACIÓN

Los Consumidores Regulados, el Representante Legal o el representante técnico tramitarán, ante la Distribuidora, la obtención del Certificado de Habilitación respectivo, para lo cual se establece el siguiente procedimiento:

- a) Dentro de un plazo de seis (6) meses contados a partir de la notificación de la Factibilidad de Conexión para Autoconsumo, los Consumidores Regulados, el Representante Legal o el representante técnico podrán solicitar a la Distribuidora el inicio del trámite para la emisión del Certificado de Habilitación; en caso de que no lo hagan, la Factibilidad de Conexión para Autoconsumo quedará revocada. Para el efecto, el solicitante deberá presentar a la Distribuidora la siguiente información:
 - a.1) Ubicación del inmueble donde se va a instalar el SGDA;
 - a.2) Documento que acredite la propiedad o posesión legítima del inmueble donde se va a instalar el SGDA; o, en su defecto el contrato de arrendamiento, comodato o

anticresis notariado del inmueble donde se va a instalar el SGDA; o, autorización del propietario del inmueble para la instalación del SGDA;

- a.3) Memoria técnica del proyecto que incluya:
 - a.3.1) Dimensionamiento del SGDA;
 - a.3.2) Especificaciones del equipamiento del SGDA;
 - a.3.3) Existencia de Consumo de Servicios Auxiliares para Autoabastecimiento;
 - a.3.4) Diagrama unifilar de la instalación;
- a.4) Diseño de las obras y/o adecuaciones a la red de distribución que se deberán implementar para poder conectar el SGDA;
- a.5) Esquema de conexión, seccionamiento y protecciones;
- a.6) Cronograma de ejecución del proyecto;
- a.7) En los casos que corresponda, la autorización del uso del agua emitido por la autoridad competente;
- a.8) La autorización ambiental que corresponda, de acuerdo a lo establecido en la normativa ambiental vigente.
- b) La Distribuidora verificará que la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento se encuentre vigente, y que los Consumidores Regulados que se autoabastecerán del SGDA no tengan valores de pago pendientes por el SPEE y el SAPG.
- c) La Distribuidora, en un Término de hasta treinta (30) días contados a partir de la entrega de todos los documentos descritos en el literal a), verificará que los mismos estén completos. En caso de que los documentos entregados no estén completos, la Distribuidora informará al solicitante sobre las aclaraciones, alcances o ajustes que se requieran realizar a tales documentos. En caso de que la Distribuidora no emita observaciones, ésta continuará con las siguientes etapas para la emisión del Certificado de Habilitación.
- d) Las aclaraciones, alcances o ajustes requeridos por la Distribuidora, referidos en el literal c), serán atendidos por el solicitante dentro de un Término de hasta quince (15) días contados a partir de su notificación. De no existir respuesta dentro del señalado Término, la Distribuidora dará por terminado el trámite y le comunicará oficialmente al solicitante.
- e) Una vez entregados los documentos a satisfacción de la Distribuidora, ésta, dentro de un Término adicional de hasta quince (15) días, elaborará el informe de aprobación y emitirá el Certificado de Habilitación respectivo, de acuerdo con el formato establecido en el ANEXO B, a nombre del Consumidor Regulado o el Representante Legal, según corresponda, a partir de lo cual éste podrá iniciar la construcción del SGDA conforme al cronograma entregado.
- f) El plazo de vigencia del Certificado de Habilitación será igual al tiempo de vida útil del SGDA, dependiendo de la tecnología de generación, de acuerdo con lo establecido en la Tabla 3. La vigencia del Certificado de Habilitación se contará a partir del inicio de operación del SGDA.

- b) Porcentaje de asignación de la energía eléctrica producida por el SGDA para cada Consumidor Regulado. El porcentaje de asignación debe ser definido por el Representante Legal. Los porcentajes deberán sumar 100% y podrán ser actualizados cada seis meses.

15.4. Trámite para un SGDA de Categoría 1

Para un SGDA de Categoría 1, la Distribuidora, a partir de la recepción del formulario, procederá conforme a lo siguiente:

- a) La Distribuidora dispondrá de un Término de hasta cinco (5) días para aceptar a trámite la solicitud. En caso de que esta requiera información adicional, la Distribuidora notificará al solicitante por escrito, el cual tendrá un Término de hasta cinco (5) días para completar la información; en caso de no hacerlo, se dará por terminado el trámite.
- b) Una vez aceptada a trámite la solicitud, el solicitante dispondrá de un Término de hasta cinco (5) días para entregar la información necesaria para que la Distribuidora realice los análisis técnicos detallados en la Tabla 2. Si el solicitante no entrega la información en el plazo establecido, se dará por terminado el trámite.
- c) La Distribuidora realizará los análisis técnicos detallados en la Tabla 2 en un Término de hasta veinte (20) días contados a partir de la entrega de la información, para verificar que la futura conexión y operación del SGDA no afecten a la calidad del servicio eléctrico y a la correcta operación de la red de distribución. Además, la Distribuidora verificará que el SGDA genere un impacto positivo en cuanto a: disminución de pérdidas de electricidad, mejoramiento de perfiles voltajes, disminución de la cargabilidad de equipos y componentes, entre otros beneficios, en la red de distribución. La Distribuidora revisará también el cumplimiento de las demás disposiciones del numeral 6 de la presente Regulación. La Distribuidora, bajo su responsabilidad, podrá realizar estudios adicionales en caso de ser necesario.
- d) Dentro del Término de 20 días mencionado en el literal c), la Distribuidora otorgará, de ser el caso, la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento al Consumidor Regulado o al Representante Legal, según corresponda.
- e) En la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento, la Distribuidora establecerá el esquema de conexión y las condiciones de operación que deberá cumplir el SGDA, en régimen de operación normal y de falla de la red de distribución.

Estudio	Categoría 1	Categoría 2
Identificación de las instalaciones y equipos cercanos al Punto de Conexión para Autoabastecimiento.	✓	✓
Análisis de flujos de potencia.		
• Verificación de límites operativos en condiciones normales y considerando contingencias.	No aplica	✓
• Evaluación de pérdidas.		
Análisis de fallas.		
• Niveles de cortocircuito monofásico y trifásico en el Punto de Conexión para Autoabastecimiento y en la red de distribución.	No aplica	✓
• Revisión de los ajustes de protecciones en el Punto de Conexión para Autoabastecimiento y en la red de distribución.		

Tecnología	Vida útil (años)
Fotovoltaica	25
Eólica	25
Biomasa	20
Biogás	20
Hidráulica	30

Tabla 3. Vida útil de tecnologías de generación de energía eléctrica

17. REVOCATORIA DEL CERTIFICADO DE HABILITACIÓN

La Distribuidora revocará de forma definitiva el Certificado de Habilitación otorgado, y en consecuencia procederá con la desconexión del SGDA por una o varias de las causales que se listan a continuación:

- a) Por decisión propia de los Consumidores Regulados o el Representante Legal;
- b) Por terminación del plazo de vigencia del Certificado de Habilitación;
- c) Por incrementar la Potencia Nominal del SGDA sin autorización de la Distribuidora;
- d) Por incumplir por tres veces, consecutivas o no, los requerimientos de operación, en caso se presente alguna restricción temporal en el segmento de la red de distribución en la cual tiene incidencia el SGDA, o los parámetros de calidad de producto definidos en la regulación respectiva, de acuerdo con el numeral 22 de esta Regulación;
- e) Por no iniciar la operación del SGDA dentro del plazo establecido en el cronograma o ampliación del plazo otorgada por la Distribuidora.

La Distribuidora notificará formalmente a los Consumidores Regulados o al Representante Legal sobre la revocatoria del Certificado de Habilitación y las causales que la motivaron. Luego de lo cual, se suscribirá entre las partes el Contrato de Suministro para las nuevas condiciones, y se procederá a la desconexión del SGDA.

En caso de no estar de acuerdo con la decisión de la Distribuidora, los Consumidores Regulados o el Representante Legal dispondrán de un Término de cinco (5) días contados a partir de la notificación de la Distribuidora para plantear una objeción a la ARCERNNR.

La ARCERNNR emitirá su pronunciamiento, de carácter vinculante, dentro de un Término treinta (30) días contado a partir de la entrega de la documentación respectiva. Dentro de este Término, la ARCERNNR podrá solicitar información adicional a la Distribuidora, a los Consumidores Regulados o al Representante Legal, según corresponda, a fin de realizar los análisis respectivos.

Si los Consumidores Regulados o el Representante Legal incurrieron en las causales señaladas en los literales c) y d) de este apartado, y deseen continuar con la instalación u operación del SGDA, según corresponda, podrán iniciar un nuevo trámite ante la

Anexo 13. Tasa de interés

Tasas de Interés			
Enero 2022			
1. TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS VIGENTES PARA EL SECTOR FINANCIERO PRIVADO, PÚBLICO Y, POPULAR Y SOLIDARIO			
Tasas Referenciales		Tasas Máximas*	
Tasa Activa Efectiva Referencial para el segmento:	% anual	Tasa Activa Efectiva Máxima para el segmento:	% anual
Productivo Corporativo	7.39	Productivo Corporativo	8.86
Productivo Empresarial	9.30	Productivo Empresarial	9.89
Productivo PYMES	10.23	Productivo PYMES	11.26
Consumo	16.16	Consumo	16.77
Educativo	8.64	Educativo	9.50
Educativo Social	5.49	Educativo Social	7.50
Vivienda de Interés Público	4.97	Vivienda de Interés Público	4.99
Vivienda de Interés Social	4.98	Vivienda de Interés Social	4.99
Inmobiliario	9.79	Inmobiliario	10.40
Microcrédito Minorista	19.92	Microcrédito Minorista	28.23
Microcrédito de Acumulación Simple	20.51	Microcrédito de Acumulación Simple	24.89
Microcrédito de Acumulación Ampliada	20.17	Microcrédito de Acumulación Ampliada	22.05
Inversión Pública	8.28	Inversión Pública	9.33
De acuerdo a la Resolución 603-2020-F, de la Junta de Política y Regulación Monetaria y Financiera. De acuerdo a la Resolución JPRF-F-2021-004, de la Junta de Política y Regulación Financiera			
2. TASAS DE INTERÉS PASIVAS EFECTIVAS PROMEDIO POR INSTRUMENTO			
Tasas Referenciales	% anual	Tasas Referenciales	% anual
Depósitos a plazo	5.57	Depósitos de Ahorro	0.98
Depósitos monetarios	0.59	Depósitos de Tarjetahabientes	1.31
Operaciones de Reporto	1.50		
3. TASAS DE INTERÉS PASIVAS EFECTIVAS REFERENCIALES POR PLAZO			
Tasas Referenciales	% anual	Tasas Referenciales	% anual
Plazo 30-60	4.04	Plazo 121-180	5.11
Plazo 61-90	4.36	Plazo 181-360	5.84
Plazo 91-120	5.05	Plazo 361 y más	7.74
4. TASAS DE INTERÉS PASIVAS EFECTIVAS MÁXIMAS PARA LAS INVERSIONES DEL SECTOR PÚBLICO			
(según regulación No. 133-2015-M)			
5. TASA BÁSICA DEL BANCO CENTRAL DEL ECUADOR			
6. OTRAS TASAS REFERENCIALES			
Tasa Pasiva Referencial	5.57	Tasa Legal	7.39
Tasa Activa Referencial	7.39	Tasa Máxima Convencional	8.86

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: UCSG - FACULTAD DE ESPACIALIDADES EMPRESARIALES

Variante: Nueva variante de simulación

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 371 kWp

UCSG - Ecuador

| Autor(a)



PVsyst V7.2.6

VC0, Fecha de simulación:
07/07/26 14:28
con v7.2.6

Proyecto: UCSG - FACULTAD DE ESPACIALIDADES EMPRESARIALES

Variante: Nueva variante de simulación

Resumen del proyecto

Sitio geográfico

UCSG
Ecuador

Situación

Latitud -2.18 °S
Longitud -79.90 °W
Altitud 27 m
Zona horaria UTC-5

Configuración del proyecto

Albedo 0.20

Datos meteo

UCSG
Meteonorm 8.0 (2010-2014), Sat=100% - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Plano fijo
Inclinación/Azmut 12 / 0 °

Sin escena 3D definida, sin sombras

Sombreados cercanos

Sin sombreados

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Información del sistema

Conjunto FV

Núm. de módulos 675 unidades
Pnom total 371 kWp

Inversores

Núm. de unidades 1 Unidad
Pnom total 500 kWca
Proporción Pnom 0.743

Resumen de resultados

Energía producida 467.7 MWh/año Producción específica 1260 kWh/kWp/año Proporción rend. PR 83.65 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	4
Diagrama de pérdida	5
Gráficos especiales	6



PVsyst V7.2.6

VC0, Fecha de simulación:
07/07/26 14:28
con v7.2.6

Proyecto: UCSG - FACULTAD DE ESPACIALIDADES EMPRESARIALES

Variante: Nueva variante de simulación

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV		Modelos usados	
Orientación		Transposición	Perez
Plano fijo		Difuso	Perez, Meteonorm
Inclinación/Azmut	12 / 0 °	Circunsolar	separado
Horizonte		Necesidades del usuario	
Horizonte libre		Carga ilimitada (red)	

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Centro Energy	Fabricante	Generic
Modelo	M550 Wp 144 cells Bifacial	Modelo	500 kWac inverter
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	500 kWca
Número de módulos FV	675 unidades	Número de inversores	1 unidad
Nominal (STC)	371 kWp	Potencia total	500 kWca
Módulos	75 Cadenas x 9 En series	Voltaje de funcionamiento	320-700 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	0.74
Pmpp	339 kWp	Potencia total del inversor	
U mpp	339 V	Potencia total	500 kWca
I mpp	1002 A	Núm. de inversores	1 Unidad
Potencia FV total		Proporción Pnom	0.74
Nominal (STC)	371 kWp		
Total	675 módulos		
Área del módulo	1744 m²		
Área celular	1614 m²		

Pérdidas del conjunto

Pérdidas del conjunto								
Factor de pérdida térmica	Pérdidas de cableado CC	Pérdida de calidad módulo						
Temperatura módulo según irradiancia	Res. conjunto global	Frac. de pérdida						
Uc (const)	5.6 mΩ	-0.8 %						
Uv (viento)	Frac. de pérdida							
0.0 W/m²K/m/s	1.5 % en STC							
Pérdidas de desajuste de módulo	Pérdidas de desajuste de cadenas							
Frac. de pérdida	Frac. de pérdida							
2.0 % en MPP	0.1 %							
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Recubrimiento Fresnel AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



Proyecto: UCSG - FACULTAD DE ESPACIALIDADES EMPRESARIALES

PVsyst V7.2.6

VC0, Fecha de simulación:
07/07/26 14:28
con v7.2.6

Variante: Nueva variante de simulación

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

467.7 MWh/año

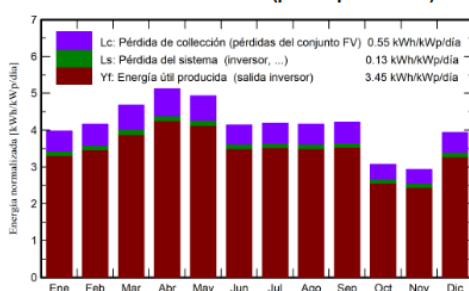
Producción específica

1260 kWh/kWp/año

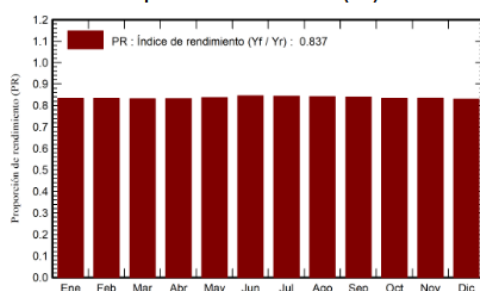
Proporción de rendimiento (PR)

83.65 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	132.2	85.85	26.50	123.3	119.2	39.55	38.17	0.834
Febrero	121.9	73.99	26.35	116.5	113.1	37.32	36.04	0.833
Marzo	146.9	86.96	26.90	144.9	141.2	46.23	44.73	0.832
Abril	149.7	82.48	26.57	153.5	150.1	49.00	47.46	0.833
Mayo	144.1	78.71	26.31	152.8	149.4	49.10	47.51	0.837
Junio	117.3	74.33	24.70	124.2	121.2	40.39	39.01	0.846
Julio	122.9	71.81	24.36	129.9	126.8	42.08	40.67	0.843
Agosto	125.0	76.04	24.01	128.9	125.8	41.72	40.28	0.842
Septiembre	126.5	77.48	24.03	126.4	123.1	40.83	39.38	0.839
Octubre	98.5	70.50	24.39	95.3	92.4	30.83	29.50	0.834
Noviembre	92.6	69.80	24.58	87.9	85.1	28.53	27.24	0.835
Diciembre	132.2	81.63	26.43	122.1	118.2	39.13	37.67	0.831
Año	1509.8	929.57	25.42	1505.8	1465.6	484.71	467.65	0.837

Legendas

GlobHor Irradiación horizontal global
DiffHor Irradiación difusa horizontal
T_Amb Temperatura ambiente
GlobInc Global incidente plano receptor
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
E_Grid Energía inyectada en la red
PR Proporción de rendimiento



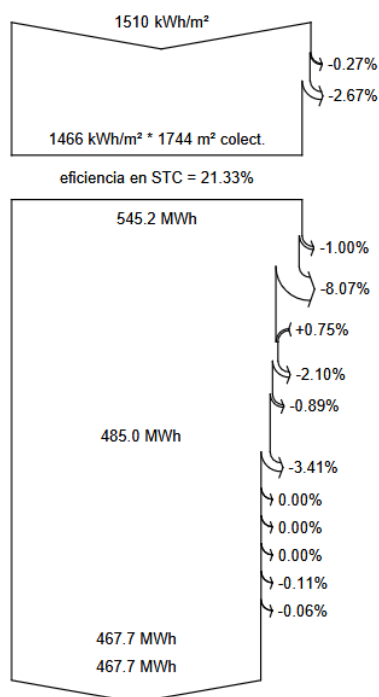
PVsyst V7.2.6

VC0, Fecha de simulación:
07/07/26 14:28
con v7.2.6

Proyecto: UCSG - FACULTAD DE ESPACIALIDADES EMPRESARIALES

Variante: Nueva variante de simulación

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red



PVsyst V7.2.6

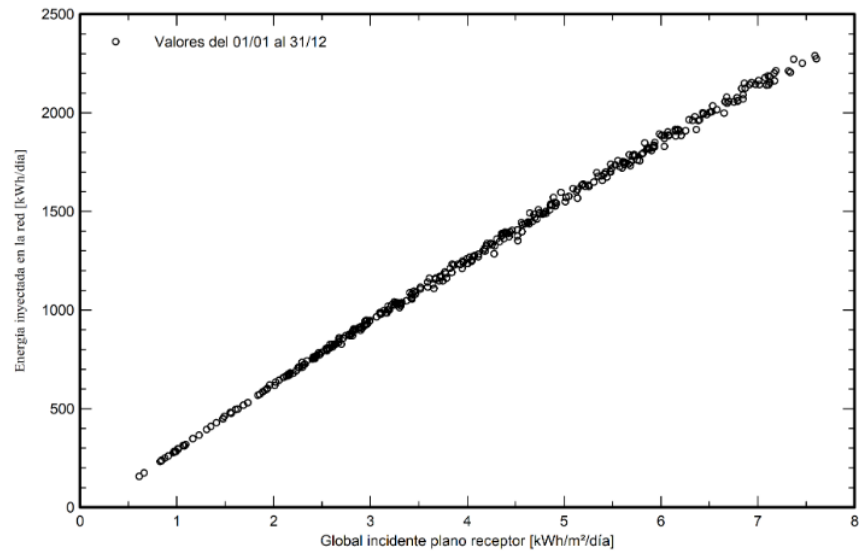
VC0, Fecha de simulación:
07/07/26 14:28
con v7.2.6

Proyecto: UCSG - FACULTAD DE ESPACIALIDADES
EMPRESARIALES

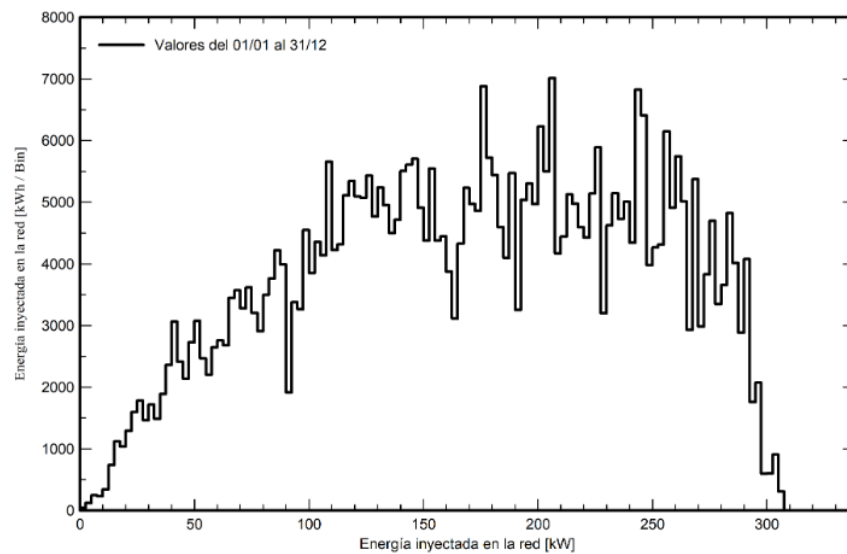
Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





**Presidencia
de la República
del Ecuador**



**Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes**



SENESCYT

Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Devora Nathaly Miranda Mejía** con C.C: # **1207684042** autor del trabajo de titulación: **Estudio de factibilidad de un sistema de respaldo de energía renovable para la Facultad de Especialidades Empresariales 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, 07 de agosto de 2026

f. _____

Devora Nathaly Miranda Mejía
C.C: 1207684042



**Presidencia
de la República
del Ecuador**



**Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes**



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TEMA Y SUBTEMA:	Estudio de factibilidad de un sistema de respaldo de energía renovable para la Facultad de Especialidades Empresariales de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
AUTOR(ES)	Devora Nathaly Miranda Mejía		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Daniel Bohórquez Heras, MSc/Ronnie Bonilla Sánchez, MSc/PHD. Bayardo Bohórquez Escobar		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Sistema de Posgrado		
CARRERA:	Maestría en Electricidad		
TÍTULO OBTENIDO:	Magister en Electricidad mención energías renovables y eficiencia energética.		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	07 de agosto de 2026	No. DE PÁGINAS:	119
ÁREAS TEMÁTICAS:	Ahorro energético, energía limpia, electricidad, generación fotovoltaica.		
PALABRAS CLAVES/KEYWORDS:	Energy savings, clean energy, electricity, photovoltaic generation.		

RESUMEN/ABSTRACT:

El presente trabajo de investigación evalúa la viabilidad técnica, económica y operativa para la implementación de un sistema de generación fotovoltaica interconectado a la red, concebido como un mecanismo de respaldo y autoabastecimiento energético para la Facultad de Especialidades Empresariales de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil (UCSG). La propuesta surge como una respuesta estratégica frente a la crisis energética y los racionamientos eléctricos que afectaron el normal desarrollo de las actividades académicas e institucionales en el periodo 2023–2024.

A partir de un diagnóstico técnico de la infraestructura existente, que incluye un cuarto de fuerza con un transformador de 750 kVA y una demanda máxima registrada de 160.50 kVA, se determinó un consumo diario proyectado de 1328.94 kWh. La edificación cuenta con una terraza transitable de 2400 m² con un índice de sombra nulo (0%) debido a su altura preferencial, y una radiación solar global promedio en la localidad de Guayaquil de 4.78 kWh/m².

Con base en estas variables y mediante simulaciones estocásticas en la plataforma especializada PVsyst v7.2.6, se diseñó un sistema fotovoltaico optimizado compuesto por 660 módulos monocristalinos de 550 Wp, dispuestos sobre una subestructura metálica sobreelevada a 1.00 metro de altura para evitar interferencias mecánicas con los sistemas de climatización. La etapa de inversión se estructuró mediante tres inversores trifásicos Growatt de 120 kW en paralelismo, garantizando una relación CC/CA simétrica de 0.99. El modelamiento energético validó un índice de rendimiento global (Performance Ratio) del 82.3%, lo que equivale a una inyección neta anual de 473.09 MWh a la red interna del edificio.

En el aspecto financiero y regulatorio, bajo el amparo de la resolución ecuatoriana ARCONEL-005/24, la evaluación económica dictaminó una alta rentabilidad institucional con un Valor Actual Neto (VAN) de USD 213,204.16, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 13.48% y un Retorno de la Inversión (ROI) acumulado del 180.7%. El gasto de capital inicial (CAPEX), estimado en USD 264,279.20, se amortiza completamente en un periodo de 9 años y 1 mes, otorgando a la institución cerca de 16 años de flujo eléctrico gratuito y libre de emisiones contaminantes durante el horizonte de vida útil remanente del proyecto.

ADJUNTO PDF:	☒ SI	☐ NO
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593-986978289	E-mail: devora.miranda@cu.ucsg.edu.ec
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE):	Nombre: PHD. 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):	