

Maestría en **Energías Renovables**

Trabajo de investigación previo a la obtención del título de Magíster en Energías Renovables

AUTORES:

LAGLA CHUQUITARCO, JUAN VICENTE
PAUCAR QHISHPE, JOSE MAURICIO
TIPAN LLUMIGUANO, LUIS MAURICIO
TRUJILLO SANUNGA, MARIA CRISTINA

TUTORES:

Docente titulación

ALEXANDER PAUL CORAL CEDEÑO
FANCISCO GONZALES HIERRO
IGNACIO REBOLLO RICO

**ESTUDIO TÉCNICO, ECONÓMICO Y FINANCIERO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS
SOLARES FOTOVOLTAICOS Y TÉRMICOS EN LAS INSTALACIONES DE LA UNIVERSIDAD
INTERNACIONAL DEL ECUADOR (UIDE), SEDE QUITO**

Quito, (junio, 2026)

Certificación de autoría

Nosotros, **LAGLA CHUQUITARCO JUAN VICENTE, PAUCAR QHISHPE JOSE MAURICIO, TIPAN LLUMIGUANO LUIS MAURICIO, TRUJILLO SANUNGA MARIA CRISTINA**, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido presentado anteriormente para ningún grado o calificación profesional y que se ha consultado la bibliografía detallada.

Cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual a la Universidad Internacional del Ecuador (UIDE), para que sea publicado y divulgado en internet, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y demás disposiciones legales.



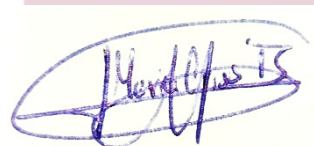
Firma del graduando
LAGLA CHUQUITARCO JUAN VICENTE



Firma del graduando
PAUCAR QHISHPE JOSE MAURICIO



Firma del graduando
TIPAN LLUMIGUANO LUIS MAURICIO



Firma del graduando
TRUJILLO SANUNGA MARIA CRISTINA

Autorización de Derechos de Propiedad Intelectual

Nosotros, **LAGLA CHUQUITARCO JUAN VICENTE, PAUCAR QHISHPE JOSE MAURICIO, TIPAN LLUMIGUANO LUIS MAURICIO, TRUJILLO SANUNGA MARIA CRISTINA**, en calidad de autores del trabajo de investigación titulado ***Estudio técnico, económico y financiero para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos y térmicos en las instalaciones de la Universidad Internacional del Ecuador (UIDE), sede Quito***, autorizamos a la Universidad Internacional del Ecuador (UIDE) para hacer uso de todos los contenidos que nos pertenecen o de parte de los que contiene esta obra, con fines estrictamente académicos o de investigación. Los derechos que como autores nos corresponden, lo establecido en los artículos 5, 6, 8, 19 y demás pertinentes de la Ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento en Ecuador.

D. M. Quito, (mes año)



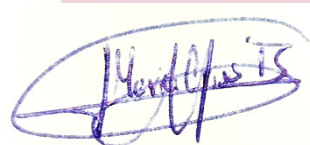
Firma del graduando
LAGLA CHUQUITARCO JUAN VICENTE



Firma del graduando
PAUCAR QHISHPE JOSE MAURICIO



Firma del graduando
TIPAN LLUMIGUANO LUIS MAURICIO



Firma del graduando
TRUJILLO SANUNGA MARIA CRISTINA

Aprobación de dirección y coordinación del programa

Nosotros, **Eduardo Negueruela, Director/a EIG y Vladimir Benavides, Coordinador/a UIDE**, declaramos que los graduandos: **LAGLA CHUQUITARCO JUAN VICENTE, PAUCAR QHISHPE JOSE MAURICIO, TIPAN LLUMIGUANO LUIS MAURICIO, TRUJILLO SANUNGA MARIA CRISTINA**, son los autores exclusivos de la presente investigación y que ésta es original, auténtica y personal de ellos.

NEGUERUELA
SAMANIEGO
Eduardo
(GCA517)

Firmado digitalmente
por NEGUERUELA
SAMANIEGO Eduardo
(GCA517)
Fecha: 2026.06.20
17:42:09 +02'00'

Director/a EIG

VLADIMIR
ALEKSEY
BENAVIDES
JARA

Firmado digitalmente
por VLADIMIR
ALEKSEY BENAVIDES
JARA
Fecha: 2026.06.20
09:44:39 -05'00'

Coordinador/a de la
Maestría en Energías Renovables

DEDICATORIA

Dedico este trabajo, en primer lugar, a mis padres Luis e Ines, por su amor incondicional, sus enseñanzas, sacrificios y apoyo constante a lo largo de mi vida. Gracias a ustedes he podido alcanzar cada una de mis metas. A mis tres hermanas Paola, Estefania, Anahi, por su cariño, compañía y palabras de aliento en los momentos más importantes de mi formación personal y profesional. A mis hijos, Josué y Antonio, quienes son mi mayor inspiración y la fuerza que me impulsa a seguir adelante cada día. Este logro es también para ustedes, con la esperanza de que les motive a perseguir siempre sus sueños. A Sofía, mi compañera de vida, por su apoyo, comprensión, paciencia y confianza durante este proceso. Con profundo amor, gratitud y respeto, dedico este trabajo a todos ustedes.

Mauricio Tipán

Con mucho amor y respeto dedico este trabajo a mis padres, Marcelo y Nancy, por su apoyo incondicional. A mis hermanos Marcela, Cristian y Jorge, por siempre estar conmigo en cada lucha. A mis abuelos Inés y Albino, gracias por el amor y la alegría que le dan a mi vida. A mis niñas de 4 patas, Buffis y Tina, son una inspiración más para mejorar. Finalmente, a mi compañero de vida, Pato, gracias por estar siempre, y seguir luchando juntos por crecer y cumplir nuestros sueños.

Cristina Trujillo

Este trabajo está dedicado a mi madre, mi pilar fundamental, gracias por sus oraciones y amor incondicional; a mis hermanas y hermano, por su apoyo constante en cada paso. A mi hija Doménica, mi mayor inspiración y el motivo por el cual busco superarme cada día. A mi novia, por creer en mí y caminar a mi lado hacia esta meta. A todos ustedes, mi eterna gratitud

Mauricio Paucar

Este esfuerzo académico lo dedico primeramente a mis padres, Rosa Matilde y Segundo Gerardo, por ser el pilar fundamental de mi vida, por su amor incondicional y por enseñarme que con esfuerzo y perseverancia se alcanzan grandes metas en la vida. A mi hermana, Digna Rocío, y a sus dos hijos, por convertirse en mi apoyo moral y emocional para poder seguir adelante en este trayecto de preparación profesional y de trabajo diario. Y, por último, dedico este logro a mi novia, Jenny, por su constante soporte afectivo, ya que con su amor me ha inspirado a continuar firme en este camino de estudios hasta llegar a la meta final.

Juan Lagla

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos profundamente a la Universidad Internacional del Ecuador (UIDE) por habernos brindado la oportunidad de obtener un título profesional en un área tan crucial para el desarrollo sostenible del país.

Nuestra gratitud eterna a los profesores y, en especial, a nuestro director de proyecto, cuya exigencia e invaluable tutoría nos guiaron a lo largo de cada fase de esta investigación, impulsándonos a alcanzar los más altos estándares de preparación profesional.

No podemos dejar de agradecer a nuestros seres queridos, quienes sacrificaron fines de semana y valiosos momentos familiares para otorgarnos las horas que demandó la culminación de este Trabajo de Fin de Máster. Gracias por ser nuestro soporte emocional y constante motivación.

TABLA DE CONTENIDOS

Certificación de autoría.....	II
Autorización de Derechos de Propiedad Intelectual.....	III
Acuerdo de confidencialidad	III
Aprobación de dirección y coordinación del programa.....	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTOS	VI
TABLA DE CONTENIDOS	1
LISTA DE TABLAS	4
LISTA DE FIGURAS (Índice de figuras).....	5
RESUMEN	6
ABSTRACT.....	7
INTRODUCCIÓN	8
1. CAPITULO 1: INTRODUCCION AL ESTUDIO TÉCNICO.....	9
1.1. Definición del Proyecto.....	9
1.2. Datos Generales del Proyecto.	10
1.2.1. Título del Proyecto.	10
1.2.2. Ubicación Geográfica.	10
1.2.3. Area de Influencia del Proyecto.	10
1.3. Contexto Generales del Proyecto.	10
1.4. Objetivos.....	12
1.4.1. Objetivo General.	12
1.4.2. Objetivos Específicos.....	12
1.5. Justificación e Importancia del Trabajo de Investigación.	13
2. CAPITULO 2. ESTUDIO TECNICO UN SGDA (SISTEMA CONECTADO A LA RED).....	15
2.1. Descripción de las Características de la Energía Solar en el Ecuador.	15
2.1.1. Analizar el Consumo de Energía activa anual basándose en las últimas 12 planillas eléctricas del medidor asignado.	17
2.1.2. Descripción de los Materiales Fotovoltaico que ofrece el mercado.	18
2.1.3. Tecnología Destacada de Fabricación.	18
2.1.4. Calcular de la Demanda Energética Total a cubrir, considerando los diferentes horarios de consumo especificados en la planilla.	19

2.1.5. Determinación de Consumo Energético Anual en la diferente franja horaria.	19
2.1.6. Determinación de Demanda Energética Total a cubrir.	20
2.2. Diseño del Sistema Fotovoltaico Para el Auditorio Marcelo Fernández - UIDE.	20
2.2.1. Capacidad Máxima por Instalarse (Análisis de Demanda).	20
2.2.2. Cálculo de Producción de la Planta Fotovoltaica.	21
2.2.3. Elaboración de la Memoria del Proyecto.	22
2.2.4. Cálculo del inversor.	22
2.2.5. Cálculo de Modulo o Panel Solar fotovoltaico.	22
2.2.6. Simulación en PV-SOL.	23
2.2.7. Descripción del Sistema.	24
2.2.8. Cálculo de la Reducción de Emisiones de CO ₂	25
2.2.9. Elaboración del Presupuesto de Ejecución.	26
2.3. Estudio Económico y Dimensionamiento del Sistema Aislado (Off-Grid).	27
2.3.1. Análisis de Inversión.	27
2.3.2. Análisis de Rentabilidad.	28
2.3.3. Dimensionamiento del Sistema Aislado.	30
2.3.4. Cálculos de la Instalación.	33
2.3.5. Elección de Materiales.	40
2.3.6. Ubicación de la Instalación y Breve Descripción.	40
2.3.7. Presupuesto Estimado para el Sistema Off-Grid caseta UIDE.	43
3. CAPITULO 3. ESTUDIO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR TERMICA EN LAS INSTALACIONES DE LA UIDE QUITO.	44
3.1. Contexto del Proyecto.	44
3.2. Cálculo de la Demanda Térmica Diario y Anual Para las Dependencias de la UIDE.	46
3.2.1. Determinación de Consumidores ACS en las dependencias de la UIDE.	47
3.2.2. Determinación de la Demanda ACS Diario y Anual en las dependencias de la UIDE.	48
3.2.3. Cálculo de la Demanda Térmica para el Calentamiento de Agua para dependencias de la UIDE.	50
3.3. Justificación de la Necesidad de Disponer de un Acumulador en la Instalación del Sistema de ACS Para las Dependencias de la UIDE.	54
3.4. Elección Justificada de Emplazamiento y Ubicación de Equipos del Sistema de ACS Para las Dependencias de la UIDE.	55
3.4.1. Ubicación del Emplazamiento del Campo de Captación.	56
3.4.2. Ubicación del Acumulador y Sistema de Intercambio.	57
3.4.3. Sistema de Respaldo Hidráulico y Bombeo.	58

3.5. Esquema de Principio de la Instalación Tipo Estudiada para el Sistema de ACS para las Dependencias de la UIDE.	58
3.5.1. Componentes Principales del Sistema ACS.	60
3.5.2. Descripción del Funcionamiento del Sistema.	61
3.6. Dimensionado de la Instalación del Sistema ACS para las dependencias de la UIDE.	61
3.6.1. Superficie Total Instalada.	62
3.6.2. Producción Energética del Sistema SST.....	64
3.6.3. Instalación Térmica: Sala de Intercambiadores y Dimensionamiento del Acumulador.	65
3.6.4. Grado de Cobertura de la Demanda y Fracción Solar (F).	68
3.7. Presupuesto de ejecución de la instalación global del sistema de ACS de la UIDE.	68
3.7.1. Presupuesto Detallado de Instalación del Sistema ACS para cada dependencia.	69
3.7.2. Cálculo del Presupuesto Global de Ejecución del Proyecto del Sistema ACS.....	70
3.8. Cálculo del Ahorro Anual Obtenido en la UIDE.	70
3.8.1. Determinación de la Masa de GLP Evitada.....	71
3.8.2. Evaluación del Impacto Económico y Escenarios de Sensibilidad.	71
3.9. Cálculo del Tiempo de Retorno Simple de la Inversión.	73
3.10. Realización de un Esquema de Principio Detallado Para Cada Edificio.	74
4. CAPITULO 4: GESTIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA, CON CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD, DE LA INSTALACIÓN DE SOLAR FOTOVOLTAICA Y SOLAR TÉRMICA EN LAS INSTALACIONES DE LA UIDE EN QUITO	75
4.1. Memoria descriptiva sistema solar fotovoltaico.....	76
4.1.1. Contrato EPC.....	76
4.1.2. Contrato NO EPC.....	79
4.1.3 Cuenta de resultados.....	83
4.1.4 Interpretación técnica de los resultados financieros y económicos con una inversión propia de 100% del sistema fotovoltaico.....	87
4.2. Memoria descriptiva sistema solar térmico.....	89
4.2.1 Caso EPC.....	90
4.2.2 Caso NO EPC (Gestión por partes).....	91
4.2.3 Cálculos del TIR y el VAN 70% proyect finance + 30% fondos propios, proyecto solar térmico ..	93
4.2.4 Interpretación técnica de los resultados financieros y económicos con una inversión propia de 100% del proyecto solar termico.....	95
4.2.5. Comparativa de Rentabilidad, Proyecto Solar Térmico según la Modalidad de Financiamiento.	98
CAPITULO 5: RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	99
5.1. CONCLUSIONES.....	99
5.2. RECOMENDACIONES.....	100

BIBLIOGRAFÍA	102
ANEXOS	104
Anexo 1. Esquema de Instalación ACS de la Escuela de gastronomía de la UIDE.	104
Anexo 2. Esquema de Instalación ACS de la Residencia Erasmus de la UIDE.	104
Anexo 3. Esquema de Instalación ACS Nuevas Residencias de la UIDE.	104
Anexo 4. Esquema de Instalación ACS de la Escuela de Deportes de la UIDE.	105

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Consumo mensual de energía del año 2024.	17
Tabla 2.2. Consumo mensual de energía del año 2024.	19
Tabla 2.3. Capacidad Nominal.....	21
Tabla 2.4. Cálculo del inversor.....	22
Tabla 2.5. Número de Paneles.....	23
Tabla 2.6. Descripción del Sistema	24
Tabla 2.7. Cálculo de la Reducción de Emisiones de CO ₂	26
Tabla 2.8. Presupuesto de ejecución para el sistema On-Grid de la UIDE (Total general: USD 160.713,60	26
Tabla 2.9. Inversión total SGDA.	27
Tabla 2.10. Resumen de indicadores financieros y parámetros de rentabilidad del SGDA (UIDE).	29
Tabla 2.11. Descripción de consumos eléctricos.....	33
Tabla 2.12. Características del inversor EPERVER IP1500-21 PLUS.	34
Tabla 2.13. Especificaciones técnicas consolidadas de materiales para el sistema fotovoltaico aislado (Off-Grid).	40
Tabla 2.14. Presupuesto estimado para el sistema off-grid	43
Tabla 3.1. Dependencia, uso, y consumidos datos de inicio para ACS.....	48
Tabla 3.2. Demanda de referencia a 60 °C.....	49
Tabla 3.3. Demanda de ACS para las dependencias de la UIDE.	50
Tabla 3.4. Demanda térmica para dependencias de la UIDE.	52
Tabla 3.5. Demanda térmica anual para dependencias de la UIDE.	53
Tabla 3.6. Superficie total instada en las dependencias de la UIDE.	64
Tabla 4.1. Desglose de costes directos e indirectos EPC	77
Tabla 4.2. Desglose de gastos.	78
Tabla 4.3. Desglose de costes directos NO EPC.	79
Tabla 4.4. Desglose de costes indirectos NO EPC	79
Tabla 4.5. Factores para considerar en hipótesis del proyecto	80
Tabla 4.6. Cálculo del WACC.....	82
Tabla 4.7. Desglose de ingresos y gastos.	84
Tabla 4.8. Cálculo del TIR y VAN	86
Tabla 4.9. Cálculo del LCOE y LROE.	87
Tabla 4.10. Comparativa de Rentabilidad (TIR) para el proyecto Fotovoltaico (FV).....	89
Tabla 4.11. Costes directos e indirectos coso NO EPC.	90

Tabla 4.12. Costes directos e indirectos coso NO EPC.	91
Tabla 4.13. Desglose de gastos.	92
Tabla 4.14. Indicadores de rentabilidad	94
Tabla 4.15. Cálculo del TIR y VAN.	94
Tabla 4.16. Cálculo del LCOE y LROE.	95
Tabla 4.17. Cálculo del TIR y VAN	97
Tabla 4.18. Cálculo del LCOE y LROE	97
Tabla 4.19. Comparativa de Rentabilidad (TIR) para proyecto Solar Térmico (ST).....	98

LISTA DE FIGURAS (Índice de figuras)

Figura 1.1. Ubicación geográfica y área de estudio.	10
Figura 1.2. Mapa de recurso solar (Potencial eléctrico fotovoltaico)	12
Figura 2.1. Datos del consumo mensual de energía del año 2024 (Planilla medidor UIDE).	17
Figura 2.2. Plano del Auditorio Marcelo Fernández UIDE.	20
Figura 2.3. Vista aérea del Salón Auditorio y caminería adjunta (Lugar #4 determinado para estudio SGDA).	21
Figura 2.4. Ecuaciones para el cálculo de la Capacidad nominal instalada y Factor de Planta.	21
Figura 2.5. Características mecánicas del Panel.	22
Figura 2.6. Especificaciones del Panel Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 565-585 Watt.	23
Figura 2.7. Área Total.	23
Figura 2.8. Disposición de módulos FV sobre el techo del Salón Auditorio (Ubicación de 72 paneles).	24
Figura 2.9. Plano eléctrico del SGDA del Auditorio UIDE	24
Figura 2.10. Balance energético.	29
Figura 2.11. Cuenta de energía.	30
Figura 2.12. Ubicación del sistema aislado dentro de la UIDE.	30
Figura 2.13. Ingreso de datos en PVGIS.	31
Figura 2.14. Ingreso de datos en PVGIS.	31
Figura 2.15. Determinación del mes más crítico en PVGIS.	32
Figura 2.16. Determinación de factores para el cálculo de la capacidad del banco.	36
Figura 3.1. Ubicación geográfica UIDE.	45
Figura 3.2. Plano general UIDE.	46
Figura 3.3. Equipo Interacumulador (acumulador + intercambiador).	55
Figura 3.4. Ubicación de la Escuela de Gastronomía y Residencias Erasmus.	56
Figura 3.5. Ubicación de las Nuevas Residencias y Escuela de Gastronomía.	56
Figura 3.6. Esquema del principio de funcionamiento SST directo y forzado.	59
Figura 3.7. Vista superior escuela de Gastronomía UIDE	62
Figura 3.8. Datos Captador Solar y Acumulador	63
Figura 3.9. Tanque acumulador vertical.	67
Figura 4.1. Garantía de rendimiento lineal.	81

RESUMEN

El presente proyecto desarrolla un estudio técnico, económico y financiero para la implementación de sistemas de energía solar fotovoltaica y solar térmica en las instalaciones de la Universidad Internacional del Ecuador, con el objetivo de optimizar el consumo energético, reducir costos operativos y disminuir el impacto ambiental.

La investigación incluye el diseño de un Sistema de Generación Distribuida con Autogeneración (SGDA) conectado a la red eléctrica (On-Grid) para el abastecimiento parcial del Auditorio Marcelo Fernández, así como un sistema fotovoltaico aislado (Off-Grid) destinado a una caseta administrativa del campus. Además, se desarrolla un sistema solar térmico para la producción de agua caliente sanitaria (ACS), considerando el análisis de demanda y el dimensionamiento de los principales componentes.

Finalmente, se realiza un análisis económico-financiero bajo escenarios EPC y NO EPC mediante indicadores como VAN, TIR, LCOE y período de recuperación. Los resultados demuestran que la implementación de tecnologías solares en la UIDE constituye una alternativa técnica y económicamente viable, con beneficios energéticos, ambientales y académicos a largo plazo.

Palabras clave: energía solar fotovoltaica, energía solar térmica, SGDA, ACS, eficiencia energética, rentabilidad, energías renovables, UIDE.

ABSTRACT

This project develops a technical, economic, and financial study for the implementation of photovoltaic and solar thermal energy systems at the facilities of the Universidad Internacional del Ecuador, with the aim of optimizing energy consumption, reducing operating costs, and decreasing environmental impact.

The research includes the design of a Distributed Generation System with Self-Generation (SGDA) connected to the electrical grid (On-Grid) for the partial supply of the Marcelo Fernández Auditorium, as well as an isolated photovoltaic system (Off-Grid) intended for an administrative booth within the university campus. In addition, a solar thermal system for domestic hot water (DHW) production is developed, considering demand analysis and the sizing of the main components.

Finally, an economic and financial analysis is carried out under EPC and non-EPC scenarios using indicators such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Levelized Cost of Energy (LCOE), and payback period. The results show that the implementation of solar technologies at UIDE represents a technically and economically feasible alternative, providing long-term energy, environmental, and academic benefits.

Keywords: photovoltaic solar energy, solar thermal energy, SGDA, ACS, energy efficiency, profitability, renewable energy, UIDE.

INTRODUCCIÓN

El aumento de la demanda energética y la necesidad de reducir el impacto ambiental han impulsado el uso de energías renovables, destacándose la energía solar por su disponibilidad y sostenibilidad. En el Ecuador, especialmente en la ciudad de Quito, existen condiciones favorables para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos y térmicos.

La Universidad Internacional del Ecuador presenta una importante demanda energética asociada a sus actividades académicas y administrativas, generando altos costos operativos y dependencia de la red eléctrica convencional. Por ello, el presente estudio desarrolla un análisis técnico, económico y financiero para la implementación de sistemas solares dentro del campus universitario.

El proyecto contempla el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red para el Auditorio Marcelo Fernández, un sistema fotovoltaico aislado para una caseta administrativa y un sistema solar térmico para la producción de agua caliente sanitaria.

Además, se realizaron análisis de consumo energético, dimensionamiento de equipos y evaluaciones de rentabilidad financiera. Los resultados demuestran que la implementación de tecnologías solares constituye una alternativa viable para reducir costos energéticos, disminuir el impacto ambiental y fortalecer la sostenibilidad institucional.

1. CAPITULO 1: INTRODUCCION AL ESTUDIO TÉCNICO.

1.1. Definición del Proyecto.

El presente proyecto se enfoca en el análisis y diseño de sistemas de energía solar aplicados a las instalaciones de la Universidad Internacional del Ecuador, con la finalidad de evaluar alternativas sostenibles para el abastecimiento energético institucional. La investigación contempla el aprovechamiento de la energía solar mediante tecnologías fotovoltaicas y térmicas, orientadas a reducir el consumo de energía convencional y mejorar la eficiencia energética dentro del campus universitario.

El estudio comprende el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica para el Auditorio Marcelo Fernández, así como el diseño de un sistema fotovoltaico aislado y un sistema solar térmico para agua caliente sanitaria. Para ello, se consideran variables técnicas, energéticas, económicas y ambientales que permitan determinar el comportamiento y desempeño de los sistemas propuestos bajo las condiciones reales de operación de la universidad.

Finalmente, el proyecto busca establecer la viabilidad de implementación de tecnologías renovables dentro de la institución, aportando criterios técnicos y financieros que faciliten futuras decisiones de inversión energética. Además, pretende contribuir al fortalecimiento de políticas de sostenibilidad y al desarrollo de iniciativas académicas relacionadas con el uso de energías limpias y la transición energética.

1.2. Datos Generales del Proyecto.

1.2.1. Título del Proyecto.

Estudio técnico, económico y financiero para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos y térmicos en las instalaciones de la Universidad Internacional del Ecuador (UIDE), sede Quito.

1.2.2. Ubicación Geográfica.

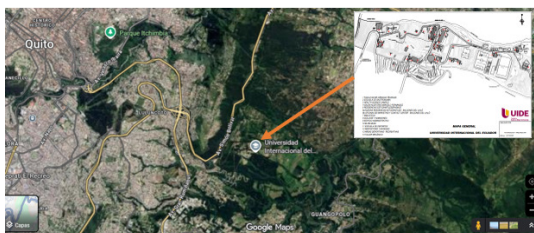
La UIDE Quito, está ubicado al suroriente del Distrito Metropolitano de Quito, entre los valles de Cumbayá y los Chillos.

1.2.3. Area de Influencia del Proyecto.

Cuenta con 38 hectáreas de terreno con áreas verdes, incluyendo un jardín botánico, campo de golf y establos, alberga más de 12,000 m². de construcción entre aulas, laboratorios, bibliotecas, canchas deportivas y residencias.

Figura 1.1.

Ubicación geográfica y área de estudio.



Nota: Deseño propio, con fotografía extraída de Google maps, planos proporcionados por la UIDE.

1.3. Contexto Generales del Proyecto.

La transición energética mundial ha impulsado la incorporación de tecnologías renovables como alternativa para reducir la dependencia de combustibles fósiles y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. Dentro de estas tecnologías, la energía solar fotovoltaica y solar

térmica han adquirido gran relevancia debido a su sostenibilidad, eficiencia y facilidad de integración en diferentes sectores productivos y de servicios.

En Ecuador, el cambio de la matriz energética constituye una política estratégica orientada al fortalecimiento de las energías limpias y al aprovechamiento de recursos renovables disponibles en el territorio nacional. La ubicación geográfica del país sobre la línea ecuatorial favorece la captación de radiación solar durante todo el año, especialmente en ciudades de la región Sierra como Quito, donde existen condiciones óptimas para el desarrollo de proyectos solares.

En el sector educativo, las instituciones de educación superior presentan importantes demandas energéticas derivadas de actividades académicas, administrativas, residenciales y de investigación. En este sentido, la Universidad Internacional del Ecuador constituye un escenario adecuado para la implementación de tecnologías renovables que permitan reducir costos operativos, optimizar recursos energéticos y fortalecer políticas institucionales de sostenibilidad ambiental.

El presente proyecto se desarrolla como una propuesta integral orientada al aprovechamiento de energía solar dentro del campus universitario, mediante la implementación de sistemas fotovoltaicos y térmicos capaces de cubrir parcialmente las necesidades energéticas y térmicas de diferentes áreas de la institución.

MAPA DE RECURSO SOLAR

POTENCIAL ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO

ECUADOR

© 2019 Design Group Barcelona
Fuente: Global Solar Atlas 2019
Datos de medición: Solar GHImap

Promedios de largo plazo del potencial eléctrico fotovoltaico, periodo 1999-2019							
Totales diarios:	2.4	2.8	3.2	3.6	4.0	4.4	4.8
Totales anuales:	876	1022	1168	1314	1461	1607	1753

kWh/kWp

QUITO – ECUADOR | 2026

- Dimensionar un sistema fotovoltaico aislado (Off-Grid) destinado al abastecimiento energético de una caseta administrativa dentro del campus universitario.
- Diseñar un sistema solar térmico para la producción de agua caliente sanitaria (ACS) en las dependencias de la UIDE, considerando la demanda térmica y las condiciones de operación requeridas.
- Evaluar la rentabilidad económica y financiera de los sistemas propuestos mediante indicadores como VAN, TIR, LCOE y período de recuperación de la inversión.
- Analizar los beneficios ambientales asociados a la implementación de tecnologías solares renovables mediante la reducción estimada de emisiones de CO₂.

1.5. Justificación e Importancia del Trabajo de Investigación.

La creciente demanda energética y el aumento de los costos de electricidad representan un desafío para las instituciones de educación superior, haciendo necesaria la implementación de alternativas sostenibles que permitan optimizar el consumo energético y reducir el impacto ambiental.

La energía solar fotovoltaica y solar térmica constituyen opciones viables para el aprovechamiento de recursos renovables en el Ecuador, especialmente en la ciudad de Quito, donde existen condiciones favorables de radiación solar durante todo el año. Su implementación permite disminuir la dependencia de la red eléctrica convencional y reducir costos operativos.

Desde el punto de vista técnico, el proyecto aplica metodologías de diseño, dimensionamiento y simulación de sistemas solares, generando información útil para futuras implementaciones dentro de la Universidad Internacional del Ecuador.

En el ámbito económico, el estudio evalúa la viabilidad financiera mediante indicadores de rentabilidad y períodos de recuperación de la inversión, facilitando la toma de decisiones institucionales. Además, el proyecto aporta beneficios ambientales y sociales al promover el uso de energías limpias y fortalecer la sostenibilidad universitaria.

2. CAPITULO 2. ESTUDIO TECNICO UN SGDA (SISTEMA CONECTADO A LA RED).

2.1. Descripción de las Características de la Energía Solar en el Ecuador.

Ecuador presenta condiciones naturales favorables para el aprovechamiento de la energía solar debido a su ubicación geográfica sobre la línea ecuatorial, lo que le permite recibir radiación solar relativamente constante durante todo el año, con variaciones estacionales poco pronunciadas en comparación con países de latitudes medias o altas. Esta característica es fundamental para la generación fotovoltaica, ya que reduce la incertidumbre en la producción energética y facilita la planificación de sistemas solares tanto conectados a la red como aislados. La estabilidad del recurso solar se explica por la posición intertropical del país, donde el ángulo de incidencia de los rayos solares se mantiene cercano a la perpendicular durante gran parte del año, lo que incrementa la disponibilidad de energía solar utilizable. (Muñoz Macías, G. E., Arteaga Cedeño, H. F., Mero Briones, H. N., 2025)

Además del potencial energético, la energía solar representa una alternativa estratégica para reducir la dependencia de combustibles fósiles y diversificar la matriz energética ecuatoriana, históricamente dominada por la generación hidroeléctrica. En el contexto sudamericano, el impulso de energías renovables no convencionales, como la solar fotovoltaica, se considera clave para mejorar la seguridad energética y enfrentar los efectos del cambio climático. Sin embargo, diversos estudios señalan que el desarrollo de la energía solar en Ecuador ha sido más lento que en otros países de la región debido a limitaciones regulatorias, falta de incentivos adecuados y dependencia histórica de la generación hidroeléctrica. (Ponce Jara, M. A., Castro, M., Velásquez Figueroa, G., Moreano Alvarado, M. E., Peláez Samaniego, M. R., 2021)

La energía solar también posee un alto valor social en el contexto ecuatoriano, especialmente para la electrificación rural. Muchas comunidades se encuentran en zonas aisladas

de la Amazonía, la Sierra o las islas, donde la extensión de redes eléctricas convencionales resulta costosa o técnicamente compleja. En estos casos, los sistemas fotovoltaicos autónomos permiten cubrir necesidades básicas de iluminación, comunicaciones, educación y refrigeración, mejorando la calidad de vida de la población. Estudios técnicos resaltan que la energía solar se ha consolidado como una alternativa sostenible para resolver problemas de acceso a la electricidad, particularmente en países en desarrollo donde la infraestructura eléctrica presenta limitaciones. (Reyes Coveña, J. B., Gualan Ramírez, K. J., García Bazurto, A. J., Quiroz Mero, A. V., Lituma Ramírez, E. D., 2024)

En términos ambientales, la energía solar es considerada una de las fuentes renovables más prometedoras para reducir el impacto de los combustibles fósiles. La generación fotovoltaica no produce emisiones directas de dióxido de carbono durante su operación, lo que la convierte en una alternativa limpia frente a las fuentes térmicas convencionales. En el caso ecuatoriano, su implementación contribuye a disminuir la huella de carbono del sector energético, mejorar la calidad ambiental y cumplir compromisos internacionales relacionados con la mitigación del cambio climático. (Muñoz Macías, G. E., Arteaga Cedeño, H. F., Mero Briones, H. N., 2025)

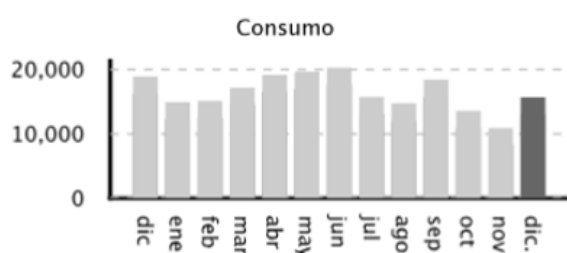
En conjunto, estas características posicionan a la energía solar como un recurso estratégico para el desarrollo sostenible del Ecuador. Su disponibilidad constante, el alto potencial de generación, la aplicabilidad en zonas rurales, la reducción de costos tecnológicos y los beneficios ambientales y sociales hacen que esta fuente de energía tenga un papel cada vez más relevante dentro de la matriz energética nacional y en las políticas de transición hacia sistemas energéticos más limpios y resilientes. (Ponce Jara, M. A., Castro, M., Velásquez Figueroa, G., Moreano Alvarado, M. E., Peláez Samaniego, M. R., 2021)

2.1.1. Analizar el Consumo de Energía activa anual basándose en las últimas 12 planillas eléctricas del medidor asignado.

De acuerdo con la planilla entregada sobre la información del servicio eléctrico y alumbrado público del mes de diciembre del 2024 tenemos lo siguiente:

Figura 2.1.

Datos del consumo mensual de energía del año 2024 (Planilla medidor UIDE).



Nota: Elaboración propia de acuerdo con planilla proporcionada para el proyecto.

Tabla 2.1.

Consumo mensual de energía del año 2024.

Mes	Consumo kWh
Enero	14500,00
Febrero	15000,00
Marzo	17000,00
Abril	19000,00
Mayo	19500,00
Junio	20000,00
Julio	15000,00
Agosto	14000,00
Septiembre	18000,00
Octubre	12500,00
Noviembre	11000,00
Diciembre	15686,60
CONSUMO TOTAL ANUAL kWh	191186,60

Nota: Elaboración propia de acuerdo con planilla proporcionada para el proyecto.

Analizando los datos tenemos que: El consumo total de energía eléctrica durante el año 2024 registra un total de 191186.6 KWh.

El consumo promedio es de aproximadamente 15932.2 KWh.

El mayor pico de consumo se registró en el mes junio con 20000 KWh, consideremos también que el mes de abril y mayo son de alto consumo.

Tenemos los valles de consumo el mes de noviembre con 11000 KWh, incluimos también el mes de octubre que tiene uno de los más bajos consumos.

2.1.2. Descripción de los Materiales Fotovoltaico que ofrece el mercado.

La regulación Nro. ARCONEL-005-2024 establece los parámetros para la habilitación, instalación, conexión, operación, y mantenimiento de Sistemas de Generación Distribuida para el autoabastecimiento (SGDA) de Consumidores Regulados. Se trabajará bajo la modalidad “ON-GRID” en la cual los paneles solares trabajan en sincronía con la red pública.

(<https://airis.ec/faq/como-funciona-la-normativa-legal-para-el-uso-de-paneles-solares-en-ecuador>)

Esta regulación acompañada con la crisis energética del 2024 ha hecho que incremente la implantación de centrales fotovoltaicas y la vez haciendo que el mercado ecuatoriano se diversifique con proveedores.

2.1.3. Tecnología Destacada de Fabricación.

Actualmente, estas marcas han migrado casi en su totalidad a la tecnología Monocristalina (N-Type) TOPCon, con procesos fabricación tecnificados están certificados bajo normas internacionales como:

- **ISO 9001** (Calidad).
- **ISO 14001** (Medio Ambiente).
- **IEC 61215** (Pruebas de resistencia) que garantizan que el panel soportará el clima de Ecuador por más de 25 años.

2.1.4. Calcular de la Demanda Energética Total a cubrir, considerando los diferentes horarios de consumo especificados en la planilla.

Se pretende implementar un sistema fotovoltaico sin baterías y conectado a la red cubra la demanda anual de las tres franjas horarias principalmente:

- Horario A: (08h00-18h00)
- Horario B: (18h00-22h00)
- Horario C: (22h00-08h00)

2.1.5. Determinación de Consumo Energético Anual en la diferente franja horaria.

Para proceder a calcular la demanda energética, se procede a obtener el consumo de energía activa de mes a mes del año 2024, se determina el consumo en base a la extrapolación de los datos y curvas de la planilla del mes de diciembre.

Tabla 2.2.

Consumo mensual de energía del año 2024.

Mes	Consumo kWh	Franja Hr A en kWh	Franja Hr B, en kWh	Franja Hr C, en kWh
Enero	14500,00	7552,01	2329,01	4618,99
Febrero	15000,00	7812,42	2409,32	4778,26
Marzo	17000,00	8854,08	2730,56	5415,36
Abril	19000,00	9895,73	3051,80	6052,47
Mayo	19500,00	10156,15	3132,11	6211,74
Junio	20000,00	10416,56	3212,42	6371,02
Julio	15000,00	7812,42	2409,32	4778,26
Agosto	14000,00	7291,59	2248,70	4459,71
Septiembre	18000,00	9374,90	2891,18	5733,92
Octubre	12500,00	6510,35	2007,76	3981,89
Noviembre	11000,00	5729,11	1766,83	3504,06
Diciembre	15686,60	8170,02	2519,60	4996,98
CONSUMO TOTAL ANUAL kWh	191186,60	99575,33	30708,61	60902,66

Nota: Presentación del consumo de energía activa en las tres franjas horarias. Elaboración propia, con datos de la planilla proporcionada para el proyecto.

2.1.6. Determinación de Demanda Energética Total a cubrir.

Para los cálculos vamos a considerar la sumatoria total de las tres franjas horarias durante todo el año que es de 191186.86 kW/año, como refleja en la Tabla 2.5.

La demanda de energía activa anual que se requiere cubrir para este caso de estudio, se deberá instalar un sistema fotovoltaico sin almacenamiento que entregue esta producción anualmente, que lo vamos a aplicar en este SGDA.

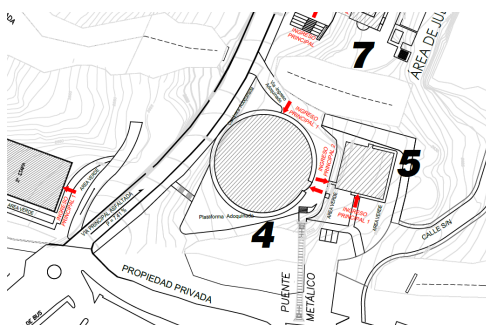
2.2. Diseño del Sistema Fotovoltaico Para el Auditorio Marcelo Fernández - UIDE.

2.2.1. Capacidad Máxima por Instalarse (Análisis de Demanda).

De acuerdo con la planilla entregada se calculó la demanda energética anual a cubrir es de 191186.60 kWh, en donde se incluye las tres franjas horarias.

En nuestro caso vamos a considerar el techo del Salón Auditorio Marcelo Fernández de la UIDE que tiene un área aproximada de 721.81 m². Esta área es insuficiente para la cantidad de energía que se requiere generar, para completar el área requerida utilizaremos el techo de la caminería adjunta al Salón Auditorio que tiene un área de 341.90 m², dando un área total de 1036.71 m².

Figura 2.2.
Plano del Auditorio Marcelo Fernández UIDE.



Nota. Lugar # 4 determinado para estudio SGDA. Croquis extraído del plano de Planificación y Arquitectura UIDE.

Figura 2.3.

Vista aérea del Salón Auditorio y caminería adjunta (Lugar #4 determinado para estudio SGDA).



Nota. Elaboración propia.

2.2.2. Cálculo de Producción de la Planta Fotovoltaica.

Para los cálculos de la producción de la planta fotovoltaica consideramos la demanda energética anual de 191186.60 kWh, con lo cual calculamos el factor de planta.

Figura 2.4.

Ecuaciones para el cálculo de la Capacidad nominal instalada y Factor de Planta.

$$\text{Capacidad nominal instalada} = \frac{\sum_{i=mes 1}^{mes 12} E_{mensual_i} \text{ (kWh)}}{\text{Factor}_{\text{planta de diseño}} * 8760 \text{ (h)}}$$

$$\text{Factor de Planta} = \frac{\text{Energía real generada (kWh)}}{\text{Potencia Nominal (kW)} \times \text{Número de Horas de Periodo (h)}}$$

Nota. Elaboración propia.

Tabla 2.3.

Capacidad Nominal.

Meses	Consumo E. Franja A, B, C en kWh	Factor de Planta FP 14,5%	Capacidad Nominal Instalado CN en kW
12	191,186.60	0.145	150.52

Nota. Fuente elaboración propia con datos proporcionados para el proyecto.

2.2.3. Elaboración de la Memoria del Proyecto.

Para el proyecto de este SGDA tenemos el cliente UIDE dispone del punto de conexión con el sistema de la empresa distribuidora-medidor, donde podemos instalar los equipos que sincronicen con la red de distribución.

Tomaremos en cuenta que la producción anual de la energía del SGDA deberá ser igual o menor que la demanda anual de energía del usuario.

2.2.4. Cálculo del inversor.

Los cálculos requeridos para el inversor del sistema fotovoltaico tenemos la capacidad nominal de 150.52 kW. a continuación, detallamos en el cuadro siguiente la cantidad de inversores y su capacidad sabiendo que para el dimensionamiento debemos considera un 30% menos.

Tabla 2.4.
Cálculo del inversor.

Capacidad Nominal Instalado CN en kW	Factor de Sobredimensionamiento para el inversor 20 a 30%	Capacidad Nominal del Inversor kW	Inversor 1	Inversor 2	Inversor 3	Total kW Inversor
150.52	1.30	115.78	40	40	36	116

Nota. Fuente elaboración propia con datos proporcionados para el proyecto.

2.2.5. Cálculo de Modulo o Panel Solar fotovoltaico.

Para este cálculo utilizaremos la marca Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 565-585 Watt que tienen las siguientes características.

Figura 2.5.
Características mecánicas del Panel.

Mechanical Characteristics	
Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×35mm (89.69×44.65×1.38 inch)
Weight	28 kg (61.73 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

Nota. Fuente. Catálogo Paneles Tiger.

Figura 2.6.

Especificaciones del Panel Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 565-585 Watt.

SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM565N-72HL4 JKM565N-72HL4-V		JKM570N-72HL4 JKM570N-72HL4-V		JKM575N-72HL4 JKM575N-72HL4-V		JKM580N-72HL4 JKM580N-72HL4-V		JKM585N-72HL4 JKM585N-72HL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp	580Wp	436Wp	585Wp	440Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.92V	39.38V	42.07V	39.51V	42.22V	39.60V	42.37V	39.69V	42.52V	39.81V
Maximum Power Current (Imp)	13.48A	10.79A	13.55A	10.85A	13.62A	10.92A	13.69A	10.99A	13.76A	11.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.60V	48.06V	50.74V	48.20V	50.88V	48.33V	51.02V	48.46V	51.16V	48.60V
Short-circuit Current (Isc)	14.23A	11.49A	14.31A	11.55A	14.39A	11.62A	14.47A	11.68A	14.55A	11.75A

Nota. Fuente. Catalogo paneles de la marca Jinko Solar.

Con los datos obtenidos de las especificaciones realizamos el cálculo donde se requiere de 257 paneles y 659.9 m²:

Tabla 2.5.

Número de Paneles

Capacidad Nominal Instalado CN en kW	Potencia Max Panel en kWp	Número de Paneles	Área requerida módulo 2278*1134 + 30mm en (m ²)
150.52	0.585	257	659.98

Nota. Fuente elaboración propia con datos proporcionados para el proyecto.

2.2.6. Simulación en PV-SOL.

Figura 2.7.

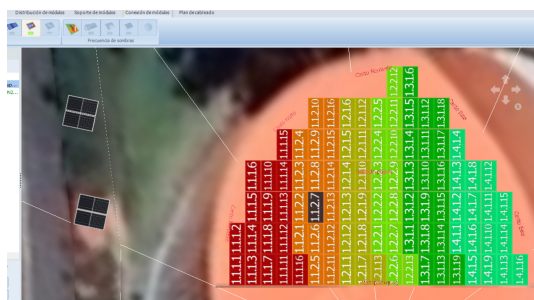
Área Total.



Nota. Fuente. PV-SOL Premium 2026.

Figura 2.8.

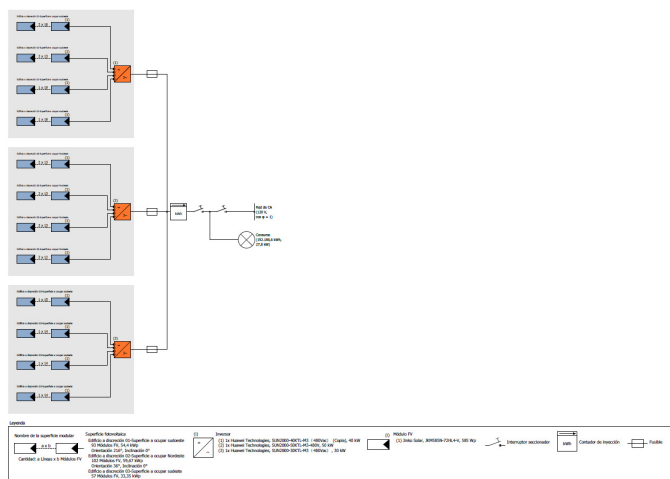
Disposición de módulos FV sobre el techo del Salón Auditorio (Ubicación de 72 paneles)



Nota. Fuente. PV-SOL Premium 2026.

Figura 2.9.

Plano eléctrico del SGDA del Auditorio UIDE



Nota. Fuente. PV-SOL Premium 2026.

2.2.7. Descripción del Sistema.

Tabla 2.6.

Descripción del Sistema

Subsistema / Elemento	Descripción resumida
Tipo de sistema	Sistema fotovoltaico conectado a red (On-Grid) sin almacenamiento en baterías.
Función principal	Inyectar energía al tablero general y reducir el consumo de la red pública.
Beneficios del sistema	Optimización del autoconsumo y reducción de pérdidas energéticas.
Normativa aplicable	Cumple con regulación ARCONEL para generación distribuida.
Generador fotovoltaico	Compuesto por módulos solares instalados sobre la cubierta del auditorio.
Inversores	Conversión de energía DC/AC mediante inversores ubicados cerca del tablero general.
Estructura de soporte	Estructuras de aluminio anodizado resistentes a la corrosión.
Orientación de paneles	Orientados hacia el norte geográfico para maximizar producción anual.
Distribución de módulos	Diseño optimizado para minimizar pérdidas y evitar sombreado.

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

Pasillos técnicos	Espacios para mantenimiento, ventilación y reducción de sobrecalentamiento.
Cableado DC	Canalización desde paneles hasta cajas mediante tubería resistente UV.
Cableado AC	Conexión de inversores al tablero general mediante canalización metálica.
Protecciones eléctricas	Incluye seccionadores DC, breakers AC y descargadores de sobretensión.
Puesta a tierra	Sistema equipotencial conectado a la red de tierras del edificio.
Sistema de monitoreo	Supervisión remota de generación, alarmas, fallas y rendimiento.
Condiciones del área técnica	Ventilación natural, protección contra humedad y acceso restringido.

Nota. Fuente elaboración propia.

El sistema propuesto para el Auditorio Marcelo Fernández de la Universidad Internacional del Ecuador corresponde a un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red (On-Grid) sin almacenamiento en baterías.

2.2.8. Cálculo de la Reducción de Emisiones de CO₂.

La implementación del sistema fotovoltaico permite disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero al reducir la energía demandada desde la red eléctrica convencional. Para cuantificar este beneficio ambiental se utiliza el factor de emisión del sistema eléctrico nacional, el cual representa la cantidad de dióxido de carbono equivalente emitido por cada unidad de energía generada.

En Ecuador, el factor de emisión es publicado dentro de los inventarios energéticos nacionales y metodologías alineadas al IPCC, considerando la matriz de generación compuesta por fuentes hidroeléctricas, térmicas y renovables.

Para el año de estudio se adopta el valor:

Para la estadística del 2024 se tiene el siguiente Factor de Emisión:

0,1616 t CO₂-eq/MWh

$$FE_{H,2024} = \frac{\text{Emisiones Totales de CO}_2 \text{ de la Generación}_{SNI\ 2024}}{\text{Electricidad Generada}_{SNI\ 2024}}$$

Tabla 2.7.
Cálculo de la Reducción de Emisiones de CO₂

Factor Emisión 2024 en tCo2 eq/MWh	Factor Emisión 2024 en grCo2 eq/kWh	Consumo E. Franja A, B, C en KWh	Reducción de Emisiones en tCo2 eq/MWh
0.16	161.60	191186.6	30.90

Nota. Fuente elaboración propia con datos proporcionados para el proyecto.

2.2.9. Elaboración del Presupuesto de Ejecución.

Para la estimación económica del sistema fotovoltaico a ejecutar en las instalaciones de la UIDE se consideraron precios referenciales del mercado ecuatoriano para equipos de tecnología equivalente (paneles monocristalinos 550-575 W e inversores trifásicos on-grid). Los valores incluyen suministro de materiales y costos promedio de instalación industrial.

Tabla 2.8.
Presupuesto de ejecución para el sistema On-Grid de la UIDE (Total general: USD 160.713,60 .

Concepto	Superficie 1	Superficie 2	Superficie 3	Total
Potencia instalada (kWp)	54,40	59,67	33,35	147,42
Módulos FV 585 W (u)	93	102	57	252
Inversores (u)	1	1	1	3
Cableado (m)	372	408	228	1.008
Estructura aluminio (m)	186	204	114	504
Costo equipos y materiales (USD)	48.960,00	53.703,00	30.015,00	132.678,00
Ingeniería, diseño y gestión del proyecto (USD)	-	-	-	26.535,60

Permisos (USD)	-	-	-	1.500,00
Terreno (USD)	-	-	-	0,00
INVERSIÓN TOTAL DEL PROYECTO (USD)				160.713,60

Nota. Fuente elaboración propia con datos proporcionados para el proyecto.

2.3. Estudio Económico y Dimensionamiento del Sistema Aislado (Off-Grid).

Análisis financiero PVSol Premium.

Esta sección se evalúa la viabilidad financiera del proyecto principal, para el cual se utiliza el software PV+SOL.

2.3.1. Análisis de Inversión.

Elaborar un presupuesto detallado con los equipos, materiales, estructuras, mano de obra para instalación y puesta en marcha, se toma referencia el plano unifilar del proyecto SGDA simulado en PV* SOL que se encuentra distribuido en tres partes denominados Superficie 1-2 y 3, debido a la superficie del techo de Auditorio UIDE es redondo inclinado con dos caídas y además se debió ocupar un segundo espacio para completar el área requerido para instalar los 252 módulos FV, y tener una potencia instalada es de 150 KW (calculado). A continuación, se presenta el cuadro del presupuesto detallado de los equipos y materiales más importes que constituye el proyecto SGDA del Auditorio UIDE.

Tabla 2.9.
Inversión total SGDA.

Concepto	Potencia (kWp)	Inversión (USD)
Superficie #1	54,40	48.960,00
Superficie #2	59,67	53.703,00
Superficie #3	33,35	30.015,00

Subtotal	147,42	132.678,00
SGDA		
Costo del proyecto	-	26.535,60
Permisos	-	1.500,00
Terreno	-	0,00
INVERSIÓN	147,42	160.713,60
TOTAL		

Nota. Fuente elaboración propia con datos proporcionados para el proyecto.

2.3.2. Análisis de Rentabilidad.

Para determina la rentabilidad del SGDA para el auditorio de la UIDE, de saber los siguientes parámetros económicos:

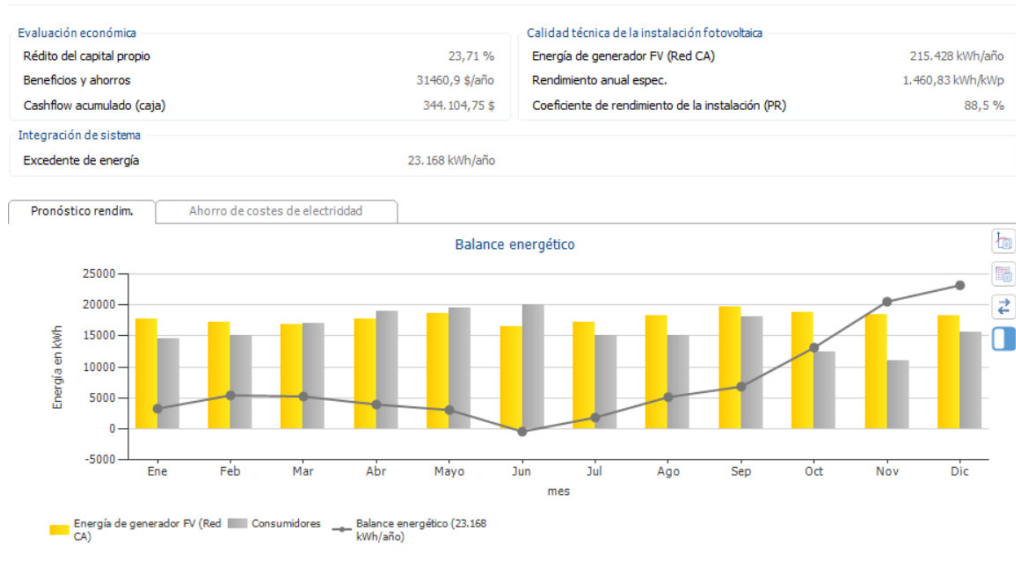
- **Cálculo del Retorno de la Inversión (ROI) y Payback**

El (Payback), basado en los resultados PV*SOL y el presupuesto de inversión, arroja un punto de equilibrio a los 9 años y 9 meses. Esto significa que el proyecto se paga completamente con sus propios ahorros antes de cumplir la primera década de operación.

El Retorno de la Inversión (ROI / Rédito del capital), el software indica un 23,71%.

Análisis: Un ROI superior al 20% en proyectos de energía renovable se considera excelente. Significa qué, por cada dólar invertido, el proyecto genera un rendimiento anual promedio muy atractivo, permitiendo cubrir el costo del préstamo (4%) y generar utilidad neta sustancial.

Figura 2.10.
Balance energético.



Nota: Extraído del simulador PV*SOL premium 2026.

- **Análisis del Costo de Oportunidad.**

El costo de oportunidad permite comparando la inversión en el sistema fotovoltaico frente a mantener el capital en productos financieros tradicionales o seguir pagando la tarifa eléctrica plena.

Tasa de comparación: Has configurado un interés del capital del 2,4%.

Conclusión:

Dado que el rédito del proyecto (23,71%) es casi diez veces superior a la tasa de rendimiento circulante del mercado (2,4%), el costo de oportunidad de no realizar la inversión es muy alto. La empresa perdería la capacidad de generar energía a un costo nivelado (LCOE) de tan solo 0,0791 \$/kWh.

Tabla 2.10.
Resumen de indicadores financieros y parámetros de rentabilidad del SGDA (UIDE).

Parámetro Económico / Financiero	Valor Evaluado	Descripción y Observaciones Técnicas
----------------------------------	----------------	--------------------------------------

Inversión Total del Proyecto	\$266,856.00	Incluye costos en superficies (\$221,130.00), costo del proyecto (\$44,226.00) y permisos (\$1,500.00).
Retorno de la Inversión (ROI)	23.71%	Rédito del capital excelente; supera significativamente el costo del préstamo financiero (4.0%).
Periodo de Recuperación (Payback)	9 años y 9 meses	Punto de equilibrio donde el proyecto se amortiza completamente mediante sus propios ahorros energéticos.
Flujo de Caja Neto (Cashflow)	\$344,104.75	Ahorro acumulado neto proyectado al finalizar el ciclo de vida útil del sistema (25 años).
Costo Nivelado de la Energía (LCOE)	0.0791 \$/kWh	Costo real de generación interna, altamente competitivo frente a la tarifa de la red eléctrica comercial.
Tasa de Interés de Comparación	2.40%	Tasa de referencia del mercado. El ROI del proyecto es casi 10 veces superior al costo de oportunidad.
Costos Operativos Anuales (O&M)	\$4,422.60	Costos fijos estimados de operación y mantenimiento a partir del año 10 de funcionamiento.

Nota. Fuente elaboración propia con datos proporcionados para el proyecto.

Figura 2.11.
Cuenta de energía.

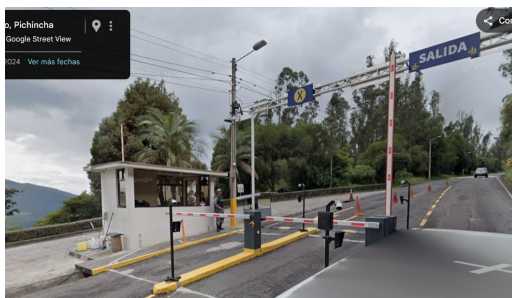
Nombre	Ene	Feb	Mar	Abr	Mayo	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Totl
Consumo	14500,00	15000,00	17000,00	19000,00	19500,00	20000,00	15000,00	15000,00	18000,00	12500,00	11000,00	15686,60	192186,6
Generación de energía	17801,83	17138,77	16814,69	17710,61	18615,61	16516,34	17273,58	18282,60	19691,62	18782,94	18403,41	18323,04	215355,0
Generación de energía (incl. Degradación de los módulos)	17801,83	17138,77	16814,69	17710,61	18615,61	16516,34	17273,58	18282,60	19691,62	18782,94	18403,41	18323,04	215355,0
Saldo	-3301,83	-2138,77	185,31	1289,39	884,39	3483,66	-2273,58	-3282,60	-1691,62	-6282,94	-7403,41	-2636,44	-23168,4
Ahorros	14500,00	15000,00	17000,00	19000,00	19500,00	20000,00	15000,00	15000,00	18000,00	12500,00	11000,00	15686,60	192186,6
Valores en kWh													
Costes sin instalación fotovoltaica	2373,65	2455,50	2782,90	3110,30	3192,15	3274,00	2455,50	2455,50	2946,60	2046,25	1800,70	2567,90	31460,9
Costes con instalación fotovoltaica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Ahorro de costes	2373,65	2455,50	2782,90	3110,30	3192,15	3274,00	2455,50	2455,50	2946,60	2046,25	1800,70	2567,90	31460,9
Valores en \$													

Nota: Extraído del simulador PV*SOL premium 2026.

2.3.3. Dimensionamiento del Sistema Aislado.

Para el dimensionamiento del sistema aislado hemos tomado en cuenta, la siguiente ubicación.

Figura 2.12.
Ubicación del sistema aislado dentro de la UIDE



Nota. Fuente elaboración propia con datos proporcionados para el proyecto.

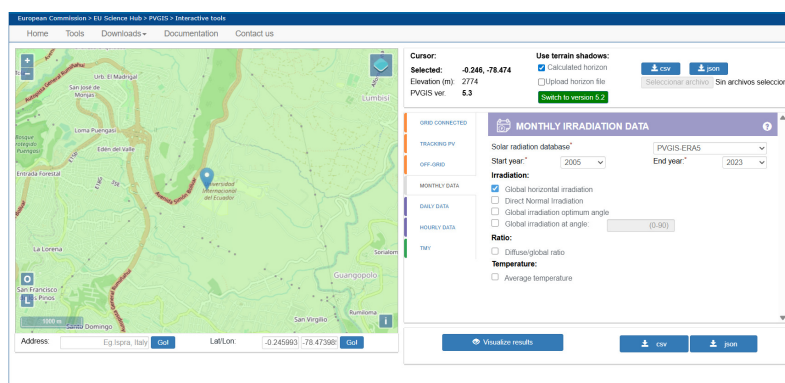
Para la obtención de los datos de irradiación, una vez localizado el lugar procedemos con la extracción de coordenadas de latitud y longitud:

Latitud: -0.245993

Longitud: -78.473985

Con estos datos procedemos con el ingreso en el PVGIS.

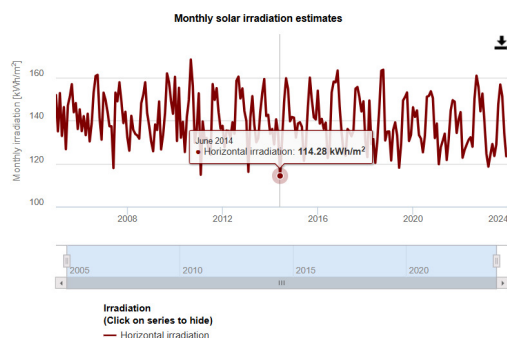
Figura 2.13.
Ingreso de datos en PVGIS



Nota. Fuente elaboración propia con datos proporcionados para el proyecto.

Posterior a ingresar los datos se obtuvo la siguiente gráfica de irradiación a lo largo del periodo desde 2005 a 2023.

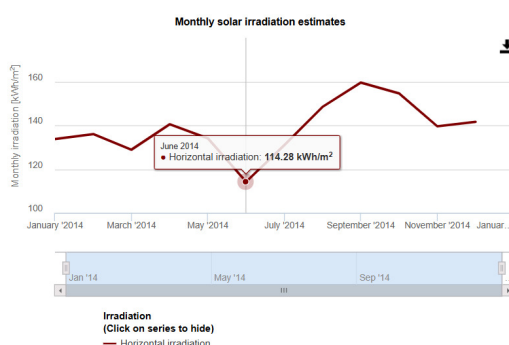
Figura 2.14.
Ingreso de datos en PVGIS



Nota. Fuente. Obtenido de PVGIS en línea.

Al analizar la gráfica podemos deducir que el año con irradiación mas baja fue el año 2014. Posteriormente se procede a ingresar el rango en este año para determinar el mes más crítico de este año. Obteniendo la siguiente gráfica:

Figura 2.15.
Determinación del mes más crítico en PVGIS.



Nota. Fuente. Obtenido de PVGIS en línea.

Se determina que el mes con menos irradiación fue el mes de junio de 2014 con un valor de **114.28 kWh/m²**.

Seguidamente se realiza el cálculo de la irradiación diaria.

$$Fr_{Junio\ 2014} = \frac{114.28\ kWh/m^2}{30\ (días\ del\ mes)}$$

$$Fr_{Junio\ 2014} = 3.8093\ kWh/m^2$$

Una vez determinadas estas características, procedemos con la determinación de los electrodomésticos y dispositivos consumibles, con su respectiva potencia y horas de uso como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2.11.
Descripción de consumos eléctricos

Ítem	Descripción de consumos eléctricos	Cantidad	Potencia (W)	Potencia Pico (W)	Horas de uso	Energía diaria (Wh/día)
1	Computadora	1	65	0	24	1,677
2	Antena Starlink	1	55	0	24	1,419
3	Cargador de teléfono	1	33	0	2	70.95
4	Nevera pequeña	1	159	318	5.50	940.09
5	Bomba de agua	1	360	1,080	1	387
Total		5				4,494.04

Nota. Fuente elaboración propia con datos proporcionados para el proyecto.

2.3.4. Cálculos de la Instalación.

Una vez determinada la energía a generar se realizan los cálculos de dimensionamiento, para la elección de dispositivos y materiales.

Energía Diaria

Energía diaria (Wh) = Cantidad x Potencia(w)x horas de uso x Fs consumo

$$\text{Energía diaria (Wh)} = 4832 \text{ (Wh)}$$

Potencia nominal del inversor

$$Pot_{nomianl\ inversor} = \sum Pot\ simultaneas * Fs\ inversor$$

$$Pot_{nomianl\ inversor} = 840\ W$$

Potencia pico del inversor

$$Pot_{pico\ inversor} = \sum Pot\ simultaneas * Fs\ inversor$$

$$Pot_{pico\ inversor} = 1398W$$

En base a estos datos obtenidos ya podemos realizar la selección de nuestro inversor que es el **INVERSOR EPEVER IP1500-21PLUS ONDA SINUSOIDAL PURA**. El cual cumple tanto con los parámetros de potencia nominal y pico de potencia.

Tabla 2.12.

Características del inversor EPERVER IP1500-21 PLUS.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS IP1500-21PLUS	
Potencia continua de salida	1500W@35°C@Clasificado
Energía de sobre tensión	3000W@5S
Corriente de sobretensión encendido	<100A
Sobretensión de entrada	<40VDC
Tensión de salida	110VAC(±3%); 120VAC(-7%~+3%)
Frecuencia de salida	60Hz±0.2%
Onda de salida	Onda sinusoidal pura
Distorsión de salida THD	THD≤4%(Carga resistente)
Factor de potencia de carga	0.2~1(VA≤ potencia de salida continua)
Voltaje de entrada nominal	24VDC
Rango de voltaje de entrada	21.6~32.0VDC
Eficiencia de salida nominal	>88%
Max. eficiencia de salida	>92.5%(30% cargas)
Corriente de reposo	<0.2A
Corriente sin carga	<0.9A
RS485 Com. Puerto	5VDC/200mA
Terminal de entrada	M6
Dimensiones	387×231.5×123mm
Dimensión de montaje	361×145mm
Tamaño orificio de montaje	Φ6mm
Peso Neto	6kg
Temperatura de funcionamiento	-20°C~+60°C (Consulte la curva de capacidad reducida.)
Humedad relativa	<95%(N.C.)
Espacio cerrado	IP20

Nota. Fuente. Obtenido de EPSOLAR TECHNOLOGY.

Energía del banco de baterías

$$E_{\text{banco}} = \frac{\sum \text{Energías diarias (Wh)}}{n_{\text{inv}}}$$

$$E_{\text{banco}} = 5107 \text{ Wh/día}$$

Energía de los paneles

$$E_{\text{paneles}} = \frac{E_{\text{banco}}}{n_{\text{regulador}} * n_{\text{batería}}}$$

$$E_{\text{paneles}} = 5264 \text{ Wh/día}$$

Capacidad del banco

$$C_b = \frac{E_{\text{banco}} * D_{\text{ías de autonomía}}}{DoD * V_{\text{banco}}} \text{ (Ah)}$$

$$C_b = 332.48 \text{ (Ah)}$$

Potencia fotovoltaica requerida

$$Pot_{FV \text{ req}} = \frac{E_{\text{paneles}}}{HSP * PR} \text{ (Wp)}$$

Donde:

$$HSP = \frac{\text{Irradiación diaria } (\frac{kWh}{m^2} \text{ Día})}{1 \frac{kWh}{m^2}}$$

$$HSP = 3.8$$

$$PR = \frac{E_{\text{anual}} (kWh)}{\text{Glob incl } \frac{kWh}{m^2}}$$

Por medio del software PVGIS podemos determinar la energía anual y la Irradiación global promedio sobre el plano de los módulos.

Figura 2.16.

Determinación de factores para el cálculo de la capacidad del banco.

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

Provided inputs:

Latitude/Longitude: -0.246,-78.474
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-ERA5
 PV technology: Cryst Sil Original
 PV installed: 1 kWp
 System loss: 14 %

Simulation outputs

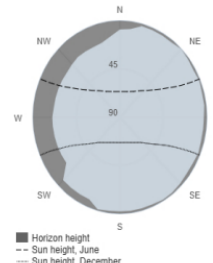
Slope angle: 0 °
 Azimuth angle: -179 °
 Yearly PV energy production: 1314.91 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1681 kWh/m²
 Year-to-year variability: 30.07 kWh

Changes in output due to:

Angle of incidence: -2.8 %
 Spectral effects: NaN %
 Temperature and low irradiance: -6.42 %

Total loss: -21.78 %

Outline of horizon at chosen location:



Nota. Fuente. Obtenido de EPSOLAR TECHNOLOGY.

$$PR = \frac{1314.91 \text{ (kWh)}}{1681 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}}$$

$$PR = 0.78$$

Entonces:

$$Pot_{FV req} = \frac{5264 \text{ Wh/día}}{3.8 * 0.78} \text{ (Wp)}$$

$$Pot_{FV req} = 1731.49 \text{ (Wp)}$$

Número de paneles

$$N_p = \frac{Pot_{FV req}}{Potencia nominal del panel}$$

$$N_p = \frac{1731.49 \text{ (Wp)}}{500 \text{ (Wp)}}$$

$$N_p = 3.462 \approx 4$$

Vmax del regulador

$$V_{max regulador} > N_{series} * V_{oc panel} * FT_{temp}$$

$$FT_{temp} = 1 + (T_{min} - T_{ref}) * Coef_Voc$$

$$FT_{temp} = 1 + (10 - 25) * (-0.0028)$$

$$FT_{temp} = 1.042$$

$$V_{oc\ panel} = 49.9 \times 1.058 = 52.8V$$

$$N_{series} = \frac{150}{52.8}$$

$$N_{series} = 2.84 \approx 2\ paneles\ en\ serie$$

$$150\ V > 2 * 52.8 * 1.042$$

$$150\ V > 110\ V$$

I_{max} del regulador

$$I_{max\ regulador} > N_{paralelo} * I_{sc\ panel} * FS_{corriente}$$

Sacamos la potencial máxima del regulador.

$$P_{max} = 60A \times 50.27V$$

$$P_{max} \approx 3016W \quad \text{Cada panel es } 550\ W:$$

$$N_{total} = \frac{3016}{550}$$

$$N_{total} = 5.48 \text{ Ya definimos:}$$

$$N_s = 2$$

Entonces:

$$N_p = \frac{N_{total}}{N_s}$$

$$N_p = \frac{4}{2}$$

$$N_p = 2$$

$$N_p = \frac{N_{total}}{N_s}$$

$$N_p = \frac{4}{2} \quad \text{Corriente por panel:}$$

$$N_p = 2$$

$$I_{mp} \approx 13.2 \text{ A}$$

Con 2 ramas:

$$I_{sc \text{ panel}} = 2 \times 13.2$$

$$I_{sc \text{ panel}} = 26.4 \text{ A}$$

$$60 \text{ A} > 2 \times 26.4 \times 1.25 \text{ (A)}$$

$$60 \text{ A} > 55.51 \text{ (A)}$$

Número de reguladores y baterías.

Apartamos los datos de Capacidad de carga máxima del regulador = 60 A

Además, por el número de paneles y la potencia nominal del dispositivo seleccionado tenemos la potencia total instalada = 4*550W que nos da un resultado de 2200 W.

Procedemos a calcular la corriente total generada por los paneles.

$$I_{pan} = \frac{Pot \text{ total instalada}}{Voltaje \text{ del sistema}}$$

$$I_{pan} = \frac{2200 \text{ W}}{51.2 \text{ V}}$$

$$I_{pan} = 42.97 \text{ A}$$

Por lo tanto, para calcular el número de reguladores:

$$N_{regu} = \frac{I_{pan}}{Cap_{carga\ reg}}$$

$$N_{regu} = \frac{42.97\ A}{60\ A}$$

$$N_{regu} = 0.71 \approx 1\ Regulador$$

Para el cálculo del número de baterías.

Apartamos los siguientes valores.

Voltaje del sistema = 110 V / 60 Hz

Voltaje nominal de la batería seleccionada = 51.2 V

Capacidad del banco = 332.45 Ah

Capacidad de la batería

La ficha técnica nos proporciona el dato de 25 A en 240 min, entonces:

240 min = 4 h

$$Cap_{bat\ (Ah)} = I * t$$

$$Cap_{bat\ (Ah)} = 25\ A * 4h$$

$$Cap_{bat\ (Ah)} = 100\ Ah$$

Baterías en serie

$$N_s = \frac{120V}{50V}$$

$$N_s = 2.4 \approx 2\ baterías$$

Baterías en paralelo

$$N_p = \frac{332.45 \text{ Ah}}{100 \text{ Ah}}$$

$$N_p = 3.3245 \approx 3 \text{ baterías}$$

Numero de baterías

$$N = N_s * N_p$$

$$N = 2 * 3$$

$$N = 6 \text{ baterías}$$

2.3.5. Elección de Materiales.

Tabla 2.13.

Especificaciones técnicas consolidadas de materiales para el sistema fotovoltaico aislado (Off-Grid).

Componente	Marca / Modelo	Especificación Clave	Voltaje / Parámetro	Cantidad
Módulos Fotovoltaicos	Jinko Solar / Monocristalino	Potencia: 550 Wp	Vmp: ~42 VDC	4 U
Inversor Cargador	EPEVER / IP1500-21PLUS	Potencia: 3.2 kW (Onda Senoidal Pura)	48 VDC a 120 VAC	1 U
Banco de Baterías	Relion / RB48V100 (Litio)	Capacidad: 5 kWh (100 Ah)	Nominal: 48 VDC	1 U
Regulador de Carga	Powermax / MS-60A	Tecnología: MPPT (60 A)	Autodetección: 48 VDC	1 U
Estructura	Soporte de Aluminio Anodizado	Montaje sobre cubierta plana/inclinada	Ángulo optimizado	1 GLB
Protecciones y Cables	Kit Solar DC/AC Industrial	Breakers DC, fusibles y cable fotovoltaico	Certificación IP65	1 GLB

Nota. Elaboración propia basada en las hojas de especificaciones de los fabricantes y los requerimientos de carga calculados para la caseta administrativa de la UIDE.

2.3.6. Ubicación de la Instalación y Breve Descripción.

El sistema será instalado directamente sobre la cubierta de la caseta administrativa, la cual constituye una estructura independiente destinada a labores operativas y de seguridad.

a) Instalación de los módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos Jinko Tiger Neo N-Type 550W serán montados sobre la cubierta de la caseta mediante una estructura de soporte de aluminio anodizado con anclajes mecánicos.

La selección de la cubierta como superficie de instalación responde a los siguientes criterios técnicos:

Disponibilidad de área suficiente para la disposición de los módulos.

Exposición solar directa durante la mayor parte del día.

Ausencia significativa de sombras proyectadas por edificaciones cercanas, árboles o infraestructura eléctrica.

Elevación respecto al nivel del suelo, lo que mejora la seguridad física del sistema.

Reducción del uso de espacio en planta.

La orientación propuesta para los módulos es hacia el norte geográfico, considerando que el emplazamiento se encuentra ligeramente en el hemisferio sur cercano al ecuador, lo cual optimiza la captación anual de energía solar.

La inclinación recomendada será entre **10° y 15°**, permitiendo:

Mejor captación de radiación promedio anual.

Adecuado escurrimiento de agua lluvia.

Disminución de acumulación de suciedad.

Ventilación natural posterior para disipación térmica.

b) Instalación del banco de baterías y equipos eléctricos.

Debido a las dimensiones reducidas de la caseta administrativa, se proyecta la construcción de un gabinete técnico externo adyacente a la caseta, destinado exclusivamente al alojamiento de los equipos eléctricos del sistema fotovoltaico aislado.

Ubicación propuesta

El gabinete será instalado junto a uno de los muros laterales de la caseta, sobre una base de hormigón elevada respecto al nivel del suelo, garantizando estabilidad estructural y protección frente a humedad.

Esta solución permite:

Liberar espacio interior de la caseta.

Mejorar condiciones de ventilación.

Incrementar la seguridad eléctrica.

Facilitar mantenimiento sin interferir con actividades administrativas.

Características del gabinete técnico

Se propone un armario metálico tipo gabinete eléctrico industrial, con las siguientes características:

Grado de protección mínimo IP54 o superior.

Fabricado en acero galvanizado o pintado electrostáticamente.

Puerta frontal con cerradura de seguridad.

Rejillas laterales con protección antipolvo para ventilación natural.

Dimensiones adecuadas para albergar:

Banco de baterías Relion RB48V100.

Regulador de carga MPPT Powermax MS-60A.

Inversor EPEVER IP1500-21PLUS.

Tablero de protecciones DC y AC.

2.3.7. Presupuesto Estimado para el Sistema Off-Grid caseta UIDE.

Este presupuesto estima un sistema fotovoltaico off-grid de 2200W (aprox. 2.2 kWp) para uso para abastecer de energía a una caseta administrativa, diseñado para autonomía eléctrica sin

conexión a red. Incluye paneles, inversor, baterías de litio, regulador y estructura cables y protecciones.

Tabla 2.14.

Presupuesto estimado para el sistema off-grid

Equipos y materiales	Cantidad	Unidad	Costo unitario	Costo total
Paneles Solares de 550W	4	U	\$150.00	\$600.00
Inversor Off-Grid/Cargador (3.2 KW onda senoidal pura)	1	U	\$600.00	\$600.00
Baterías de Litio (48V, 5kWh)	1	U	\$1,500.00	\$1,500.00
Regulador de Carga (MPPT)	1	U	\$300.00	\$300.00
Estructura de montaje	1	U	\$150.00	\$150.00
Cables, protecciones DC/AC	1	U	\$300.00	\$300.00
Instalación y puesta en marcha	1	U	\$500.00	\$500.00
			COSTO TOTAL	\$3,950.00

Nota. Fuente. Elaboración propia datos del proyecto.

3. CAPITULO 3. ESTUDIO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR TERMICA EN LAS INSTALACIONES DE LA UIDE QUITO.

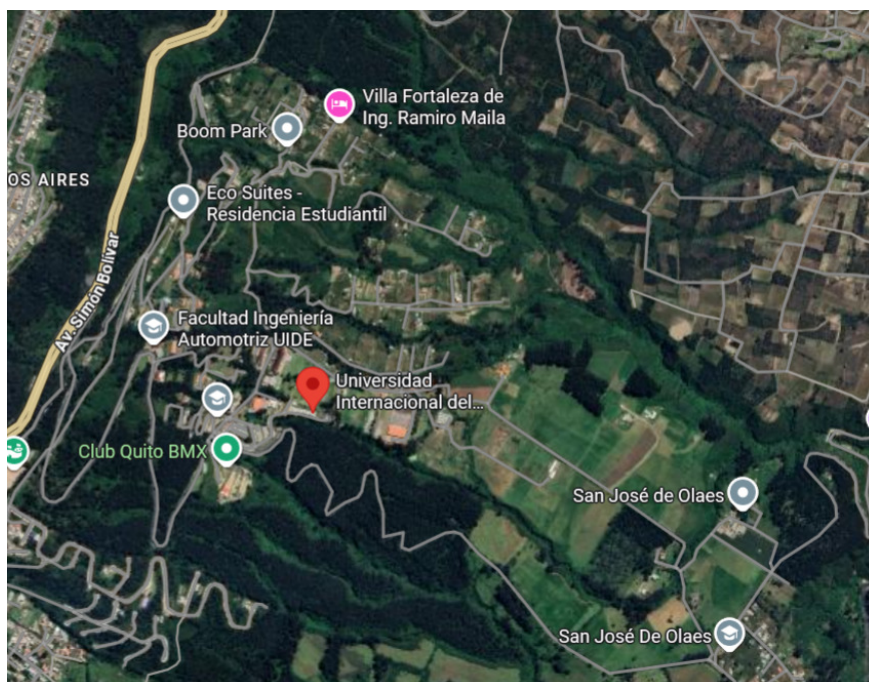
3.1. Contexto del Proyecto.

El Sistema Solar térmico SST es una alternativa eficiente y sostenible para la producción de agua caliente sanitaria ACS en edificaciones residenciales, comerciales e institucionales, esta tecnología permitirá transformar la radiación solar en energía térmica mediante colectores solares, reduciendo de esta manera el consumo de energía eléctrica o combustibles convencionales, la implementación SST debido a su relativa simplicidad tecnológica y bajos costos de operación y mantenimiento puede ser un proyecto muy factible dentro del aspecto económico y financiero.

El presente análisis estudio pretende plantear una propuesta de implementar un sistema solar térmica en las dependencias de la UIDE, aprovechando el recurso solar disponible en el lugar del proyecto. Esta iniciativa busca demostrar la viabilidad técnica del uso de colectores solares para sistemas ACS, para así contribuir al fortalecimiento de prácticas sostenibles dentro de la institución, permitiendo tener una alta independencia energética con certificado renovable.

La Universidad Internacional del Ecuador de sede Quito, está situada en la región andina a latitud -0.24621, longitud -78.4684 y altitud 2850 m s.n.m del Ecuador, su ubicación geográfica cercana a la línea ecuatorial permite que la irradiación solar se mantenga relativamente constante durante todo el año, con variaciones menores entre estaciones, presentado valores promedio que oscilan entre 4 y 5 kWh/m² por día. Para nuestro caso de análisis se tomará como irradiación media de la zona Quito-Iñaquito de 4990 Wh/m² y día. (Norma Técnica Ecuatoria (NTE-INEN). 2009).

Figura 3.1.
Ubicación geográfica UIDE.

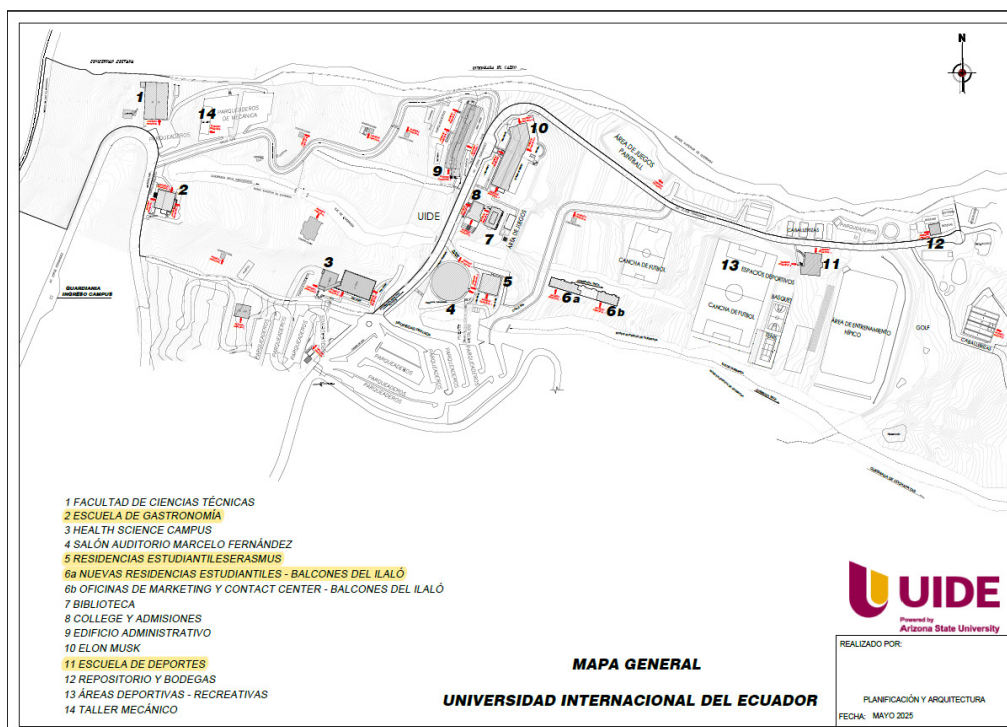


Nota. Extraído del Google Maps.

La delimitación del sitio objeto de estudio en la UIDE para la implementación sistema solar térmico SST, serán en el siguientes:

- Dependencia 2: Escuela de Gastronomía.
- Dependencia 5: Residencias estudiantiles Erasmus.
- Dependencia 6^a: Nuevas residencias estudiantiles Balcones de Ilalo.
- Dependencia 11: Escuela de Deportes.

Figura 3.2.
Plano general UIDE.



Nota. Fuente. UIDE.

3.2. Cálculo de la Demanda Térmica Diario y Anual Para las Dependencias de la UIDE.

La Norma Ecuatoriana de la Construcción NEC-HS-ER indica, para diseñar sistemas solares térmicos primero se debe determinar la demanda de agua caliente sanitaria (ACS) y luego calcular la energía necesaria para calentar el agua, para los cuales debe conocer las variables de consumo, demanda, temperatura, calor específico, etc. (Energía Renovables (código NEC-HS-ER). 2020)

Detalle de las variables de partida para el diseño:

- Número de usuarios
- Temperatura del agua caliente (TACS)
- Temperatura del agua de red (Tred)
- Calor específico del agua

- Volumen de consumo

Estas variables aparecen en la tabla de nomenclatura del cálculo de ACS.

3.2.1. Determinación de Consumidores ACS en las dependencias de la UIDE.

La Universidad Internacional del Ecuador (UIDE) es un espacio de formación académico como carrera de gastronomía, de deportes, medicina, etc., que además cuenta con sitio de residencia universitaria para acoger a estudiant de provincias, en estos sitios surge como necesidad de dotar agua caliente para realizar las actividades académicas.

La UIDE realiza la formación académica los siguientes horarios:

- De lunes a viernes: 6:00 – 22:00
- Sábados: 7:00 – 17:00

A continuación se determina la cantidad de consumidores y uso de ACS de las dependencias objeto de estudio:

- **Escuela de Gastronomía:** Tiene 360 estudiantes aproximadamente desde el primer semestre hasta el octavo semestre, se considera que la tercera parte de los estudiantes realizan prácticas en los laboratorios de gastronomía siendo 120 consumidores y los demás reciben clases teóricas. El uso del ACS será de reparación de diferentes menús gastronómicos, panadería, pastelería, así también para limpieza de tensillos y superficies de trabajo que requieren procesos frecuentes de lavado, desinfección y limpieza.
- **Residencias estudiantiles Erasmus:** Se estima que tiene una capacidad para acoger 70 estudiantes residentes de otras provincias se son seleccionados bajo criterios sociales, la implementación de ACS en ducha y lavamos permitirá el uso para aseo personal y el consumo será en las mañanas y noches.
- **Nuevas Residencias:** Se estima que tiene una capacidad para acoger 120 estudiantes residentes de otras provincias se son seleccionados bajo criterios sociales, la implementación de ACS en ducha y lavamos permitirá ser usado para aseo personal y de igual manera el consumo será en las mañanas y noches.

- **Escuela de Deportes:** Tiene 720 estudiantes aproximadamente desde el primer semestre hasta el octavo semestre, por tanto, se considera que la tercera parte de los estudiantes realizan prácticas o entrenamiento deportivos siendo 240 usuarios o y los demás reciben clases teóricas. La implementación de ACS en las duchas de los vestidores será para el aseo personal luego de sus actividades deportivas, para así garantizar la salud y bienestar de los estudiantes.

Luego de definir los primeros datos de número de consumidores y su uso del ACS en cada dependencia, es pertinente continuar con determinación de la demanda solares térmicos para el calentamiento de agua, los cuales permiten aprovechar la energía solar disponible y reducir el consumo de energía convencional.

La siguiente tabla detalla un resumen la dependencia, el uso y la cantidad de consumidores.

Tabla 3.1.

Dependencia, uso, y consumidos datos de inicio para ACS.

Dependencia	Uso	Cantidad consumidores
Escuela de Gastronomía	Prácticas de reparación alimentos, y limpieza de tensillos.	120
Residencia estudiantil Erasmus	Duchas y lavamanos	70
Nuevas Residencias	Duchas y lavamanos	120
Escuela de Deportes	Duchas	240

Nota. Elaboración propia.

3.2.2. Determinación de la Demanda ACS Diario y Anual en las dependencias de la UIDE.

Para conocer la demanda de ACS producida por un sistema solar térmico se debe conocer los consumos por persona establecidos de Tabla 9 de código NEC-HS-ER, para lo que se procede a determinar los consumos de agua caliente para cada dependencia, qué indica en la siguiente tabla.

Tabla 3.2.*Demanda de referencia a 60 °C*

Dependencia	Criterio de Demanda	Litro /día /persona
Escuela de Gastronomía	Restaurantes	8
Residencia estudiantil Erasmus	Alberge	25
Nuevas Residencias	Vivienda unifamiliar	28
Escuela de Deportes	Escuela con ducha	21

Nota. Elaboración propia, en base a la Tabla 9 del código NEC-HS-ER.

Para determina la demanda de ACS diario y anual, apara las dependencias de la UIDE se debe conocer las siguientes variables:

- **Número de usuarios:** Para el caso de la dependencia Escuela de Gastronomía es 120 personas.
- **Demanda de agua caliente por persona:** Para la Escuela de Gastronomía es 8 litros / día persona.
- **Días de año:** Tomando en cuenta las dependencias son de una institución universitaria se toman en cuenta solo 220 días académicos del año que se encuentran los estudiantes en la UIDE.

Con las siguientes formulas se calcula la demanda de ACS para las residencias:

$$D_{diario} = D_{persona} * N_{usuario}$$

$$D_{anual} = D_{diario} * N_{día/año}$$

Donde:

D_{diario} : Demanda diaria

$D_{persona}$: Demanda diaria

$N_{usuario}$: Número de usuario

D_{anual} : Demanda anual

$N_{día/año}$: Número día al año.

Conocidas las variables necesarias, las fórmulas de cálculo, en la siguiente tabla muestra los resultados de la demanda de ACS requerida para cada dependencia del caso de estudio.

Tabla 3.3.*Demanda de ACS para las dependencias de la UIDE.*

Dependencia	Cantidad consumidores	Demanda Litros /día /persona	Demanda ACS diario (L /día)	Demanda ACS anual (L/ año)
Escuela de Gastronomía	120	8	960	211.200
Residencia estudiantil Erasmus	70	25	1.750	43.750
Nuevas Residencias	120	28	3.360	94.080
Escuela de Deportes	240	21	5.040	105.840

Nota. Elaboración propia.

3.2.3. Cálculo de la Demanda Térmica para el Calentamiento de Agua para dependencias de la UIDE.

Para realizar el cálculo de la demanda térmica, para implementar el sistema ACS para cada dependencia de la UIDE, necesario las siguientes variables:

- **Temperatura del agua caliente (T_{ACS}):** Para diseño del sistema ACS las temperaturas suelen encontrarse entre 45°C y 60°C. En este proyecto para caso de cálculo para la todas las dependencias se adopta una temperatura final de 60 °C.
- **Temperatura del agua de red (T_{red}):** Se refiere a la temperatura del agua de la red (agua fría) o temperatura inicial, para la ciudad de Quito se considera una temperatura promedio del agua de red entre 13°C.
- **Calor específico del agua:** Para el sistema de ACS, es la cantidad de calor necesaria para elevar la temperatura de 1kilogramo gramo de agua en 1 grado centígrado, $C_p=4,186 \text{ kJ/kg} \cdot ^\circ\text{C}$, siendo una constante.
- **Volumen de consumo:** Es la demanda diaria de ACS para cada dependencia, para el caso de escuela de Gastronomía el volumen de consumo es 960 Lt /día.
- **Masa del agua:** Si densidad del agua de 1kg/litro, y la relación física de Masa (m) = Volumen (V)* Densidad (ρ), entonces para la escuela de Gastronomía la masa del agua es 960 kg.

Cálculo de la demanda térmica de calentamiento.

Para determinar la energía necesaria para calentar el agua caliente sanitaria se utiliza el principio de balance energético, el cual permite calcular la cantidad de energía térmica requerida

para elevar la temperatura del agua, desde la temperatura de entrada hasta la temperatura de consumo para cada de dependencias de la UIDE.

La energía térmica necesaria se determina mediante la siguiente ecuación:

$$Q = m * C_p * (\Delta T) = m * C_p * (T_f - T_i)$$

Donde:

Q : Energía necesaria

m : Masa de agua

C_p : Calor específico del agua

T_f : Temperatura final

T_i : Temperatura inicial.

Primeramente, se calculará el **Salto Térmico** que es la diferencia entre la temperatura final y la temperatura inicial que representa el salto térmico del sistema, es decir, el incremento de temperatura que debe proporcionar el sistema de calentamiento.

$$\Delta T = (T_{ACS} - T_{red})$$

$$\Delta T = 60\text{ }^{\circ}\text{C} - 13\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta T = 47\text{ }^{\circ}\text{C}.$$

A partir de la ecuación de transferencia de calor se puede determinar la energía térmica necesaria para cubrir la demanda diaria de ACS. En este proyecto, los cálculos se realizan mediante una hoja de cálculo basada en el método F-Chart, la cual permite estimar la demanda térmica y evaluar el desempeño del sistema solar térmico.

Usando los datos extraídos del Excel tenemos:

Datos:

- Volumen de agua: **960 L/día**
- Masa del agua: **960 kg**
- Calor específico del agua: **4,186 kJ/kg·°C**

- Temperatura inicial (agua de red): **13°C**
- Temperatura final (ACS): **60°C**.

Conocidas los datos de las variables y el del salto térmico se calculó de la **demanda térmica diaria** requerida para el sistema de ACS de la escuela de Gastronomía.

$$Q = m * C_p * \Delta T$$

$$Q = 960 \text{ kg} * 4,186 \text{ kJ/kg} \cdot ^\circ\text{C} \cdot 47^\circ\text{C}$$

$$Q = 188.872,3 \text{ kJ}$$

Calculado demanda térmica $Q = 188.872,3 \text{ kJ}$, pasamos a kWh (unidad más usada en energía solar):

$$1 \text{ kWh} = 3600 \text{ kJ}$$

$$Q = 188.872,3 \text{ kJ} / 3600 \text{ kJ}$$

$$Q = 52,46 \text{ kWh/día}$$

Realizado el cálculo de la demanda térmica para la escuela de Gastronomía, se muestran los resultados para las demás dependencias en siguiente tabla.

Tabla 3.4.

Demanda térmica para dependencias de la UIDE.

Dependencia	Masa de agua (kg)	Calor específico (kJ/kg·°C)	Salto térmico (°C)	Demanda térmica diaria (kJ)	Demanda térmica diaria (kWh/día)
Escuela de Gastronomía	960	4,186	47	188.872,3	52,46
Residencia estudiantil Erasmus	1750	4,186	47	344.298,5	95,63
Nuevas Residencias	3360	4,186	47	661.053,1	183,62
Escuela de Deportes	5040	4,186	47	991.579,6	275,43

Nota. Elaboración propia.

Cálculo de la Demanda anual

Una vez determinada la demanda térmica diaria necesaria para el calentamiento del agua, es posible estimar la demanda energética anual del sistema. Este valor representa la cantidad total de energía requerida durante un año para satisfacer las necesidades de agua caliente de la instalación.

La demanda anual se obtiene multiplicando la demanda térmica diaria por el número de días del año:

$$Q_{T.a\tilde{n}al} = Q_{T.dia} * D_{a\tilde{n}o}$$

Donde:

$Q_{T.a\tilde{n}al}$: Demanda Térmica anual

$Q_{T.dia}$: Demanda Térmica día

$D_{a\tilde{n}o}$: Día al año.

$$Q_{T.a\tilde{n}o} = 52,46 \text{ kWh/día} * 220 \text{ días} = 11541,20 \text{ kWh/año}$$

Realizado el cálculo de la demanda térmica anual para la escuela de Gastronomía, se muestran los resultados para las demás dependencias en siguiente tabla.

Tabla 3.5.

Demanda térmica anual para dependencias de la UIDE.

Dependencia	Demanda térmica diaria (kWh/día)	Numero días al año	Demanda térmica diaria (kWh/año)
Escuela de Gastronomía	52,46	220	11541,20
Residencia estudiantil Erasmus	95,63	220	21308, 60
Nuevas Residencias	183,62	220	40396, 40
Escuela de Deportes	275,43	220	60594, 60
Total, energía térmica			133840, 80

Nota. Elaboración propia.

Este cálculo permite estimar el consumo energético total del sistema a lo largo del año y constituye un parámetro fundamental para el dimensionamiento de los sistemas solares térmicos.

Es importante considerar que la radiación solar disponible varía a lo largo del año, debido a factores como la inclinación de la tierra, las condiciones climáticas y la variación estacional de la radiación solar. Por esta razón, el dimensionamiento del sistema solar térmico no se realiza únicamente en función de la demanda energética anual, sino que también se analizan los meses críticos, es decir, aquellos en los que la radiación solar es menor.

El análisis de estos períodos permite garantizar que el sistema solar térmico pueda cubrir una parte significativa de la demanda de agua caliente sanitaria incluso en condiciones menos favorables de radiación solar.

3.3. Justificación de la Necesidad de Disponer de un Acumulador en la Instalación del Sistema de ACS Para las Dependencias de la UIDE.

La demanda de consumo de ACS en edificaciones generalmente se distribuye en dos períodos del día, periodo de la mañana (de 6:00 a 9:00) y periodo de la noche (de 20:00 a 22:00). En ambos periodos de distribución la captación solar es nula, por lo que es necesario diseñar sistema solar térmico tenga almacenamiento (tanque acumulador), además del intercambiador de calor, el acumulador guardará de la energía solar térmica en momentos en los que sea necesario, independientemente de si en éstos no hay producción solar.

Para el sistema de ACS se puede utilizar acumuladores e interacumuladores (equipo compacto acumulador + intercambiador). (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDAE] & Asociación de la Industria Solar Térmica [ASIT], 2021)

- **Instalaciones SST de tamaño grande:** De superficie colectora mayor 100 m², aconsejable la intercambiadores externos y acumuladores independientes. Como norma habitual es recomendable instalar intercambiadores externos si la acumulación es mayor de 3000 litros.
- **Instalaciones SST de tamaño pequeño:** De superficie colectora menor a 100 m², de debe usar interacumuladores.

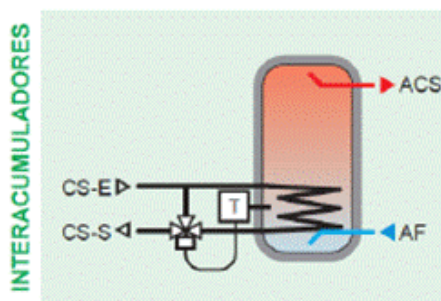
Para nuestro caso, la superficie colectora mayor dimensión es 50 m², que nos permite la elección de un interacumulador, mismo que nos permitirá tener las siguientes ventajas:

- Es una solución idónea para gestionar el desfase térmico entre el recurso solar disponible y el perfil de consumo de los usuarios de las dependencias de la UIDE.

- Asegura la reserva energética térmica, y reduce la dependencia de usos energéticos del sistema auxiliares.
- Mitiga las fluctuaciones en la red garantizando una temperatura estable de 50 a 60°C bajo los estándares de confort y seguridad sanitaria.
- Al integrar dos funciones en un solo equipo, optimiza el espacio de instalación en la sala de máquinas y disminuye los costos asociados de montaje del equipo.

Figura 3.3.

Equipo Interacumulador (acumulador + intercambiador).



Nota. Extraído de la Guía Técnica de Energía solar Térmica IDEA.

3.4. Elección Justificada de Emplazamiento y Ubicación de Equipos del Sistema de ACS Para las Dependencias de la UIDE.

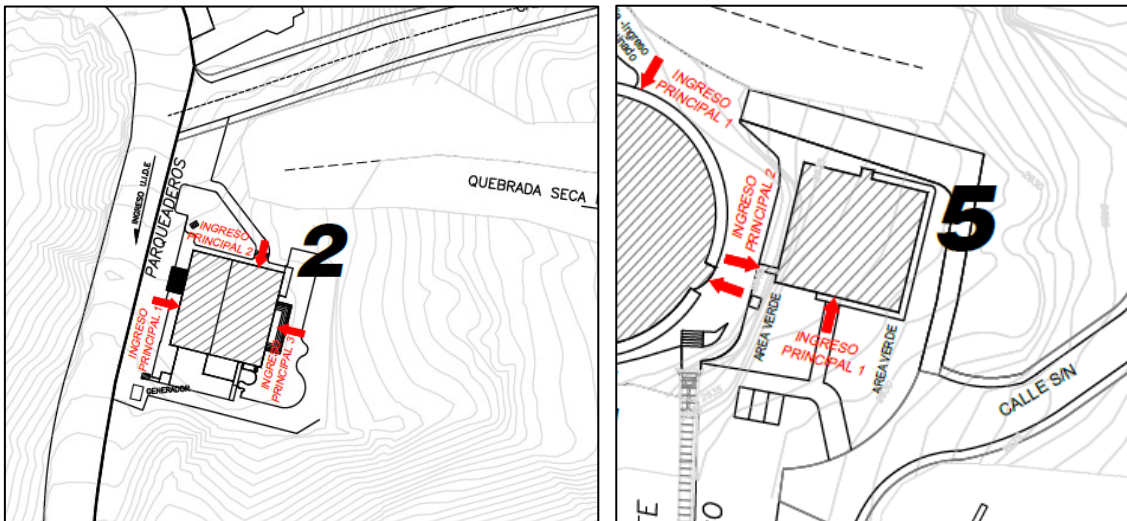
La distribución espacial para el emplazamiento de los componentes del Sistema del Solar Térmico (SST) para agua caliente sanitaria (ACS) se será seleccionado bajo estrictos criterios de optimización termodinámica, viabilidad estructural, minimización de pérdidas de carga y cumplimiento de las normativas de construcción vigentes en el Ecuador (NEC-HS-ER) y la Norma Técnica Ecuatoriana (NTE- INEN).

Para el desarrollo del proyecto del sistema de ACS, se ha considera las dependencias de Escuela de Gastronomía, Residencias Erasmus, Nuevas Residencias y Escuela de Deportes de la UIDE tienen la necesidad de agua caliente sanitario para las actividades académicas, por tanto, el

análisis de estudio será en sistemas independientes para cada dependencia. Las siguientes figuras muestra la ubicación del sitio de emplazamiento:

Figura 3.4.

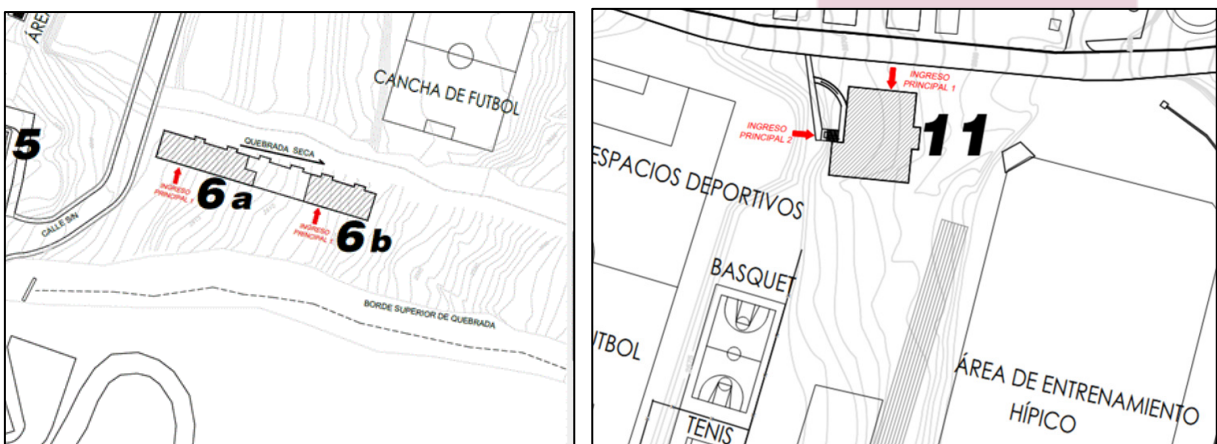
Ubicación de la Escuela de Gastronomía y Residencias Erasmus.



Nota. Extraído del plano general de la UIDE.

Figura 3.5.

Ubicación de las Nuevas Residencias y Escuela de Gastronomía.



Nota. Extraído del plano general de la UIDE.

3.4.1. Ubicación del Emplazamiento del Campo de Captación.

Para asegurar el máximo rendimiento del fluido caloportador y mitigar factores externos de degradación, la disposición de los captadores solares planos sobre Escuela de Gastronomía,

Residencias Erasmus, Nuevas Residencias y Escuela de Deportes de la UIDE, se fundamenta en las siguientes justificaciones técnicas:

- **Ubicación física:** Los colectores se emplazarán de forma exclusiva en la cubierta superior plana de cada una de las dependencias. Ej.: Escuela de gastronomía.
- **Ubicación geográfica:** Cada dependencia al estar en una planada montañosa garantiza una exposición directa al recurso solar y un horizonte libre de obstáculos geométricos, permite aprovechar máxima radiación, comprendida entre las 10:00 y las 15:00 horas.
- **Orientación e Inclinación:** Dado que Quito al estar cerca de la línea ecuatorial (latitud $0^{\circ} 13' S$), los captadores se orientarán al Norte geográfico con inclinación óptima de captación a 0° . Por norma técnica, la inclinación recomendada es de 10° a 15° para favorecer el autolavado por lluvia, evitar la acumulación de polvo o ceniza volcánica y para la limpieza por mantenimiento.
- **Criterio Mecánico Estructural:** Los marcos de soporte de los colectores se anclarán rígidamente sobre los elementos estructurales de la cubierta o terraza. Los marcos estructurales deben ser diseño para resistir las fuerzas dinámicas por cargas de viento de la zona montañosa, y asegurar que la carga muerta del campo solar no comprometa las deflexiones máximas permisibles del hormigón.

3.4.2. Ubicación del Acumulador y Sistema de Intercambio

Con el fin de unificar funciones y elevar la eficiencia volumétrica del sistema, se opta por implementar un interacumulador (tanque con intercambiador de serpentín interno integrado). Su localización espacial se justifica mediante las siguientes variables de técnicas:

- **Ubicación física:** Se designa un cuarto de máquinas cerrado dentro de la infraestructura de cada dependencia (preferiblemente justo debajo de la cubierta).
- **Reducción de inercia térmica:** La instalación el interacumulador cerca del campo de los captadores reduce la longitud del "circuito primario", minimizando la pérdida de calor por conducción en el trayecto desde los captadores.

- **Distribución hidráulica combinada por Gravedad/Presión:** Facilita la distribución de ACS a los pisos inferiores de las residencias, y en caso contrario la distribución sea a pisos superiores se debe implementar un sistema de bombeo hidroneumático.
- **Protección contra la intemperie:** Los tanques interacumuladores deben estar protegidos de la radiación directa del sol y lluvia para preservar de chaqueta de aislamientos térmico, así también para proteger válvulas y demás elementos mecánicos y eléctricos asociado al mismo.

3.4.3. Sistema de Respaldo Hidráulico y Bombeo

Es sistema hidráulico y de bombeo, al estar constituido de varios elementos y accesorios mecánicos y eléctricos formando un solo sistema para integrar con los componentes principales del sistema ACS, hará que su funcionamiento sea monitoreado y controlado. Su localización espacial se justifica mediante las siguientes variables de técnicas:

- **Ubicación física:** Estará integrado en la misma casa de máquinas del interacumulador.
- **Control centralizado:** Permite centralizar los elementos electromecánicos (motor válvulas, etc.) en un único espacio, para optimizar la gestión del lazo de control térmico del sistema de ACS de cada dependencia.
- **Mantenimiento, Accesibilidad y Seguridad:** De conformidad con manuales de operación y protocolos de inspección técnica para sistemas de media y baja temperatura, la centralización de los componentes electromecánicos en un único lugar y de fácil acceso viabiliza y optimiza la ejecución de las tareas de mantenimiento con seguridad.

3.5. Esquema de Principio de la Instalación Tipo Estudiada para el Sistema de ACS para las Dependencias de la UIDE.

En un sistema solar térmico SST su funcionamiento radica en el sistema de circulación del fluido que puede ser directo o forzado. (IDAE & ASIT, 2021).

Sistema Solar Directo.

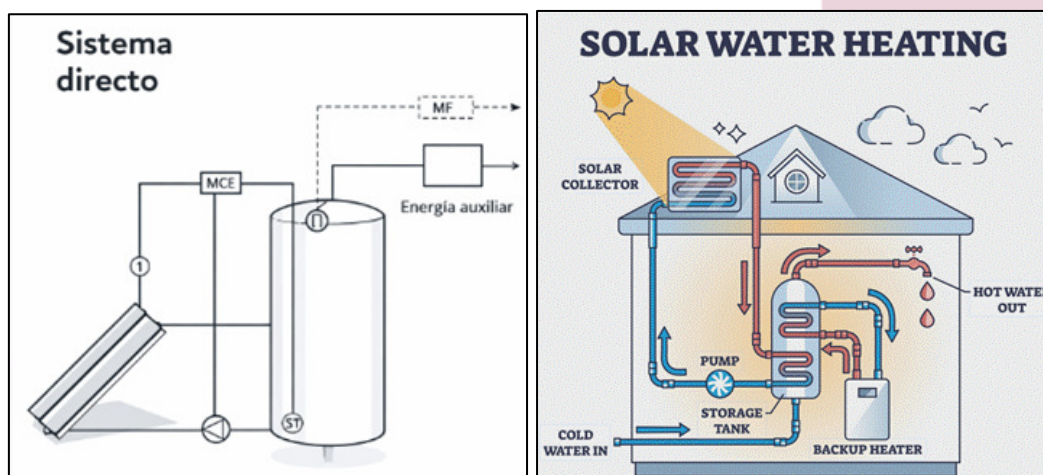
- **Funcionamiento:** El agua fría baja, se calienta al pasar por el panel, y sube por diferencia de densidad (termosifón) hacia el depósito situado arriba.
- **Ubicación del depósito:** Obligatoriamente encima de los captadores.
- **Componentes:** Carece de bombas o centralitas (regulación solar electrónica).
- **Uso:** Ideal para viviendas unifamiliares en climas cálidos o templados.

Sistema Solar Forzado.

- **Funcionamiento:** Una centralita detecta si el panel está más caliente que el depósito y activa una bomba circuladora para mover un fluido anticongelante que transfiere el calor.
- **Ubicación del depósito:** Es independiente que puede ir en cualquier parte de la casa (garaje, terraza), protegiéndolo de la intemperie.
- **Componentes:** Requiere bomba, centralita, sondas de temperatura y vaso de expansión.
- **Clima:** Apto para cualquier clima; el uso de anticongelante evita la congelación en invierno.
- **Uso:** Ideal para instalaciones centralizadas, edificios grandes, o cuando se desea mantener la estética de la fachada/tejado sin el tanque de almacenamiento a la vista.

Figura 3.6.

Esquema del principio de funcionamiento SST directo y forzado.



Nota: Fuente Chatgpt.

Para la producción de ACS para las dependencias de la UIDE, utilizará el sistema solar forzado, esta configuración electromecánica emplea una bomba eléctrica en un circuito cerrado para la circulación del fluido caloportador que adsorber el calor de los captadores y llevar al tanque de almacenamiento, maximizando la eficiencia en la transferencia de calor térmico. Este diseño garantiza el abastecimiento continuo de ACS a 60°C, para las actividades de cada una de las dependencias universitaria.

3.5.1. Componentes Principales del Sistema ACS.

La instalación de un sistema ACS está constituida por los siguientes elementos fundamentales:

- **Colector Solar:** Los colectores o captadores son diseños y fabricados para diferentes rangos de temperaturas; captadores planos alcanzan temperaturas medias de entre 30 °C y 80 °C; y captadores de tubos de vacío superan fácilmente los 75°C hasta los 120°C.
- **Depósito de Acumulación (Tanque):** Recipiente vertical térmicamente aislado, que almacenará la masa de agua caliente para gestionar la demanda diferida durante el día.
- **Bomba de Circulación:** Bomba eléctrica que impulsa activamente el fluido caloportador a través de las tuberías del circuito del captador e intercambiador.
- **Controlador Diferencial Temperatura (MCE):** Control automático que gestiona el encendido y apagado de la bomba de circulación del fluido, comparando las lecturas temperatura en tiempo real del colector y del acumulador.
- **Sistema de Energía Auxiliar:** Caldera o calefón alimentado por gas GLP, configurado en serie para activarse automáticamente solo si el aporte solar térmico es insuficiente para alcanzar la temperatura de consigna al sistema ACS.

3.5.2. Descripción del Funcionamiento del Sistema.

El proceso operativo del sistema ACS se desarrolla de forma secuencial bajo las siguientes etapas:

- **Captación de Energía Solar:** Los colectores absorben la irradiancia disponible en la zona de Quito-Iñaquito, transfiriendo el calor sensible hacia el fluido circulante.
- **Calentamiento y Transporte:** A medida que el fluido (glicol) recorre los canales internos del colector, eleva su temperatura y es impulsada por la bomba a través del circuito cerrado hacia interacumulador haciendo la transferencia del calor hacia el fluido del circuito secundario.
- **Almacenamiento Térmico:** El agua caliente ingresa al tanque acumulador, donde mantendrá la conserva térmica para asegurar la disponibilidad inmediata del recurso en los horarios pico de uso.
- **Intervención del Sistema Auxiliar:** Cuando las condiciones climáticas o de alta nubosidad impiden alcanzar los 60°C del sistema ACS, solicita apoyo al calefón a GLP o eléctrico entrar en funcionamiento de manera instantánea, aportando exclusivamente el diferencial de temperatura faltante para salvaguardar la continuidad del suministro de agua caliente.

En conclusión, el sistema solar térmico SST estará diseñado para producir el 70% de la demanda de ACS, destinada para el uso en las actividades académicas de las dependencias universitaria y el restante de la demanda será cubierto por sistema auxiliar a GLP o electricidad.

3.6. Dimensionado de la Instalación del Sistema ACS para las dependencias de la UIDE.

El dimensionamiento de la instalación sistema ACS será para cada dependencia, pero para el caso de diseño y cálculos se realiza para la escuela de Gastronomía, para la demás dependencia se aplicará el mismo método de dimensionamiento y los resultados se presentarán en una tabla.

El diseño del emplazamiento del Sistema Solar Térmico (SST) para la escuela de Gastronomía aprovecha de forma estratégica la infraestructura arquitectónica del edificio mediante la segregación de dos zonas de implantación:

- **Campo de Captación:** Se selecciona el tejado inclinado, el cual cuenta con un área disponible de 110m^2 ($13\text{m} \times 8.5\text{m}$) que garantiza una óptima disposición geométrica al recurso solar y ausencia de sombreados durante las horas críticas de insolación en Quito.
- **Sala de Máquinas:** Se dispone de una terraza contigua de 76m^2 ($13\text{m} \times 8.5\text{m}$). Esta superficie al ser firme y resistente proporciona la rigidez estructural necesaria para soportar el peso del tanque acumulador (lleno de agua), facilitando además una interconexión hidráulica compacta con bajas pérdidas de carga, y también albergara la instalación de los componentes de sistema de ACS.

Figura 3.7.

Vista superior escuela de Gastronomía UIDE



Nota. Fuente. Google maps.

3.6.1. Superficie Total Instalada.

El sistema solar térmico fue dimensionado mediante el método **F-Chart**, considerando la demanda de agua caliente sanitaria generada en la escuela de gastronomía.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la hoja de cálculo, se seleccionó el colector solar:

- **Marca y modelo:** VIESSMANN VITOSOL S 2.5
- **Área útil del captador:** 2.16 m²
- **Número de captadores instalados:** 5

Por lo tanto, la superficie total de captación solar instalada es:

$$A_c = N_c * A_c$$

$$A_c = 5 * 2,50 \text{ m}^2 = 12,5 \text{ m}^2$$

Donde:

A_c : Area de captación

N_c : Número de captadores

A_c : Area del útil del captador.

Esta superficie de captación permite aprovechar la radiación solar disponible en la ciudad de Quito para la producción ACS en las instalaciones de la escuela de gastronomía.

Figura 3.8.

Datos Captador Solar y Acumulador

DATOS CAPTADOR SOLAR	
Ángulo Inclinación	
Personalizada...	
CAPTADOR	
Captador	Si
Comercial	
Marca y Modelo	VIESSMANN VITOSOL S 2.5
Su	2.500 m2
NÚMERO DE CAPTADORES	5
Sc	13 m2
Factor Ef. Optica	0.8280
Coef. Perd.	4.4410
Factor Ef. Optica	0.7551
Corregido	
Coef. Perd. Corregido	0.0042
ACUMULADOR	
Orientativo->	1,250 dm3
VOLUMEN SELECCIONADO	1,000 dm3
Relación V/Sc	80

Nota. Fuente. Tabla Excel F-Chart.

En la siguiente tabla se detalla el resultado de las superficies de cada dependencia.

Tabla 3.6.*Superficie total instalada en las dependencias de la UIDE.*

Dependencia	Superficie del captador(m ²)	Numero captador	Superficie total instalada (m ²)
Escuela de Gastronomía	2,50	5	12,50
Residencia Erasmus	2,50	10	25,00
Nuevas Residencias	2,50	15	37,50
Escuela de Deportes	2,50	20	50,00
Total, superficie:			125,00

*Nota. Elaboración propia.***3.6.2. Producción Energética del Sistema SST.**

A partir de los cálculos realizados mediante el método **F-Chart**, se estimó la producción energética anual del sistema solar térmico SST.

Los resultados obtenidos indican que:

- **Demanda energética anual:** 11 525.65 kWh/año.
- **Energía solar útil aportada por el sistema:** 8 026.03 kWh/año.
- **La producción solar unitaria estimada es:** 148.63 kWh por captador al año.

Estos valores muestran la cantidad de energía térmica que el sistema solar puede aportar para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria para la escuela de Gastronomía. En la siguiente tabla se detalla los resultados la producción energética del sistema solar térmico de cada dependencia.

Tabla 3.7*Producción energética de SST en las dependencias de la UIDE.*

Dependencia	Demanda energía anual (kWh/año)	Energía útil portado (kWh/año)
Escuela de Gastronomía	11.56,00	8.026,00
Residencia Erasmus	21.010,00	15.678,00
Nuevas Residencias	40.340,00	29.011,00
Escuela de Deportes	60.510,00	43.901,00
Total, producción útil		96.616, 00

Nota. Elaboración propia.

3.6.3. Instalación Térmica: Sala de Intercambiadores y Dimensionamiento del Acumulador.

Descripción de la instalación térmica.

El sistema propuesto corresponde a un sistema solar térmico SST de circulación forzada, destinado a la producción de agua caliente sanitaria (ACS).

El sistema está compuesto por los siguientes elementos principales:

- Colectores solares instalados en la cubierta del edificio.
- Un tanque acumulador ubicado en la azotea.
- Sistema de intercambiador.
- Sistema de circulación mediante bomba.
- Sistema auxiliar de calentamiento.

Los colectores solares captan la radiación solar y transfieren la energía calorífica al fluido caloportador que circula por circuito primario y posterior por medio del intercambiador el calor es cedido agua del circuito secundario, posteriormente, el agua calentada es almacenado en el tanque acumulador, y luego para su posterior utilización, el proceso de circulación del fluido es realizado por la bomba.

Sala de Intercambiadores.

La entrega de la energía térmica captada en el circuito primario hacia el fluido del circuito secundario se realiza en una estación de transferencia o intercambiador de calor para minimizar pérdidas de carga e inercia térmica. El intercambiador puede ir instalado de forma independiente cerca del acumulador, o instalado en el interior del acumulador constituyendo un interacumulador. (IDAE & ASIT, 2021).

Para nuestro emplazamiento se utilizará un intercambiador incluido en el propio acumulador, considerando que el sistema solar térmico tiene una superficie de captadores menor a 100 m² y volumen de almacenamiento que no supera los 3000 litros.

La implementación de intercambiador en el sistema de ACS presenta ventajas como:

- Tener una separación física absoluta entre el fluido caloportador del circuito primario y el fluido del circuito secundario que es el agua caliente sanitaria (ACS), mismo que elimina cualquier riesgo de contaminación cruzada y cumple estrictamente con las exigencias de inocuidad, según la norma NTE- INEN 2009.
- Su configuración constructiva con placas acero inoxidable (AISI 316) permite optimizar el gradiente térmico (ΔT) de transferencia, permitiendo una efectividad térmica nominal de operación establecido con un mínimo de 85 °C al disponer de instrumentos sensor y control (válvulas y transductores).

Dimensionamiento del acumulador.

La normativa NEC-HS-ER establece, que para evitar sobrecalentamientos en los fluidos y asegurar una correcta transferencia térmica, el volumen de acumulación por cada metro cuadrado de captación útil debe estar dentro de un rango específico (típicamente entre 50 y 100 L/m² para sistemas centralizados).

El volumen del tanque acumulador fue seleccionado a partir de los criterios de dimensionamiento establecidos para sistemas solares térmicos. De acuerdo con los resultados del cálculo en método F-Chart, el volumen del acumulador nos da 1000 litros.

La relación entre el volumen de almacenamiento y la superficie de captación determina la relación de acumulación:

$$r_{acum} = V_{acumulador} / A_c$$

$$r_{acum} = 1000 \text{ L} / 12.5 \text{ m}^2 = 80 \text{ L/m}^2$$

Donde:

r_{acum} : Relación de acumulación.

$V_{\text{acumulador}}$: Volumen del acumulador.

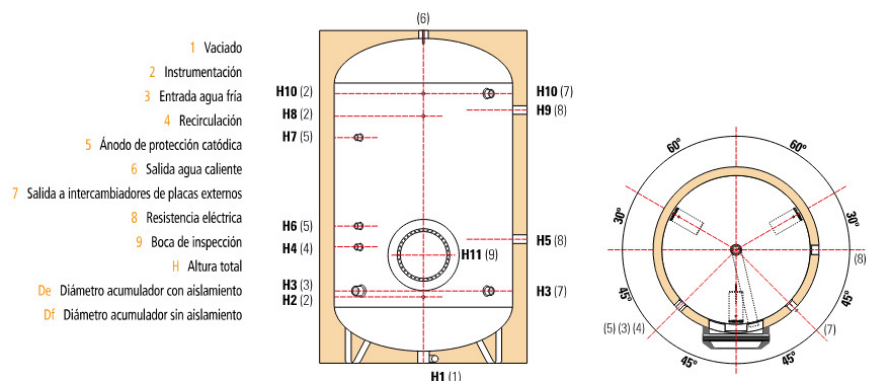
A_c : Area o superficie del captador.

Justificación técnica:

- El valor 80 L/m² se encuentra dentro del rango óptimo de diseño al estar cerca del límite superior (100 L/m²), esto garantiza una adecuada capacidad de almacenamiento de la energía térmica generada durante las horas de mayor radiación solar.
- El acumulador permite almacenar el agua caliente producida por los colectores y cubrir la demanda cuando la radiación solar es menor o durante periodos de consumo.

Figura 3.9.

Tanque acumulador vertical.



Nota. Fuente. Catalogo SUICALSA.

A continuación, se presenta una tabla de resultados de la relación de acumulación para los sistemas de ACS de cada dependencia.

Figura 3.8

Superficie total instalada y relación de acumulación para las dependencias de la UIDE.

Dependencia	Volumen de catador (dm ³)	Superficie total instalada (m ²)	Relación Acumulación (L/m ²)
Escuela de Gastronomía	1000,00	12,5	80
Residencia Erasmus	2500,00	25,0	100
Nuevas Residencias	4000,00	37,5	106
Escuela de Deportes	5000,00	50,0	100

Nota. Elaboración propia.

3.6.4. Grado de Cobertura de la Demanda y Fracción Solar (F).

El desempeño e impacto global del diseño del sistema solar térmico SST para la producción ACS para la escuela de Gastronomía se sintetiza a través del indicador de la Fracción Solar (F) siendo el 70% obtenido a través método **F-Chart**.

Esto demuestra que el 70% de la demanda energética anual requerida para la producción de ACS de los laboratorios de gastronomía de las demás dependencias es cubierta en su totalidad por energía solar térmica. El 30% de la demanda producido de manera controlada al sistema de energía auxiliar preexistente (calderas / calefones a GLP), el cual el sistema se activa en serie y de forma automática, únicamente en periodos de radiación insuficiente o picos de consumo extraordinarios.

3.7. Presupuesto de ejecución de la instalación global del sistema de ACS de la UIDE.

Para la elaboración del presupuesto de ejecución de la instalación del sistema ACS, se toma como principio la Inversión específica en **USD/m² instalado**, para nuestro caso de análisis se considera un costo de 500 USD /m² en colector tipo plano.

Con los datos de superficie de colectores determinado por el método F-Chart y el valor del costo del captador, se determinará del presupuesto referencia de partida solo de la instalación para cada dependencia, que se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 3.9
Costo de presupuesto referencial de instalación.

Lugar /Dependencia	Superficie Instalado m ²	Costo en USD / m ²	Costo Total. USD
Escuela de Gastronomía	13	500,00	6500,00
Residencia Erasmus	25	500,00	12500,00
Nuevas Residencias	38	500,00	19000,00
Escuela de Deportes	50	500,00	25000,00
TOTAL	126	2000,00	63000,00

Nota. Elaboración propia.

Determinado los costos referenciales de partida, y la caracterización del proyecto visible en los diagramas (plano P&D), se procederá al desarrollo del presupuesto detalle de todos los equipos y componentes a ser implementados en la instalación del sistema de ACS y por último se determina el presupuesto Global de implementación del proyecto.

3.7.1. Presupuesto Detallado de Instalación del Sistema ACS para cada dependencia.

Para caso demostrativo se realiza el presupuesto detallado para la Escuela de Gastronomía, su desarrollo se basa en deducir 6.500,00 USD en costes individuales equipos y componentes detallados en diagrama (plano P&D) del sistema ACS, que se encuentra ANEXO 1, obteniendo así una tabla detallada con la descripción, cantidades y costes de cada elemento.

Tabla 3.10

Costo Presupuesto detallado de la instalación de Escuela de Gastronomía.

EQUIPOS Y MATERIALES	CANTIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	COSTO UNITARIO USD	COSTO SUBTOTAL USD
CAPTADORES DE VIESSMANN VITOSOL S 2.5	5	U	150,00	750,00
TANQUES INTERACUMLADORES DE 1000 LITROS, CON TERMOMETROS	1	U	1000,00	1000,00
BOMBAS DE CENTRIFUGA	2	U	220,00	440,00
VALVULA DE APERTURA /CIERRE	12	U	12,00	144,00
VALVULA REGULADOR DE CAUDAL	1	U	50,00	50,00
VALVULA DE SEGURIDAD	1	U	30,00	30,00
VALVULA CHEK	2	U	20,00	40,00
VASO DE EXPANSIÓN CON VALVULA DE SEGURIDAD	1	U	120,00	120,00
VALVULA MEZCLADORA MOTORIZADA	1	U	220,00	220,00
MANOMETRO	1	U	60,00	60,00
FILTRO	1	U	100,00	100,00
SISTEMA DE CONTROL ELECTRICO (TABLERO)	1	U	596,00	596,00
EXTRUCTURA DE MONTAJE	35	MT	10,00	350,00
MANO DE OBRA INSTALACION Y PUESTA EN MARCHA	13	m ²	200,00	2600,00
COSTO ACS EN ESCUELA DE GASTRONOMIA				6.500,00

Nota. Elaboración propia.

La determinación del presupuesto detallado para Residencias Erasmus, Nuevas Residencias y Escuela de Deportes, su desarrollo fue en base diagrama del sistema ACS que se encuentra ANEXO 2, 3 y 4 respectivamente, obteniendo como resultado la Tabla de presupuesto detallado, que se muestran el ANEXO 5, 6 y 7.

3.7.2. Cálculo del Presupuesto Global de Ejecución del Proyecto del Sistema ACS.

Una vez obtenidos los datos de costes de presupuesto detallado tanto equipos y componentes que constituye cada implantación y así como de costes complementarios en este caso de permisos de ejecución por un valor de 1500,00 USD, procedemos con el cálculo Global de Implementación del sistema de ACS para las dependencias de la UIDE.

Tabla 3.11

Costo del presupuesto global de la ejecución del sistema ACS.

Lugar /Dependencia	Costo Total. USD
Escuela de Gastronomía	6500,00
Residencia Erasmus	12500,00
Nuevas Residencias	19000,00
Escuela de Deportes	25000,00
Costo de Permiso	1500,00
TOTAL	64500,00

Nota. Elaboración propia.

En resumen, teniendo en cuenta el costo 500,00 UDS /m² de captador instalado, el total presupuesto detallado de las dependencias de 6300,00 USD y el coste complementario de 1500,00 USD, nos da como resultado total 64.500,00 SUD siendo costo del Presupuesto Global de la ejecución del proyecto del sistema de ACS para la UIDE.

3.8. Cálculo del Ahorro Anual Obtenido en la UIDE.

Para evaluar la viabilidad financiera del proyecto unificado del sistema ACS en las dependencias de la UIDE, se cuantificó el beneficio económico derivado de la sustitución del Gas

Licuado de Petróleo (GLP) por la energía limpia aportada por los sistemas solares térmicos (SST). El presupuesto de inversión inicial económico (CAPEX unificado) para las cuatro dependencias asciende a 64.500,00 USD.

3.8.1. Determinación de la Masa de GLP Evitada

Considerando que la planta SST proyecta una producción energética neta global anual **96.616,00 kWh/año**, mediante la relación termodinámica se determina que, la Masa Anual de Combustible fósil usado (M_{GLP}) es igual a la Energía Solar Útil, sobre por al Poder Calorífico Inferior del gas (PCI_{GLP}) (valor estándar de ingeniería 1kg de gas libera la cantidad calorífica al quemar de aproximadamente **12.80kWh/kg**) por la eficiencia de calderas y calefón preexistente (la eficiencia media **80 %**):

$$M_{GLP} = \text{Energía solar útil} / PCI_{GLP} * n_{\text{caldera}}$$

$$M_{GLP} = 96.616 \text{ kWh/año} / 12,80 \text{ kWh/kg} * 0,8 = 9.435,16 \text{ kg GPL/año}$$

Asumiendo que el suministro del cilindro de GPL es de 15kg, el volumen físico de tanques evitados al año es:

$$\text{Cilindros de GLP evitados} = (9.435,16 \text{ kg/año}) / (15 \text{ kg/cilindro}) = \mathbf{629 \text{ cilindros/año}}$$

3.8.2. Evaluación del Impacto Económico y Escenarios de Sensibilidad.

Tomando como base el precio comercial sin subsidio en el Ecuador de 12,00 USD por cilindro GLP, se divide el costo monetario para la masa del contenido del gas, donde se obtiene costo por unidad de masa de gas (C_{masa}), dando 0,80 USD/kg.

Calculamos el costo del kilovatio-hora útil ($C_{\text{kWh-térmico}}$), se determina dividiendo el costo por masa de gas, entre la energía neta real aprovechable por kilogramo:

$$C_{\text{kWh-térmico}} = C_{\text{masa}} / (PCI_{GLP} * n_{\text{caldera}})$$

El costo del kilovatio-hora será **0,078 USD/kWh**, equivale a un costo energético neto útil.

La inversión total del sistema de energía solar térmica asciende a **64.500,00 USD**, incluyendo los costos de implementación en las diferentes áreas del proyecto y los costos asociados a permisos.

- **Escenario Base (Costo GLP Actual: \$0,078 USD/kWh):**

El ahorro económico bruto derivado de la producción de los 96.616 kWh/año se calcula directamente como:

$$\text{Ahorro Bruto} = 96.616,00 \text{ kWh/año} * 0,078 \text{ USD/kWh} = 7.548,13 \text{ USD/año}.$$

Tabla 3.12

Balance de Ahorro Energético Anual por dependencia en la UIDE

Lugar /Dependencia	Energía útil aportado (kWh/año)	Ahorro económico bruto (USD/año)
Escuela de Gastronomía	8.026,00	627
Residencia Erasmus	15.678,00	1510
Nuevas Residencias	29.011,00	1321
Escuela de Deportes	43.901,00	4.090,13
Total campo UIDE	96.616, 00	7.548,13

Nota. Elaboración propia.

Bajo este escenario, el proyecto ya demuestra viabilidad inmediata al desplazar **7.548,13 USD** anuales en facturación de combustible.

- **Determinación de Ahorro Neto Anual.**

Para determinar ahorro neto anual se deduce del ahorro económico bruto menos el costo operativo anual estipulado para los contratos de mantenimiento preventivo unificado del campus que corresponde a 500,00 USD/año para las cuatro de dependencias, estableciendo en resultado como flujo neto de caja para el proyecto.

El ahorro neto anual se obtiene aplicando la siguiente corrección matemática:

$$\text{Ahorro Neto} = \text{Ahorro Bruto} - \text{Mantenimiento}$$

$$\text{Ahorro Neto} = 7.548,1 \text{ USD/año} - 500,00 \text{ USD/año} = 7.048,13 \text{ USD/año.}$$

En conclusión, el ahorro económico anual que obtendrá la UIDE es **7.048,13 USD**, equivalente al flujo de caja neta.

3.9. Cálculo del Tiempo de Retorno Simple de la Inversión.

Para determinar el Tiempo de Retorno Simple TRS se define como el cociente entre el gasto de capital inicial (CAPEX) y el flujo neto de caja obtenido:

$$\text{TRS} = \text{Inversión Total} / \text{Ahorro Neto Anual}$$

$$\text{TRS} = 64.500,00 \text{ USD} / 7.048,13 \text{ USD/año} = \mathbf{9,15 \text{ años}}$$

Resultados finales:

- **Ahorro Energético Global:** La implementación de la tecnología de colectores de placa plana en las dependencias UIDE desplaza de manera efectiva un total de 96.616,00 kWh/año de energía térmica fósil, evitando la quema y manipulación de 629 cilindros GLP anuales.
- **Ahorro Económico Neto:** El beneficio financiero bruto generado por la planta solar es de 7.548,13USD/año. Tras incorporar el fondo de mantenimiento preventivo de 500,00 USD, la universidad percibiría un ahorro neto constante de 7.048,13 USD/año.
- **Periodo de Amortización:** Frente a una inversión inicial elegible de 64.500,00 USD, el tiempo de recuperación simple de la inversión se establece en 9,15 años. Considerando que la vida útil de los captadores de placa (Viessmann Vitosol) supera los 20 años de servicio, el proyecto se ratifica como técnica, ambiental y económicamente viable para la UIDE

bajo el esquema de precios actuales sin subsidio.

3.10. Realización de un Esquema de Principio Detallado Para Cada Edificio.

Para la representación técnica de las soluciones adoptadas en las cuatro dependencias de la UIDE (Escuela de Gastronomía, Residencia Erasmus, Nuevas Residencias y Escuela de Deportes), se han elaborado esquemas de principio detallados utilizando el software especializado EdrawMax.

Debido a su nivel de detalle técnico y extensión, los diagramas completos generados en EdrawMax se han incluido de forma íntegra en el Apartado de Anexos 1, 2, 3 y 4 de este documento para su consulta detallada.

4. CAPITULO 4: GESTIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA, CON CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD, DE LA INSTALACIÓN DE SOLAR FOTOVOLTAICA Y SOLAR TÉRMICA EN LAS INSTALACIONES DE LA UIDE EN QUITO

La presente memoria de cálculo tiene como objetivo detallar la estimación de la inversión necesaria para la implementación de un sistema de energía solar térmica, considerando dos esquemas de ejecución del proyecto: el modelo EPC (Engineering, Procurement and Construction) y el modelo NO EPC (gestión por partes).

El análisis económico se centra en la determinación del CAPEX (Capital Expenditure), desglosado en costes directos e indirectos, así como en la incorporación de costes adicionales como seguros, permitiendo obtener la inversión total del proyecto en cada escenario.

El modelo EPC contempla la contratación de un único proveedor responsable del diseño, suministro y construcción del sistema, lo que simplifica la gestión del proyecto y reduce los riesgos técnicos, aunque generalmente implica un mayor costo debido al margen del contratista.

Por otro lado, el modelo NO EPC considera la ejecución del proyecto mediante la contratación independiente de suministros, equipos y servicios, lo que permite un mayor control sobre los costes y una posible optimización económica, a costa de una mayor complejidad en la gestión y coordinación de las actividades.

A través de esta memoria, se busca comparar ambos enfoques desde el punto de vista económico, proporcionando una base técnica sólida para la toma de decisiones en la implementación del sistema solar térmico.

4.1. Memoria descriptiva sistema solar fotovoltaico

Proyecto Fotovoltaico (PV) de SGDA para el Auditorio de IUDE.

Sistema de Generación Distribuida para Autogeneración SGDA, comprende las siguientes características:

- a.- Tipo de sistema ON-GRID en sistema trifásico
- b.- Potencia Total instalada 148 kW, y Módulos FV 252, distribuida en tres superficies
 - Superficie 1, potencia instalado 55 kW, 93 módulos FV.
 - Superficie 2, potencia instalado 60 kW, 102 módulos FV.
 - Superficie 3, potencia instalado 33 kW, 57 módulos FV.
- c.- Total superficie 649 m².

4.1.1. Contrato EPC

INGRESOS

Tomando como referencia valores publicados por la CENEL EP, con datos para el año 2026, tenemos referencias que el valor es de \$ 0.10 por cada kWh. De la categoría general bajo voltaje sin demanda comercial tenemos:

$$\text{Ingresos} = \text{Prod electrica} * \text{Precio del kWh}$$

$$\text{Ingresos} = 191\,186,60 \text{ kWh/año} * \$0.10$$

$$\text{Ingresos} = \$19\,118,8$$

CAPEX (Sin Seguro)

En este apartado El CAPEX total se divide en dos secciones costes directos cuenta con un contrato EPC con un valor de \$ 179 315, 30 y los Costes indirectos \$ 17930,46.

Tabla 4.1.
Desglose de costes directos e indirectos EPC

CAPEX (sin seguro)		\$	197.245,76
Costes Directos		\$	179.315,30
Contrato EPC		\$	179.315,30
Costes Indirectos		\$	17.930,46
Dirección Facultativa (Fiscalización)		\$	8.965,00
Seguridad y salud, calidad y medio ambiente		\$	3.586,00
Imprevistos	3%	\$	5.379,46
SEGUROS		\$	1.972,46
Seguro Todo Riesgo Construcción	1,0%	\$	1.972,46
DEVEX+CAPEX TOTAL		\$	204.597,68
Inversión Total - EPC		\$	204.597,68

Nota. Fuente elaboración propia.

Los imprevistos equivalen al 3% de los costes directos.

Al sumar los costes directos e indirectos obtenemos el valor del CAPEX (Sin seguros)

$$\text{Costes directos} + \text{Costes indirectos} = \$ 197\,245,76$$

Los seguros de Todo Riesgo Construcción representan el 1% del CAPEX.

$$\text{Seguros} = \$ 1\,972,46$$

El Proyecto no cuenta con ayudas, subsidios ni incentivos fiscales, por lo tanto.

Finalmente se calcula el total del DEVEX + CAPEX TOTAL

$$INVERSION\ TOTAL\ EPC = DEVEX + CAPEX + SEGUROS$$

$$INVERSION\ TOTAL\ EPC = \$\ 204\ 597,68$$

GASTOS (OPEX)

Tabla 4.2.

Desglose de gastos.

<u>GASTOS</u>		
Repuestos	\$	1.200,00
Operación y Mantenimiento de contratas	\$	2.500,00
Mejoras de planta por actualización normativa	\$	-
Inspecciones regulatorias	\$	-
Personal O&M	\$	1.200,00
Imprevistos	5% \$	245,00
Gestión de la sociedad	\$	-
Alquiler de terrenos	\$	-
TOTAL, GASTOS		\$ 5.145,00

Nota. Fuente elaboración propia.

Es importante recalcar que, los imprevistos equivalen al 5% de la suma del resto de gastos, es decir:

$$Imprevistos = 0.05 * (Repuestos + Op y Mant de contratas + Personal O\&M)$$

$$Imprevistos = 0.05 * (\$1\ 200,00 + \$2\ 500,00 + \$1\ 200,00)$$

Al sumar todas estas cantidades obtenemos:

$$GASTOS\ OPEX = \$\ 5\ 145,00$$

Otro valor importante para considerar es el Seguro Todo Riesgo Material, que nos da a partir del 1% de los GASTOS OPEX.

$$Seguro\ Todo\ Riesgo\ Material = \$\ 5\ 145,00 * 0.01$$

$$Seguro\ Todo\ Riesgo\ Material = \$\ 257,25$$

Al sumar los GASTOS OPEX con el Seguro Todo Riesgo Material obtenemos:

$$OPEX\ TOTAL = \$ 5\ 145,00 + \$ 257,25$$

$$OPEX\ TOTAL = \$ 5\ 402,45$$

4.1.2. Contrato NO EPC

CAPEX (Sin seguros)

Este ítem se divide en dos secciones lo que se refiere a costes directos e indirectos detallados a continuación.

Tabla 4.3.

Desglose de costes directos NO EPC.

<u>COSTES DIRECTOS</u>		
Modulos FV 585Wtts	\$	30.240,00
Inversores 30-40-50 kW	\$	26.500,00
Medidor	\$	6.600,00
Cableado concentrico 10*2 AWG	\$	3.528,00
Protecciones e Interruptor	\$	10.442,00
Puesta a tierra	\$	2.600,00
Monitoreo Scada	\$	4.200,00
Estructura y soportes	\$	8.568,00
Conexión a red eléctrica	\$	3.000,00
Mano de obra instalación y puesta en marcha	\$	37.000,00
TOTAL, COSTES DIRECTOS		\$ 132.678,00

Nota. Fuente elaboración propia.

Tabla 4.4.

Desglose de costes indirectos NO EPC

<u>COSTES INDIRECTOS</u>		
Ingeniería detalle	\$	5.347,12
Dirección Facultativa (Fiscalización)	\$	6.634,00
Equipos auxiliares	\$	2.000,00
Seguridad y salud, calidad y medio ambiente	\$	2.653,50
Imprevistos	5% \$	6.634,00
TOTAL, COSTES INDIRECTOS		\$ 23.268,62

Nota. Fuente elaboración propia.

Se debe recalcar que los imprevistos, equivales al 5% de los Costes directos.

Al sumar los costes directos e indirectos obtenemos el valor del CAPEX (Sin seguros)

$$\text{Costes directos} + \text{Costes indirectos} = \$ 155.976,00,00$$

Los seguros de Todo Riesgo Construcción representan el 1% del CAPEX.

$$\text{Seguros} = \$ 155.976 * 0.01$$

$$\text{Seguros} = \$ 1559.47$$

El Proyecto no cuenta con ayudas, subsidios ni incentivos fiscales, por lo tanto, la inversión total es DEVEEX + CAPEX TOTAL

$$\text{INVERSION TOTAL NO EPC} = \text{DEVEEX} + \text{CAPEX} + \text{SEGUROS}$$

$$\text{INVERSION TOTAL NO EPC} = \$0 + \$ 155.976 + \$ 1559,47$$

$$\text{INVERSION TOTAL NO EPC} = \$ 161.468,43$$

HIPÓTESIS DE PARTIDA DEL PROYECTO

Para el cálculo de esta sección en el fichero, se toman en consideración los siguientes ítems.

Tabla 4.5.

Factores para considerar en hipótesis del proyecto

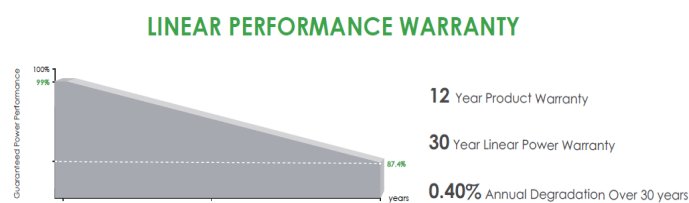
Tipo de Construcción	NO EPC
Degradación de la planta	0,40%
Disponibilidad de la planta	100,00%
Tasa actualización Venta energía eléctrica	2.5%
Tasa actualización Venta energía térmica	0,00%
Tasa actualización OPEX (excepto personal)	1,5%
Tasa actualización Personal (inflación)	2,00%

Nota. Fuente elaboración propia.

Se ha tomado en consideración una tipo de construcción NO EPC. No obstante, el porcentaje de degradación de la planta es un dato tomado de la ficha técnica del panel, como se muestra a continuación.

Figura 4.1.

Garantía de rendimiento lineal.



Nota. Ilustración de Datos del panel a utilizar.

Según la Renewable Energy Fundation, La tasa de actualización no es fija ni automática en un porcentaje anual determinado por la ley más bien se basa en los costos marinales de generación del sistema electrio nacional nacional estos datos determinados por el ARCONEL, en lo pactado en los contratos PPAs especificos a largos plazo.

Para una planta fotovoltaica de 148 kW la tasa de actualización suele situarse entre el 2 y 3% anual.

Según jessel auditores eh la tasa sugerida del 25 al 3% anual se justifica basándose en el salario básico unificado SBU para 2026, ya qué se fijó que este salario es de 482 USD lo que representa un incremento del 2.55% respecto al año anterior de esta manera este valor es un referente obligatorio para el cálculo de costos laborales en el sector privado.

Esta tasa puede ser utilizada para proyectar el aumento de los costes de mantenimiento, limpieza, seguros y monitoreo a lo largo de la vida útil del proyecto que usualmente son entre 25 a 30 años ajustándose principalmente por la inflación. La amortización en este tipo de instalaciones es de 30 años.

ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN

Según el Servicio de Rentas Internas, los proyectos fotovoltaicos en Ecuador disfrutan de incentivos clave que incluyen tarifas de 0% de IVA en equipos exoneración de aranceles y deducción adicional del 100% en la depreciación de maquinaria para el impuesto a la renta la tasa general del impuesto a la renta suele ser del 25%, pero puede reducirse en nuevas inversiones ya que pueden obtener exoneraciones de hasta 12 años.

En cuanto a los préstamos en Ecuador los intereses para préstamos de proyectos fotovoltaicos son denominados créditos verdes y suelen ser más bajos que los tradicionales con tasas que rondan entre el 11 y el 14% anual en instituciones como Ban Ecuador, Ofrecen tasas pyme del 11.86% y microcréditos al 14% a Menudo con períodos de gracia de 6 meses.

Los plazos para los créditos verdes e infraestructura suelen ofrecer plazos de extensos llegando a algunos casos hasta 20 años y están vinculados a créditos hipotecarios.

Tabla 4.6.
Calculo del WACC

Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (α_d)	70,0%
Interés del préstamo (C_d)	8,0%
Tipo Impositivo (t)	25,0%
Plazo del préstamo (años)	15,00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	30,0%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	9,0%
WACC	6,9%

Nota. Fuente. Elaboración propia.

La Inversión propia, que en este caso es el 30%, debe tener un costo mayor que la deuda, ya que se asume un riesgo mayor. La rentabilidad exigida para el capital propio debe estar entre el 15 y 20%.

Dicho esto, el WAAC se calcula de la siguiente forma.

$$WACC = a_c * c_d * (1 - t) + (1 - a_d) * c_p$$

$$WACC = 0.7 * 0.08 * (1 - 0.25) + (1 - 0.70) * 0.9$$

$$WACC = 6.9\%$$

4.1.3 Cuenta de resultados

En esta sección del fichero encontramos diferentes apartados como son:

INGRESOS (REVENUES)

Inicialmente se toman datos de apartados anteriores, como son:

- Venta de electricidad de la red
- Producción electricidad
- Precio de venta del kWh eléctrico
- Ingresos por venta de electricidad

Para el cálculo de los ingresos se toma en consideración que en el año 0 se realiza la promoción y en el año 1 y así consecutivamente hasta el periodo acordado.

Por este efeto, en este año no se obtienen valores de ingresos.

Para el cálculo de estos parámetros tenemos en el año 2:

$$Prod\ elect\ 2 = Producción\ ini * (1 - Degradación)^{(N\ año - 2)}(Disponibilidad)$$

$$Prod\ elect\ 2 = 191187\ kWh/año * (1 - 0.4)^{(2 - 2)}(1)$$

OPEX

Inicialmente se toman datos de apartados anteriores, y tomamos como referencia valores publicados por la CENEL EP en el pliego tarifario, para el año 2026, tenemos referencias que el valor es de \$ 0.10 por cada kWh.

Tabla 4.7.
Desglose de ingresos y gastos.

INGRESOS		\$	19.118,66
Producción eléctrica	kWh/año	\$	191.186,60
Precio de venta del kWh eléctrico	\$/kWh	\$	0,10
GASTOS (OPEX)		\$	5.145,00
Repuestos		\$	1.200,00
Operación y Mantenimiento de contratas		\$	2.500,00
Mejoras de planta por actualización normativa		\$	-
Inspecciones regulatorias		\$	-
Personal O&M		\$	1.200,00
Imprevistos	5%	\$	245,00
Gestión de la sociedad		\$	-
Alquiler de terrenos		\$	-
Seguro Todo Riesgo Material	0,5%	\$	257,25
Seguro Responsabilidad Civil	0,1%	\$	-
OPEX TOTAL		\$	5.402,25

Nota. Fuente. Elaboración propia.

Como anteriormente tomaremos como ejemplo el año 2 para el cálculo de los gastos anuales aplicando los porcentajes de tasas proyectadas.

Para cada uno de los gastos se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{Gasto} = \text{Gasto inicial} (1 + \text{Tasa proyectada})^N (\text{N año})$$

Aplicando esta fórmula en cada gasto obtenemos los resultados para el año 2 como se muestra en la tabla:

Los costes operacionales es la suma de cada gasto ya calculado:

$$\text{Costes Operacionales} = \$ 5577,74$$

EBITDA - BENEFICIO ANTES DE INTERESES IMPUESTOS Y DEPRECIACIÓN

Se calcula de la siguiente manera=

$$Ebdita = Ingresos - gastos$$

En el caso del año 2 tenemos.

$$Ebdita 2 = \$20086,64 - \$ 5577,54$$

$$Ebdita 2 = \$ 14508,80$$

AMORTIZACIÓN

Se toma el dato de la inversión total y se divide para los 30 años considerados:

Se obtiene un valor de \$ 5390,90 para todos los años

COSTES DE CAPITAL

Para el cálculo del Préstamo – Principal pdte de pago:

$$\text{Préstamo pdte pago} = \text{Inversión total} * 0.70$$

$$\text{Préstamo pdte pago} = \$113208,87$$

Para el cálculo de las cuotas del préstamo:

$$\text{Amortiz del principal} = \$113208,87 / 15 \text{ años}$$

$$\text{Amortiz del principal} = \$ 7547,26$$

Para el cálculo del interés del préstamo:

$$\text{Interés} = 8\% * \text{Principal pdt pago}$$

$$\text{Interés} = 8\% * \$113208,87$$

$$\text{Interés} = \$ 9056,71$$

Para el beneficio antes de impuestos:

$$\text{Benf antes de imp} = \text{ebdita} - \text{amort} - \text{interes}$$

$$\text{Benf antes de imp} = \$ 14508,80 - \$ 5390,90 - \$ 9056,71$$

$$\text{Benf antes de imp} = \$ 61,19$$

El valor de los impuestos se tiene al multiplicar los beneficios por el 25% y queda en \$ 15,30.

$$\text{BENEFICIOS ANTES DE IMPUESTOS} = \$ 61,19 - \$ 15,39 = \$ 45,89$$

$$\text{FLUJO DE CAJA} = \text{Ebdita-Amortizz Principal -Interés- Impuestos} = \$ -2110,47$$

Al obtener los flujos de caja podemos proceder con el cálculo del TIR Y VAN del proyecto, si tomamos en consideración que el Wacc es de 6,90%.

Tabla 4.8.
Cálculo del TIR y VAN

DESCRIPCIÓN	UNIDADES
TIR PROYECTO (30 años)	8,37%
VAN	\$ 26.207,46
TIR EQUITY (30 años)	9,81%
VAN EQUITY	\$ 6.863,77

Nota. Fuente. Elaboración propia.

El último periodo negativo será el 11, Payback de 11.83 años

Así y con estos datos se llega al cálculo de los Costes de producción y venta de energía:

Tabla 4.9.
Cálculo del LCOE y LROE.

DESCRIPCION	UNIDADES
LCOE (\$/MWh) - 30 años	105,8331
LROE (\$/MWh) - 30 años	135,6314
LROE - LCOE (\$/MWh) - 30 años	29,7982

Nota. Fuente. Elaboración propia.

Se observan que los resultados obtenidos son la representación de un proyecto viable ya que:

$$TIR > WACC$$

$$LROE > LCOE$$

4.1.4 Interpretación técnica de los resultados financieros y económicos con una inversión propia de 100% del sistema fotovoltaico

La evaluación financiera del sistema fotovoltaico fue desarrollada considerando un horizonte de análisis de 30 años, incorporando parámetros asociados a la producción energética, degradación de los módulos, costos de inversión (CAPEX), costos de operación y mantenimiento (OPEX), así como variables financieras relacionadas con el costo del capital.

Los resultados obtenidos muestran una Tasa Interna de Retorno (TIR del proyecto) de 8,36%, indicador que representa la rentabilidad promedio anual esperada del sistema durante su vida útil. Este valor evidencia que el proyecto posee capacidad de generar beneficios económicos mediante la comercialización de energía eléctrica a la red.

Asimismo, el proyecto presenta un Valor Actual Neto (VAN) de \$5.782,46, resultado positivo que confirma la viabilidad económica del sistema fotovoltaico. Un VAN positivo indica que los ingresos generados durante el horizonte de evaluación superan los costos asociados a la inversión y operación del proyecto, generando beneficios económicos adicionales.

De igual manera, la TIR Equity obtenida corresponde a 8,36%, mientras que el VAN Equity alcanza un valor de \$5.782,46. Estos indicadores muestran que la inversión realizada con fondos propios presenta recuperación financiera y rentabilidad favorable para el inversionista.

En cuanto al periodo de recuperación de la inversión, el análisis determinó un Payback de 11,83 años, lo que significa que el proyecto recupera la inversión inicial aproximadamente al finalizar el año 12 de operación. Posteriormente, los ingresos generados corresponden a beneficios netos para el sistema.

Por otra parte, el análisis económico del costo de generación energética presenta un LCOE (Levelized Cost of Energy) de 113,2502 USD/MWh, indicador que representa el costo promedio nivelado de generación eléctrica durante los 30 años de operación, considerando la inversión inicial, degradación del sistema, costos operativos y tasa de descuento financiera.

De forma complementaria, el proyecto presenta un LROE (Levelized Revenue of Energy) de 133,4894 USD/MWh, valor que representa el ingreso promedio generado por cada megavatio-hora producido y comercializado.

La diferencia entre ambos indicadores es:

$$LROE - LCOE = 133.4894 - 113.2502 = 20.2392 \text{ USD/MWh}$$

obteniéndose un resultado positivo de 20,2392 USD/MWh, lo que evidencia que los ingresos obtenidos por la venta de energía eléctrica superan los costos nivelados de generación. Este comportamiento confirma que el sistema fotovoltaico presenta viabilidad económica y capacidad de generar rentabilidad durante su vida útil.

En conclusión, los indicadores financieros y económicos obtenidos demuestran que el proyecto fotovoltaico analizado es económicamente viable, ya que presenta valores positivos de

VAN y VAN Equity, una TIR favorable y una relación positiva entre ingresos y costos de generación energética.

Tabla 4.10.

Comparativa de Rentabilidad (TIR) para el proyecto Fotovoltaico (FV).

Modalidad de Financiamiento	TIR del Proyecto (30 años)	TIR del Equity (Inversionista)	Beneficio del socio VAN (Equity)	¿Existe Apalancamiento?
70% / 30%	8,36%	9,78%	6.685,81 \$	Sí (Positivo): La deuda incrementa la rentabilidad de tus fondos propios.
100% Propio	8,36%	8,36%	5.782,46 \$	No: Al no haber crédito, el rendimiento del inversor es igual al del activo.

Nota. Fuente. Elaboración propia.

Para el proyecto Fotovoltaico el TIR Equity el mejor rendimiento con ganancia extra ($8.36 - 8.0 = 0.36\%$), presenta al hacer con un apalancamiento financiero de 70 /30 %, haciendo que el VAN Equity sea 6.685,81 \$ luego de pagar toda la deuda al banco y la amortización de los 30 años del proyecto. La modalidad 100% de financiamiento propio, para este caso no resulta ser rentable ya VAN Equity refleja menor 5.782,46 \$ costo de ganancia liquida en referencia a financiamiento 70/30%, esto se debe a que el mayor pago de ingreso se descuenta de la amortización de la inversión del proyecto e impuestos.

4.2. Memoria descriptiva sistema solar térmico

Proyecto de Solar Térmico (ST): Sistema de ACS para abastecer agua caliente en cuatro dependencias de la UIDE de Quito:

- Escuela de Gastronomía, con una potencia instalada de 10kWp, con 5 módulos captadores de 2,07 kWp, y 1 Interacumlador de 1000 lt

- Residencia Erasmus, con una potencia instalada de 20 kWp, con 10 módulos captadores de 2,07 kWp, y con 3 Interacumulador de 1000 lt
- Nuevas Residencia, con una potencia instalada de 37 kWp, con 15 módulos captadores de 2,07 kWp, y 4 Interacumulador de 1000 lt
- Escuela de Deportes, con una potencia instalada de 57 kWp, con 20 módulos captadores de 2,07 kWp, y 2 Interacumulador de 2500lt

Potencia total instalada 124 kWp.

4.2.1 Caso EPC

En este modelo, un contratista único ejecuta toda la obra.

CAPEX (sin seguro)

El CAPEX total será mayor que cuando se ejecuta la construcción de forma directa.

Tabla 4.11.

Costes directos e indirectos caso NO EPC.

CAPEX (sin seguro)		\$	109.453,10
Costes Directos		\$	94.770,00
Contrato EPC		\$	94.770,00
Costes Indirectos		\$	14.683,10
Dirección Facultativa (Fiscalización)		\$	7.440,00
Seguridad y salud, calidad y medio ambiente		\$	4.400,00
Imprevistos	3%	\$	2.843,10
SEGUROS		\$	2.110,83
Seguro Todo Riesgo Construcción	1,0%	\$	2.110,83
DEVEX+CAPEX TOTAL		\$	114.407,03
Inversión Total - EPC		\$	114.407,03

Nota. Fuente. Elaboración propia.

En este caso EPC Los costes directos = Contrato EPC

Los Imprevistos se calcularon considerando el 3% de costes directos

CAPEX total (sin seguros)

CAPEX = Directos + Indirectos

CAPEX = 94770 + 14683.10 = \$ 109.843.10

Seguro de construcción (1% del CAPEX), \$ 2110.83

El DEVEX se calcularon considerando el 3% de costes directos que es de 2.843.10

"Inversión Total EPC" = 114407.03

4.2.2 Caso NO EPC (Gestión por partes)

Aquí el proyecto se ejecuta por paquetes (más control, más detalle).

Tabla 4.12.

Costes directos e indirectos caso NO EPC.

<u>Costes Directos</u>	\$	63.000,00
CAPTADORES DE VIESSMANN VITOSOL S 2.5	\$	7.500,00
TANQUES INTERACUMLADORES DE 1000 Y 2500 LITROS, CON TERMOMETROS	\$	12.000,00
BOMBAS DE CENTRIFUGA	\$	1.980,00
VALVULA DE APERTURA /CIERRE, REGULADORAS, SEGURIDAD, CHEK, MEZCLADORA, Y VASO DE EXPANSION..	\$	8.453,00
MANOMETRO	\$	308,00
FILTRO	\$	652,00
SISTEMA DE CONTROL ELECTRICO (TABLERO)	\$	3.857,00
EXTRUCTURA DE MONTAJE	\$	3.050,00
MANO DE OBRA INSTALACION Y PUESTA EN MARCHA	\$	25.200,00
<u>Costes Indirectos</u>	\$	20.944,00
Ingeniería detalle	\$	4.464,00
Dirección Facultativa (Fiscalización)	\$	7.440,00
Equipos auxiliares	\$	4.000,00
Seguridad y salud, calidad y medio ambiente	\$	1.890,00
Imprevistos	5% \$	3.150,00

Nota. Fuente. Elaboración propia.

Para los imprevisto se considera el 5% de los costes directos

$$\text{"CAPEX"} = \text{"Directos"} + \text{"Indirectos"}$$

$$\text{CAPEX} = \$83.944.00$$

$$\text{Seguro (1\% de los costes directos, \$ 630.00)}$$

$$\text{Inversión total NO EPC, \$ 86.464,00}$$

INGRESOS OPEX

Para el sistema solar térmico tenemos la producción térmica de \$ 96.616.26 kWh/año y el precio de la venta del kWh eléctrico es de \$0.10 kWh

Tomando como referencia valores publicados por la CENEL EP en el pliego tarifario, para el año 2026, tenemos referencias que el valor es de \$ 0.10 por cada kWh.

Se obtiene el total de ingresos:

$$\text{Ingresos} = \text{Producción(kWh)} * \text{precio de venta}(\$/\text{kWh})$$

$$\text{Ingresos} = 96616.26 \text{ (kWh)} * 0.10(\$/\text{kWh})$$

$$\text{Ingresos} = 9661.626 (\$)$$

Tabla 4.13.
Desglose de gastos.

GASTOS (OPEX)		\$	3.360,00
Repuestos		\$	500,00
Operación y Mantenimiento de contratas		\$	1.500,00
Mejoras de planta por actualización normativa		\$	-
Inspecciones regulatorias		\$	-
Personal O&M		\$	1.200,00
Imprevistos	5%	\$	160,00
Gestión de la sociedad		\$	-
Alquiler de terrenos		\$	-

Nota. Fuente. Elaboración propia.

Consideramos los repuestos si en caso algún accesorio tendría que ser reemplazado, la parte operación y mantenimiento de contratas esta sera realizado cada tres meses por un día quienes realizaran el mantenimiento general, no se considera las mejoras de planta por actualización normativa por que se considere que al iniciar la instalación va incluido toda la normativa aprobada, las inspecciones regulatorias vendrían dado ya por la UIDE, el personal de O&M está considerado un porcentaje de un operador que será parte del mantenimiento de la UIDE.

Los imprevistos equivalen al 5% de la suma del resto de gastos.

Al sumar todas estas cantidades obtenemos: 3360.00 \$

Otro valor importante por considerar es el Seguro Todo Riesgo Material, que nos da a partir del 0.5% de los GASTOS OPEX: $3360.00 \times 0.05 = 168$ \$.

Al sumar los GASTOS OPEX más el Seguro Todo Riesgo Material obtenemos: 3528.00\$

4.2.3 Cálculos del TIR y el VAN 70% proyect finance + 30% fondos propios, proyecto solar térmico

El proyecto consiste en la implementación de un sistema de generación de energía renovable con una vida útil operativa de 30 años. Para este análisis, se considera que el promotor asume la totalidad de la inversión inicial sin recurrir a financiación externa, eliminando así los costes financieros derivados de intereses bancarios, pero asumiendo el coste de oportunidad total del capital, donde se presenta el siguiente cuadro de resumen con los siguientes parámetros:

Periodo de estudio: 30 años.

Tasa de Descuento (WACC): 6,90%. Esta tasa se utiliza como la rentabilidad mínima exigida por el inversor.

Inversión Inicial (CAPEX): 86.464,00 \$, desembolsados íntegramente en el Año 0.

Basado en las proyecciones de flujo de caja y la producción energética estimada, los indicadores de rentabilidad obtenidos se encuentran descritos en la Tabla 8.x

Tabla 4.14.

Indicadores de rentabilidad

Indicador Financiero	Valor	Interpretación
VAN (Valor Actual Neto)	13.218,98 \$	Representa la rentabilidad real anual del proyecto. Al ser TIR > WACC , el proyecto es financieramente rentable.
TIR (Tasa Interna de Retorno)	8,20%	Representa la rentabilidad real anual del proyecto. Al ser TIR > WACC , el proyecto es financieramente rentable.
Payback (Retorno Simple)	12,58 años	Tiempo necesario para recuperar la inversión inicial de 86.464 \$ mediante los flujos de caja operativos.

Nota. Fuente. Elaboración propia.

Cuando el proyecto es financiado con el 70% y el 30% es fondos propios, el valor actualizado neto resultante del sistema solar térmico con EBITDA es de \$ 86464,0.

La tasa interna de retorno de 8.20%; mientras que con inversión EQUITY la tasa interna de retorno de 9.31%.

Tabla 4.15.

Cálculo del TIR y VAN.

DESCRIPCION	UNIDADES
TIR PROYECTO (30 años)	8,20%
VAN	\$ 13.218,98
TIR EQUITY (30 años)	9,31%
VAN EQUITY	\$ 1.590,09

Nota. Fuente. Elaboración propia.

LCOE y LROE

El cálculo del LCOE permite conocer el coste real de cada MWh generado, considerando tanto la inversión inicial como los gastos de operación y mantenimiento (OPEX) proyectados a 30 años:

El LCOE y LROE de sistema solar térmico tenemos financiamiento 70% de crédito con una entidad bancaria y el 30% con fondos propios tenemos lo siguiente:

El LCOE de 116.3629 \$/MWh generado es el coste promedio de generación por considerando inversión y gastos de 30 años, y el LROE ingreso nivelado es de 145,8131 \$/MWh es el Ingreso promedio real esperado por cada MWh generado durante la vida útil.

Resultando el LROE-LCOE de 29.4503 \$/MWh que es el beneficio neto nivelado por unidad de energía; indica un sólido margen de seguridad operativa.

Tabla 4.16.
Cálculo del LCOE y LROE.

DESCRIPCIÓN	UNIDADES
LCOE (\$/MWh) - 30 años	116,3629
LROE (\$/MWh) - 30 años	145,8131
LROE - LCOE (\$/MWh) - 30 años	29,4503

Nota. Fuente. Elaboración propia.

Viabilidad: El proyecto es altamente viable, ya que tanto el VAN como la TIR superan los umbrales de coste de capital establecidos.

Estructura de Caja: Se observa un flujo de caja acumulado negativo para los fondos propios en los primeros 5 años debido al servicio de la deuda, tornándose positivo y creciente a partir del Año 6 (199,09 \$).

Degradación: Los cálculos integran una tasa de degradación técnica, lo que explica la reducción de ingresos brutos anuales conforme avanza la vida útil del activo.

4.2.4 Interpretación técnica de los resultados financieros y económicos con una inversión propia de 100% del proyecto solar termico

La evaluación económica y financiera del sistema solar térmico fue desarrollada considerando un horizonte de análisis de 30 años, incorporando variables de producción energética,

degradación de los módulos fotovoltaicos, costos de inversión (CAPEX), costos operativos (OPEX) y parámetros financieros asociados al proyecto.

Los resultados obtenidos muestran una Tasa Interna de Retorno (TIR del proyecto) de 8,20%, valor que representa la rentabilidad promedio anual esperada del sistema solar térmico durante su vida útil. Este indicador evidencia que el proyecto posee capacidad de generación de beneficios económicos a largo plazo mediante la venta de energía eléctrica a la red.

De igual manera, el análisis financiero presenta un Valor Actual Neto (VAN) de \$12.078,58, resultado positivo que confirma la viabilidad económica del proyecto. Un VAN positivo indica que los ingresos proyectados, descontados al valor presente, superan los costos totales de inversión y operación del sistema, generando beneficios económicos adicionales durante el periodo de evaluación.

Asimismo, la TIR Equity obtenida corresponde también a 8,20%, mientras que el VAN Equity alcanza un valor de \$12.078,58. Estos resultados reflejan que la rentabilidad generada sobre los fondos propios invertidos es favorable, demostrando que la inversión realizada presenta recuperación económica y generación de valor para el inversionista.

En relación con el periodo de recuperación de la inversión, el análisis determinó un Payback de 12,58 años, lo que significa que el capital invertido se recupera aproximadamente después de 12 años y 7 meses de operación del sistema. A partir de dicho periodo, los ingresos generados corresponden a beneficios netos del proyecto.

Por otra parte, el análisis económico del costo de generación energética muestra un LCOE (Levelized Cost of Energy) de 117,0410 USD/MWh, indicador que representa el costo promedio de generación de energía eléctrica considerando la inversión inicial, costos operativos, degradación de la planta y vida útil del sistema.

De manera complementaria, el proyecto presenta un LROE (Levelized Revenue of Energy) de 145,5461 USD/MWh, valor que representa el ingreso promedio generado por cada megavatio-hora producido durante el horizonte de evaluación.

La diferencia entre ambos indicadores, correspondiente a:

$$LROE - LCOE = 145.5461 - 117.0410 = 28.5051 \text{ USD/MWh}$$

presenta un resultado positivo de 28,5051 USD/MWh, lo que evidencia que los ingresos generados por la venta de energía superan los costos nivelados de producción eléctrica. Este resultado confirma que el sistema solar térmico analizado presenta viabilidad económica y capacidad de generar rentabilidad durante su vida útil.

Los indicadores financieros y económicos obtenidos demuestran que el proyecto solar térmico es técnica y financieramente viable, presentando recuperación de inversión, generación de beneficios económicos y una relación favorable entre costos de generación e ingresos energéticos proyectados.

Tabla 4.17.
Cálculo del TIR y VAN

DESCRIPCION	UNIDADES
TIR PROYECTO (30 años)	8,20%
VAN	\$ 12.078,58
TIR EQUITY (30 años)	8,20%
VAN EQUITY	\$ 12.078,58

Nota. Fuente. Elaboración propia.

Tabla 4.18.
Cálculo del LCOE y LROE

DESCRIPCIÓN	UNIDADES
LCOE (\$/MWh) - 30 años	117,0410
LROE (\$/MWh) - 30 años	145,5461
LROE - LCOE (\$/MWh) - 30 años	28,5051

Nota. Fuente de Elaboración del formato proporcionado de la UIDE.

4.2.5. Comparativa de Rentabilidad, Proyecto Solar Térmico según la Modalidad de Financiamiento.

Tabla 4.19.

Comparativa de Rentabilidad (TIR) para proyecto Solar Térmico (ST).

Modalidad de Financiamiento	TIR del Proyecto (30 años)	TIR del Equity (Inversionista)	Beneficio socio VAN (Equity)	¿Existe Apalancamiento?
70% / 30%	8,20%	9,31%	1.590,09 \$	Sí (Positivo): La deuda eleva el rendimiento de tus fondos propios del 8,20% al 9,31%.
100% Propio	8,20%	8,20%	12.078,58 \$	No: Al no usar capital externo, la rentabilidad del inversor es igual a la del activo.

Nota. Fuente. Elaboración propia.

Para el proyecto Solar térmico el TIR Equity presenta un rendimiento bajo rendimiento con ganancia extra ($8.20 - 8.0 = 0.20\%$), presenta al hacer con un apalancamiento financiero de 70 /30 %, haciendo que el VAN Equity sea luego 1.590,09 \$ de pagar toda la deuda al banco y la amortización de los 30 años del proyecto, esto se debe a que el pago de la deuda el elevado. La modalidad 100% de financiamiento propio, para este caso resulta ser muy rentable con un alto VAN Equity de 12.078,58 \$ costo de ganancia liquida en referencia a financiamiento 70/30%.

CAPITULO 5: RESULTADOS Y CONCLUSIONES

5.1. CONCLUSIONES

El presente estudio permitió demostrar la viabilidad técnica, económica y ambiental de la implementación de sistemas solares fotovoltaicos y térmicos en las instalaciones de la Universidad Internacional del Ecuador, evidenciando que el aprovechamiento de energía solar constituye una alternativa eficiente para reducir el consumo energético convencional y optimizar los recursos institucionales.

En el sistema solar fotovoltaico On-Grid diseñado para el Auditorio Marcelo Fernández, se determinó una demanda energética anual de 191.186,60 kWh/año, equivalente a un promedio mensual de 15.932,2 kWh. Para cubrir esta demanda se dimensionó un sistema con una capacidad instalada de 150,52 kW, conformado por 257 módulos fotovoltaicos monocristalinos de 585 W y 3 inversores trifásicos con capacidad total de 116 kW. Mediante las simulaciones realizadas en PV-SOL se determinó que el sistema tiene la capacidad de cubrir aproximadamente entre el 78 % y el 85 % de la demanda energética anual del auditorio, dependiendo de las condiciones de radiación y operación del sistema.

El sistema fotovoltaico Off-Grid diseñado para la caseta administrativa permitió abastecer de manera autónoma la demanda energética requerida para iluminación y equipos básicos de operación. El dimensionamiento realizado contempló módulos fotovoltaicos, banco de baterías, reguladores e inversores, garantizando autonomía energética y continuidad de suministro en zonas sin dependencia directa de la red eléctrica convencional.

En cuanto al sistema solar térmico para producción de agua caliente sanitaria (ACS), el análisis de demanda permitió determinar el volumen requerido de agua caliente para las instalaciones evaluadas dentro del campus universitario. El sistema térmico fue diseñado para

cubrir gran parte de la demanda diaria de ACS mediante colectores solares térmicos y tanques acumuladores, alcanzando una cobertura aproximada superior al 70 % del requerimiento energético destinado al calentamiento de agua sanitaria. Esto permite reducir considerablemente el consumo eléctrico o de combustibles utilizados tradicionalmente para este proceso.

Desde el punto de vista ambiental, la implementación del sistema fotovoltaico permitiría reducir aproximadamente 30,90 toneladas de CO₂ equivalente por año, contribuyendo al fortalecimiento de políticas institucionales de sostenibilidad y reducción de impacto ambiental.

Económicamente, el sistema fotovoltaico On-Grid presentó una inversión estimada de USD 103.410,00, incluyendo módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras, protecciones eléctricas, monitoreo y mano de obra. Los análisis financieros desarrollados en el capítulo económico determinaron que el proyecto presenta indicadores favorables de rentabilidad, recuperación de inversión y reducción de costos energéticos a mediano y largo plazo, validando la factibilidad de implementación de tecnologías renovables dentro de la universidad.

Finalmente, el estudio integral permitió concluir que la incorporación conjunta de sistemas solares fotovoltaicos y térmicos representa una solución energética sostenible, técnicamente viable y económicamente favorable para la Universidad Internacional del Ecuador, contribuyendo al desarrollo institucional, académico y ambiental mediante el aprovechamiento de recursos energéticos renovables.

5.2. RECOMENDACIONES

Se recomienda a la Universidad Internacional del Ecuador implementar progresivamente el sistema solar fotovoltaico On-Grid propuesto, debido a que el estudio determinó una cobertura energética aproximada de hasta el 85 % de la demanda anual del Auditorio Marcelo Fernández,

permitiendo reducir el consumo de energía eléctrica convencional y los costos operativos institucionales.

Se recomienda realizar evaluaciones estructurales complementarias en las cubiertas destinadas a la instalación de paneles fotovoltaicos y colectores solares térmicos, con el fin de garantizar condiciones adecuadas de seguridad, resistencia y durabilidad de los sistemas durante su vida útil.

Para el sistema solar térmico de agua caliente sanitaria (ACS), se recomienda incorporar sistemas de monitoreo y control de temperatura que permitan optimizar el rendimiento energético de los colectores solares y verificar la cobertura real de la demanda térmica institucional.

Se recomienda desarrollar programas periódicos de mantenimiento preventivo para módulos fotovoltaicos, inversores, baterías y colectores solares térmicos, con el objetivo de garantizar la eficiencia operativa, prolongar la vida útil de los equipos y evitar pérdidas de generación energética.

BIBLIOGRAFÍA

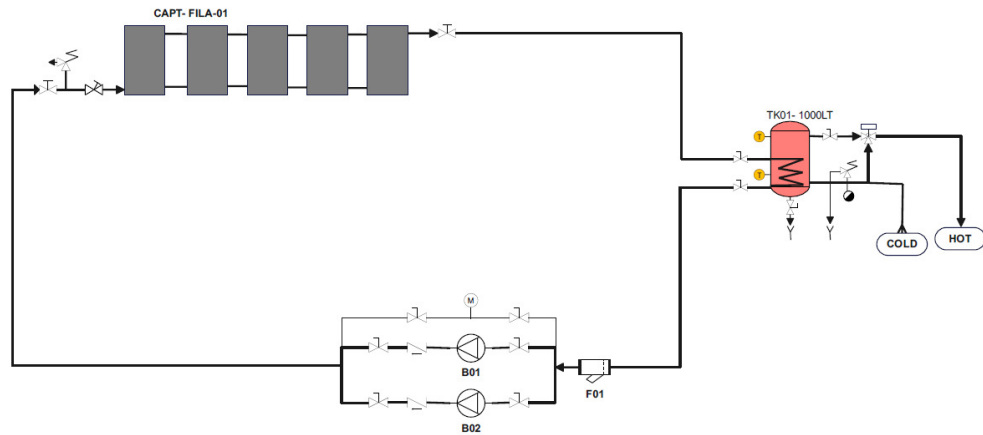
- Bermeo, I., Matute, L., Barragán Escandón, E., Serrano Guerrero, X., Zalamea León, E. (2021). Technical and economic feasibility study of a solar plant on a commercial surface in Azogues, Ecuador. *Renewable Energy and Power Quality Journal*.
- Inca Yajamín, G. S., Cabrera Carrión, D. F., Villalta Gualán, D. F., Bautista Zurita, R. C., Cabrera Carrión, H. (2023). Evaluación de la actualidad de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador: avances, desafíos y perspectivas. *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*.
- Bermeo, I., Matute, L., Barragán Escandón, E., Serrano Guerrero, X., Zalamea León, E. (2021). Technical and economic feasibility study of a solar plant on a commercial surface in Azogues, Ecuador. *Renewable Energy and Power Quality Journal*.
- Inca Yajamín, G. S., Cabrera Carrión, D. F., Villalta Gualán, D. F., Bautista Zurita, R. C., Cabrera Carrión, H. (2023). Evaluación de la actualidad de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador: avances, desafíos y perspectivas. *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*.
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). (2013). *Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica*. Quito, Ecuador: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- Muñoz Macías, G. E., Arteaga Cedeño, H. F., Mero Briones, H. N. (2025). Análisis del comportamiento de la radiación solar y su influencia estacional en la eficiencia de sistemas fotovoltaicos en zonas costeras del Ecuador. *MQRInvestigar*.
- Ponce Jara, M. A., Castro, M., Velásquez Figueroa, G., Moreano Alvarado, M. E., Peláez Samaniego, M. R. (2021). An assessment on energy policies and challenges to promote solar PV in South America: The Ecuadorian case. In M. A. Ponce Jara, *An assessment on energy policies and challenges to promote solar PV in South America: The Ecuadorian case*. Nova Science Publishers.
- Reyes Coveña, J. B., Gualan Ramírez, K. J., García Bazurto, A. J., Quiroz Mero, A. V., Lituma Ramírez, E. D. (2024). Proposal of a photovoltaic system in areas of the Technical University of Manabí. *International Research Journal of Engineering, IT and Scientific Research*.
- World Bank Group – Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). (2020). *Global Solar Atlas 2.0*. Washington, D.C., Estados Unidos: The World Bank.
- Norma Técnica Ecuatoria (NTE-INEN). 2009. Código Ecuatoriano de la Construcción: Norma Solar Térmica. *Sistema de Calentamiento de Agua con Energía Solar Para Uso Sanitario en el Ecuador*.

Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda. (2020). Norma Ecuatoriana de la Construcción: Vol. 2. Capítulo: Hábitat Sostenible y Energías Renovables (NEC-HS-ER). *Sistemas Solares Térmicos Para Agua Caliente Sanitaria (ACS)- Aplicaciones Menores a 100 °C*.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDAE] & Asociación de la Industria Solar Térmica [ASIT], 2021. *Guía Técnica de Energía Solar Térmica IDEA (edición v1.0)*

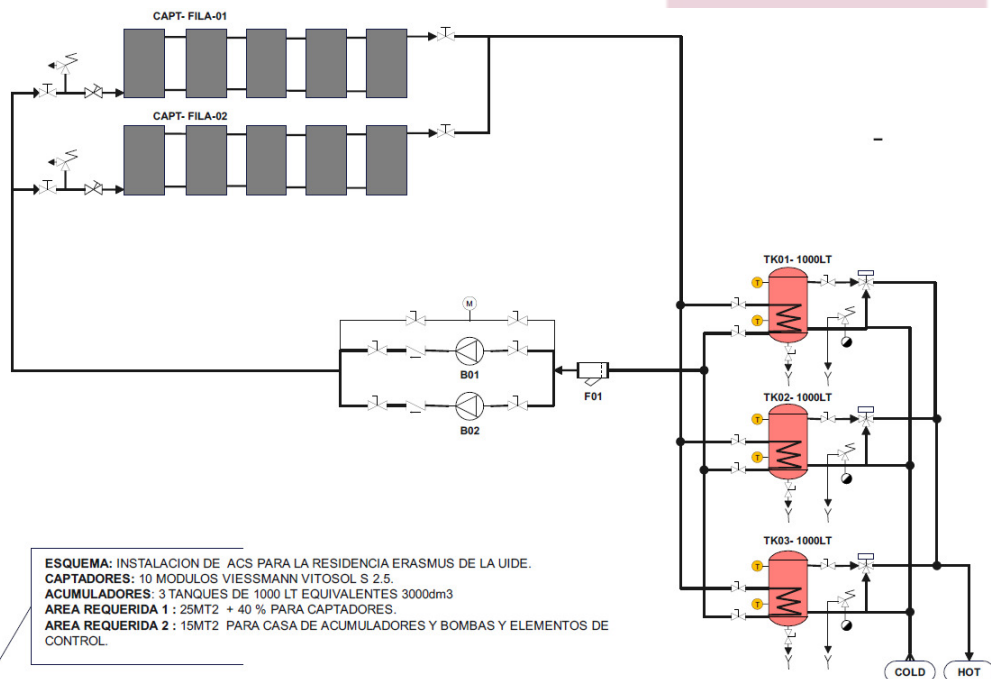
ANEXOS

Anexo 1. Esquema de Instalación ACS de la Escuela de gastronomía de la UIDE.



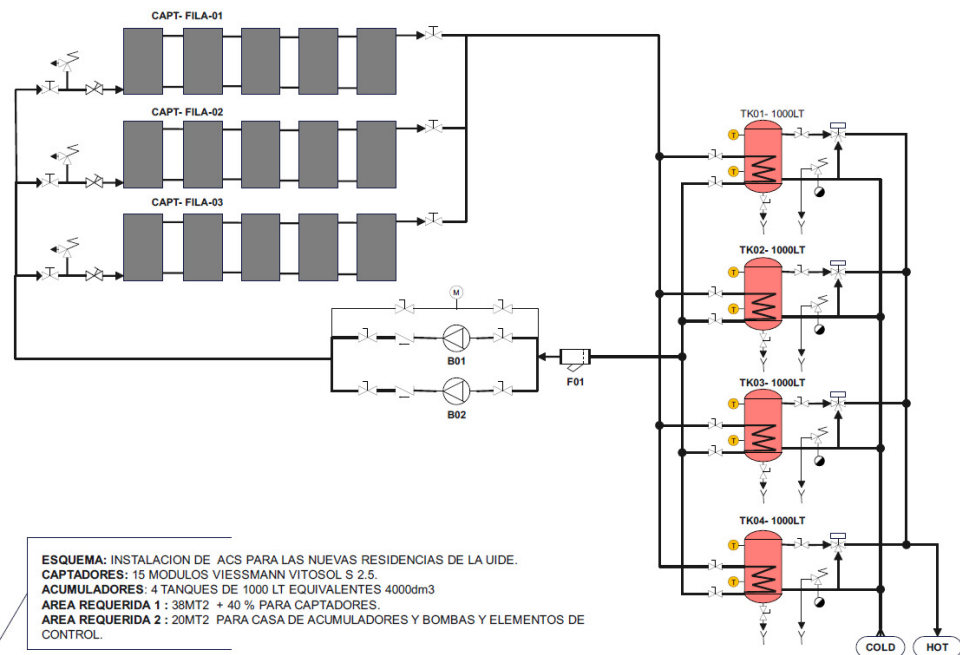
ESQUEMA: INSTALACION DE ACS PARA LA ESCUELA DE GASTRONOMIA DE LA UIDE.
CAPTADORES: 5 MODULOS VIESSMANN VITOSOL S 2.5.
ACUMULADORES: 1 TANQUES DE 1000 LT EQUIVALENTES 1000dm³.
AREA REQUERIDA 1 : 13MT² + 40 % PARA CAPTADORES.
AREA REQUERIDA 2 : 5MT² PARA CASA DE INTERACUMULADORES Y BOMBAS Y ELEMENTOS DE CONTROL.

Anexo 2. Esquema de Instalación ACS de la Residencia Erasmus de la UIDE.



ESQUEMA: INSTALACION DE ACS PARA LA RESIDENCIA ERASMUS DE LA UIDE.
CAPTADORES: 10 MODULOS VIESSMANN VITOSOL S 2.5.
ACUMULADORES: 3 TANQUES DE 1000 LT EQUIVALENTES 3000dm³.
AREA REQUERIDA 1 : 25MT² + 40 % PARA CAPTADORES.
AREA REQUERIDA 2 : 15MT² PARA CASA DE ACUMULADORES Y BOMBAS Y ELEMENTOS DE CONTROL.

Anexo 3. Esquema de Instalación ACS Nuevas Residencias de la UIDE.



Anexo 4. Esquema de Instalación ACS de la Escuela de Deportes de la UIDE.

