



unl

Universidad
Nacional
de Loja

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales No Renovables

Maestría en Conversión de Energía y Sostenibilidad.

"Diseño de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red Eléctrica, para el Laboratorio de Prototipos de la Carrera de Ingeniería Industrial de la Universidad Técnica Particular de Loja en Modalidad de Autoconsumo".

Trabajo de Titulación, previo a la
obtención del título de Magíster en
Conversión de Energía y Sostenibilidad.

AUTOR:

Luis Miguel Sarmiento Silva

DIRECTOR:

Ing. Juan Carlos Solano Jiménez, PhD.

Loja – Ecuador

2024

Educamos para **Transformar**

Certificación



UNL

Universidad
Nacional
de Loja

Sistema de Información Académico
Administrativo y Financiero - SIAAF

CERTIFICADO DE CULMINACIÓN Y APROBACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, **SOLANO JIMENEZ JUAN CARLOS**, director del Trabajo de Titulación denominado **DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA, PARA EL LABORATORIO DE PROTOTIPOS DE LA CARRERA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA PARTICULAR DE LOJA EN MODALIDAD DE AUTOCONSUMO**, perteneciente al estudiante **LUIS MIGUEL SARMIENTO SILVA**, con cédula de identidad N° 1104166994.

Certifico:

Que luego de haber dirigido el **Trabajo de Titulación**, habiendo realizado una revisión exhaustiva para prevenir y eliminar cualquier forma de plagio, garantizando la debida honestidad académica, se encuentra concluido, aprobado y está en condiciones para ser presentado ante las instancias correspondientes.

Es lo que puedo certificar en honor a la verdad, a fin de que, de así considerarlo pertinente, el/la señor/a docente de la asignatura de **Titulación**, proceda al registro del mismo en el Sistema de Gestión Académico como parte de los requisitos de acreditación de la Unidad de Titulación del mencionado estudiante.

Loja, 14 de Agosto de 2024



JUAN CARLOS SOLANO
JIMENEZ

DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN



Certificado TIC/TT.: UNL-2024-002640

1/1
Educamos para Transformar

Autoría.

Yo, **Luis Miguel Sarmiento Silva**, expreso ser autor del presente Trabajo de Titulación y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos, de posibles reclamos y acciones legales, por el contenido de la misma. Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja, la publicación de mi Trabajo de Integración Curricular, en el Repositorio Digital Institucional (RDI) – Biblioteca Virtual.



Firma

C.I.: 1104166994

Fecha: 16 de octubre de 2024

Correo electrónico: luis.sarmiento@unl.edu.ec

Teléfono: 0983742074

Carta de Autorización.

Carta de autorización de Trabajo de Titulación por parte del autor para la consulta, reproducción parcial o total y publicación electrónica del texto completo.

Yo, **Luis Miguel Sarmiento Silva**, expreso ser el autor del trabajo de Titulación titulado: "**Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica, para el laboratorio de prototipos de la carrera de ingeniería industrial de la Universidad Técnica Particular de Loja, en modalidad de autoconsumo**", como requisito para optar por el título de **Magister en Conversión de Energía y Sostenibilidad**; autorizo al Sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que, con fines académicos, disponga ante la sociedad el presente trabajo, evidencia de la riqueza académica de nuestra alma máter, de la siguiente manera en el Repositorio Digital Institucional.

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el Repositorio Institucional, en las redes de información del país y del exterior con las cuales tengan convenio la Universidad Nacional de Loja.

La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia del Trabajo de Titulación que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, suscribo, en la ciudad de Loja, a los dieciséis días del mes de octubre del dos mil veinticuatro:



Firma

Autor: Luis Miguel Sarmiento Silva

C.I.: 1104166994

Correo electrónico: luis.sarmiento@unl.edu.ec

Celular: 0983742074

Director de Trabajo de Titulación: Ing. Juan Carlos Solano Jiménez, PhD.

Dedicatoria

Ofrendar este trabajo a las personas que son pilares esenciales para mi desarrollo académico e intelectual me llena de orgullo y honor. En el transcurrir de la vida se convirtieron en mis compañeros de aventuras, guías, mentores y principalmente amigos incondicionales en toda su extensión de la palabra. Gracias a su apoyo y motivación, que son la fuerza que mueve a cualquier ser humano, he podido superar esta meta planteada.

“A mis pacientes padres y hermanos, por el apoyo incondicional, pilares fundamentales en cada etapa de mi vida, que hacen posible todo lo que he conseguido.”

“Para mi sufrida familia, que me han apoyan y soportan todos los días y más aún durante todo el trabajo aquí presentado.”

“A mis queridos hermanos fallecidos, angelitos que cuidan de toda nuestra familia.”

“Con su gran experiencia y entereza infinita, al Ing. Juan Carlos Solano, quien ha sabido guiarme en cada paso de mi investigación. Su dedicación y compromiso con mi éxito son invaluable.”

De antemano espero que este trabajo investigativo pueda aportar de alguna manera al adelanto y desarrollo de nuestra sociedad. Me siento bendecido por tener la oportunidad de ofrendar mi tesis magistral a quienes han sido y construyeron los principios en que se fundamenta mi vida cotidiana.

Luis Miguel Sarmiento Silva

Agradecimientos

“Quiero iniciar enviando unas palabras de agradecimiento a la Universidad Nacional de Loja, quien me ha dado la oportunidad de conocer, explorar e incrementar mis conocimientos, competencias y herramientas para volverme el mejor profesional posible.

De igual manera, aprecio extraordinariamente el papel de mi tutor, el Ing. Juan Carlos Solano Jiménez, PhD., persona que me ha escuchado, aconsejado y guiado durante el proceso de investigación, lectura, análisis, opinión y escritura del presente trabajo. Este trabajo investigativo es consecuencia de largas horas de dedicación. La guía intelectual de mi tutor fue el pilar fundamental para avanzar en esta meta propuesta.

Asimismo, extiendo mi reconocimiento y gratitud a la labor de mis docentes, quienes aportaron con sus grandes conocimientos y experiencia en el tiempo académico de la maestría. En ellos he visto ejemplos de grandes profesionales enfocados a la enseñanza.

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a todas las organizaciones públicas y privadas que han brindado su apoyo, especialmente a la Universidad Técnica Particular de Loja. Un agradecimiento especial al Ing. Dennis Guillermo Lozano Merecí, MSc., por su invaluable respaldo y constantes palabras de ánimo, quien, gracias a sus disposiciones y las facilidades proporcionadas, he podido desarrollar mi tesis en tan prestigiosa institución.

Por último, pero siempre en primer lugar, extiendo mis palabras de gratitud a mis padres, hermanos, esposa y mis queridos hijos, por su apoyo incondicional en todos los momentos de mi vida, sin ustedes, todo esto no habría sido posible. Su amor y sacrificio han sido la luz que guía mi camino en el trajinar de mi vida y en este desarrollo académico”.

Luis Miguel Sarmiento Silva

Índice de Contenidos

Portada.....	i
Certificación	ii
Autoría.	iii
Carta de Autorización.	iv
Agradecimientos.....	i
Índice.....	ii
Índice de Tablas.	vi
Índice de Figuras.....	vii
Índice de Anexos	viii
Simbología	ix
1. Título.....	1
2. Resumen / Abstract.....	2
3. Introducción	4
4. Marco Teórico.....	7
4.1. Capítulo I: Energía Solar Fotovoltaica.....	7
4.1.1. Introducción a la tecnología fotovoltaica y sus componentes principales	7
4.1.2. Categorización de los SSFV	8
4.1.2.1. Aplicaciones autónomas	9
4.1.2.2. Aplicaciones conectadas a la red	9
4.2. Capítulo II: Elementos de un SSFV	9
4.2.1. Características principales de la célula solar.....	10
4.2.2. El regulador.....	12
4.2.3. Acumuladores	13
4.2.4. Tipos de acumuladores.....	13
4.2.5. El Inversor.....	14
4.2.6. Inversores en SSFVCR	15
4.3. Capítulo 3: Diseño del Sistema Fotovoltaico	16

4.3.1.	Determinación de la capacidad del sistema	16
4.3.2.	Aspectos Técnicos y de Seguridad.....	17
4.3.2.1.	Determinación de protecciones eléctricas necesarias	17
4.3.2.2.	Sistema de puesta a tierra.....	18
4.3.3.	Medidor bidireccional.....	18
4.3.4.	Consideraciones Ambientales y Sociales.....	18
4.3.4.1.	Efectos positivos para el medioambiente de los módulos solares	18
4.3.4.2.	Efectos perjudiciales de los módulos solares hacia el medio ambiente	19
4.3.5.	Posibles beneficios sociales asociados al proyecto.....	19
4.4.	Capítulo IV: Marco regulatorio de las energías renovables.	19
4.4.1.	Regulación ARCERNNR No. 008/23.....	19
5.	Metodología.....	21
5.1.	Área de emplazamiento.....	21
5.2.	Dispositivos	22
5.2.1.	Equipos Electrónicos.....	22
5.2.2.	Materiales.....	22
5.2.3.	Sistemas ofimáticos.....	22
5.2.4.	Equipo humano de trabajo	22
5.3.	Procedimiento.....	22
5.3.1.	Primero objetivo.....	22
5.3.2.	Segundo objetivo.....	23
5.3.3.	Tercer objetivo.....	23
5.4.	Recolección y análisis de datos.....	23
5.4.1.	Dimensionamiento del SSFVCR	23
5.4.1.2.	Inclinación ideal de los módulos solares.....	23
5.4.1.5.	Instalación del medidor de energía bidireccional	26
5.4.1.7.	Relación Consumo/Radiación.....	27
5.4.1.8.	Determinación del número de módulos fotovoltaicos	28
5.4.1.9.	Determinación de la cantidad máxima de módulos en un string	28
5.4.1.10.	Determinación cantidad mínima de módulos en un string.....	29
5.4.1.11.	Determinación de la cantidad de strings	30
5.4.1.12.	Determinación de la distancia mínima entre módulos.....	30

5.4.1.13. Determinación de los conductores del SSFVCR	31
5.4.1.14. Dispositivos de maniobra y protección.....	34
5.4.1.14.1. Termomagnético para cada circuito del generador fotovoltaico.....	34
5.4.1.14.2. Determinación de las protecciones de sobrevoltaje	34
5.4.1.14.3. Determinación de los fusibles de los paneles fotovoltaicos.....	35
5.4.1.14.4. Determinación de las protecciones del inversor	36
5.4.2. SSFVCR: Generación de energía diaria y anual.....	36
5.4.3. Valor anual por energía facturada.....	36
5.4.4. Determinación del factor de planta.....	37
5.4.5. Determinación de la disminución de emisiones de CO ₂	37
5.4.6. Análisis de la factibilidad económica	38
5.4.6.1. Determinación de Valor Actual Neto (VAN)	38
5.4.6.2. Determinación de la Tasa Interna de Retorno (TIR).....	39
5.4.6.3. Determinación de la Relación Beneficio/Costo (B/C).....	39
5.4.6.4. Plazo de recuperación (Playback).....	39
6. Resultados.....	40
6.1. SSFVCR: Diseño.	40
6.1.1. Determinación de la irradiación en el lugar de emplazamiento.....	40
6.1.2. Determinación de inclinación ideal.....	41
6.1.3. Determinación de la demanda de la carga eléctrica del laboratorio prototipos ...	42
6.1.4. Establecimiento de la curva de irradiancia diaria	44
6.1.5. Establecimiento de valores de la relación consumos/radiación	44
6.1.6. Vistas arquitectónicas del edificio donde se realiza el estudio	45
6.1.7. Determinación del número de módulos fotovoltaicos	46
6.1.8. Selección idónea del inversor	47
6.1.9. Emplazamiento de acuerdo al área disponible.....	48
6.1.10. Disposición máxima de paneles en serie.....	48
6.1.11. Disposición mínima de paneles en serie	49
6.1.12. Análisis para determinar el número de strings.....	49
6.1.12.1. Determinación de la distancia mínima entre módulos	49
6.1.12.2. Análisis para el dimensionamiento de conductores del SSFVCR	50
6.1.12.3. Determinación de las protecciones del SSFVCR.....	54
6.1.12.5. Determinación de la energía facturada anualmente	59

6.1.12.7. Análisis económico.....	60
6.1.12.7.1. Cálculo presupuestario del sistema fotovoltaico.....	60
6.1.12.7.2. Determinación de los indicadores financieros VAN, TIR Y B/C.	61
6.1.12.7.3. Cálculo del plazo de recuperación (Playback).....	62
6.2. Simulación en Software	63
7. Discusión	67
8. Conclusiones	69
9. Recomendaciones	70
10. Bibliografía	72
11. Anexos	74

Índice de Tablas.

Tabla 1. Particularidades de los acumuladores.....	14
Tabla 2. Ángulos de inclinación recomendados para módulos solares.....	24
Tabla 3. Consumo mensual de energía del edificio 9_Parque Científico.....	25
Tabla 4. Conductividad de conductores.....	33
Tabla 5. Código de colores para conductores.....	33
Tabla 6. Demanda de energía del laboratorio de prototipado.....	42
Tabla 7. Promedio mensual/diario consumo de energía del laboratorio de prototipado..	43
Tabla 8. Datos de relación consumo/radiación solar.....	44
Tabla 9. Cableado desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor.....	52
Tabla 10. Sección comercial del cable para el lazo desde los paneles al inversor.....	52
Tabla 11. Cableado del inversor al tablero de protecciones de CA.....	53
Tabla 12. Cableado del inversor al tablero de protecciones de CA.....	53
Tabla 13. Protecciones del SSFV.....	55
Tabla 14. Energía generada por el SSFVCR diaria, mensual y anual.....	58
Tabla 15. Balance neto de energía mensual del SSFVCR.....	59
Tabla 16. Presupuesto instalación fotovoltaica.....	60
Tabla 17. Evaluación financiera del SSFVCR.....	61

Índice de Figuras

Figura 1. Sistema conectado a red.	8
Figura 2. Sistema solar fotovoltaico conectado a red.	10
Figura 3. Célula solar.....	10
Figura 4. Constitución de un panel solar.	11
Figura 5. Asociación de Células Solares.....	12
Figura 6. Conexión del regulador en una instalación fotovoltaica.	12
Figura 7. Esquema general de una instalación conectada a red con inversor.	14
Figura 8. Vista aérea del edificio 9 UTPL.	21
Figura 9. “Edificio de Prototipos”, Parque Científico y Tecnológico UTPL.	21
Figura 10. Fluctuaciones de consumo de energía.	26
Figura 11. Medidor bidireccional.	26
Figura 12. Instalación de contador bidireccional.....	27
Figura 13. Parámetros distancia entre filas de módulos solares.	31
Figura 14. Tramos de líneas en un SFCR.	32
Figura 15. Dispositivos de protección de un sistema fotovoltaico.	35
Figura 16. Coordenadas edificio 9 UTPL.....	40
Figura 17. Irradiación diaria media mensual.	41
Figura 18. Datos relevantes de irradiación.	41
Figura 19. Irradiancia diaria en la terraza del edificio 9.....	44
Figura 20. Vistas de la edificación.....	46
Figura 21. Características panel fotovoltaico.....	47
Figura 22. Instalación de módulos solares en el lugar asignado.....	48
Figura 23. Disposición de Strings.....	49
Figura 24. Distancia entre paneles.....	50
Figura 25. Esquema del cableado del SSFVCR.....	51
Figura 26. Diagrama unifilar del SSFVCR.....	56

Índice de Anexos

Anexo 1. Glosario de Rubros Contenidos en la Factura.....	74
Anexo 2. Data Sheet Panel JinKo Solar modelo JKM405M-54HL4-V.....	77
Anexo 3. Data Sheet Inversor Fronius Sysmo Advance 15.0-3-M.	79
Anexo 4. Información de Conductores.....	82
Anexo 5. Diagrama Unifilar del SSFVCR.....	84
Anexo 6. Estructura Soporte Placas Solares.....	85
Anexo 7. Cable Solar TOPSOLAR	86
Anexo 8. Protecciones Schneider.	88
Anexo 9. Cálculo del VAN y TIR	89
Anexo 10. Tabla costos del kWh según la cantidad de consumo	92
Anexo 11. Certificado de Traducción del Resumen.....	93

Simbología

SSFVCR: Sistema Solar Fotovoltaico Conectado a Red.

β : Ángulo de inclinación.

φ : Latitud del sitio.

C/R : Relación de Consumo/Radiación.

C / R_{max} : Mayor valor de relación consumo/radiación.

E_{pcm} : Energía promedio de consumo mensual [kWh].

C_t : Consumo total de la red.

R_a : Radiación disponible [kWh/m²/día].

A_p : Área del módulo fotovoltaico a utilizar [m²].

N_p : Número de paneles.

P_p : Potencia del módulo fotovoltaico elegido [W].

A_n : Área mínima requerida para emplazamiento [m²].

I_{string} : Corriente de cortocircuito del módulo seleccionado [A].

V_{mp} : Voltaje pico del módulo fotovoltaico en STC [V].

V_{oc} : Voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico [V].

d : Distancia mínima [m].

L : Longitud de los módulos [m].

h : Altura de los módulos en relación a la horizontal [m].

S : Sección del cable conductor [mm²].

l : Longitud de la línea conductora [m].

$\gamma\theta$: Conductividad del cable conductor a temperatura de trabajo.

I_n : Corriente en cada ramal de conexión del sistema fotovoltaico [A].

V : Voltaje de la línea [V].

E_a : Energía diaria generada [kWh/día].

P_{Gmax} : Potencia máxima del inversor fotovoltaico [kW].

$\Delta V\%$: Caída de tensión máxima permitida en porcentaje de la tensión de la línea (1.5 %)

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: Valor promedio mensual de la irradiación diaria [kWh/m²/día].

E_a : Energía anual producida [kWh/año].

PR: Rendimiento global de un sistema de conexión a red (performance ratio).

$EF_{grid, cm}$: Factor de emisión de CO₂.

F_{pl} : Factor de planta.

I_0 : Inversión económica inicial [USD].

FC: Flujo de caja.

n: Ciclo de vida útil [años].

PR: Plazo de recuperación [años].

VAN: Valor Actual Neto.

TIR: Tasa de Rentabilidad de Proyectos o Inversiones.

B/C: Relación Beneficio / Costo.

1. Título

Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica, para el laboratorio de prototipos de la carrera de ingeniería industrial de la Universidad Técnica Particular de Loja, en modalidad de autoconsumo.

2. Resumen

La presente investigación trata sobre la microgeneración fotovoltaica conectada a la red en modalidad de autoconsumo, para promover el uso de energías renovables y reducir su huella de carbono. El objetivo principal planteado es el desarrollo de un sistema de generación de energía fotovoltaico en modalidad de autoconsumo que garantice el autoabastecimiento de energía eléctrica al laboratorio de prototipado. El dimensionamiento del SSFVCR siguió la metodología del "método del peor mes", considerando el mes de junio con un consumo diario de 43.03 kWh y una radiación de 3.59 kWh/m²/día, la inclinación de los paneles se fijó en 15° de acuerdo con tablas normalizadas. Los principales resultados señalan un consumo anual estimado de 1 266.06 kWh, mismo que se ratificó con base a lecturas de un medidor de energía bidireccional Fronius Smart Meter 65A-3, instalado en el mes de julio. Se presenta como resultado el diseño de un sistema, compuesto por 33 módulos dispuestos de 3 *arrays* y 11 strings, que generará 13 513.83 kWh/año. Por otro lado, el análisis económico estimó un retorno de la inversión en 9.94 años sin ajustes por inflación, un valor actual neto (VAN) de 869.40 USD y una tasa interna de retorno (TIR) del 8.86 %, superior a la tasa referencial del Banco Central del Ecuador del 8.23%. Se concluye que el diseño es viable financieramente y proyecta la sostenibilidad energética del laboratorio. El diseño del SSFVCR para el laboratorio de prototipos de la carrera de ingeniería industrial de la UTPL resulta una solución factible y verosímil, contribuyendo a la universidad desde el punto de vista económico y educativo, además, de aportar a la disminución del cambio climático, reduciendo las emisiones de CO₂.

Palabras claves: Microgeneración, sistema fotovoltaico conectado a red, factibilidad económica, reducción en tCO₂.

Abstract

The present research deals with grid-connected photovoltaic microgeneration in self-consumption mode, to promote the use of renewable energies and reduce its carbon footprint. The main objective is the development of a self-consumption photovoltaic power generation system that guarantees the self-supply of electric energy to the prototyping laboratory. The sizing of the SSFVCR followed the methodology of the “worst month method”, considering the month of June with a daily consumption of 43.03 kWh and a radiation of 3.59 kWh/m²/day, the inclination of the panels was set at 15° according to standardized tables. The main results show an estimated annual consumption of 1 266.06 kWh, which was ratified based on readings from a Fronius Smart Meter 65A-3 bidirectional energy meter, installed in July. As a result, a system design is presented, consisting of 33 modules arranged in 3 arrays and 11 strings, which will generate 13,513.83 kWh/year. On the other hand, the economic analysis estimated a return on investment in 9.94 years without inflation adjustments, a net present value (NPV) of 869.40 USD and an internal rate of return (IRR) of 8.86%, higher than the reference rate of the Central Bank of Ecuador of 8.23%. It is concluded that the design is financially viable and projects the energy sustainability of the laboratory. The design of the SSFVCR for the prototype laboratory of the industrial engineering career of the UTPL is a feasible and plausible solution, contributing to the university from the economic and educational point of view, as well as contributing to the reduction of climate change, reducing CO₂ emissions.

Keywords: Microgeneration, grid-connected photovoltaic system, economic feasibility, reduction in tCO₂.

3. Introducción

En los últimos años, la búsqueda de nuevas formas de generar energía utilizando recursos naturales renovables ha cobrado una importancia crucial debido a la necesidad de mitigar el cambio climático y reducir la dependencia de los combustibles fósiles (Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2024)). En la actualidad, los sistemas fotovoltaicos que convierten la energía solar en electricidad, han despuntado enormemente en comparación con otras formas de generar energía, consolidándose como una alternativa fiable y eficiente para un sinnúmero de aplicaciones.

La Universidad Técnica Particular de Loja (UTPL) se ha comprometido con la sostenibilidad e innovación tecnológica, siendo el laboratorio de prototipos de la carrera de Ingeniería Industrial un claro ejemplo de esta visión, esto debido al creciente daño medioambiental y a la necesidad de cambiar la matriz energética con fuentes de energía sostenibles, se ha propuesto la instalación de un sistema solar fotovoltaico integrado a la red eléctrica. en modalidad de autoconsumo para este laboratorio, cuyo objetivo principal es reducir la dependencia de fuentes de energía no renovables, disminuir los costos operativos y fomentar el uso de energías limpias dentro del campus universitario.

Este estudio se enfocará en el diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaico, considerando factores como la radiación solar disponible, la demanda energética del laboratorio y las normativas vigentes. A través de esta iniciativa, se busca no solo mejorar la eficiencia energética del laboratorio, sino también proporcionar un entorno de aprendizaje práctico para los estudiantes.

El transformador de 200 kVA instalado en el edificio 9 Parque Científico de la UTPL, resulta insuficiente para cubrir la creciente demanda del edificio en el futuro cercano, por tanto, el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica para el laboratorio de prototipos de la carrera de Ingeniería Industrial de la UTPL en modalidad de autoconsumo presenta una relevancia muy significativa por múltiples motivos. Primordialmente, la implementación de este tipo de sistemas promueve la sostenibilidad y el uso de energías limpias, enmarcándose con las tendencias globales de reducir la dependencia de combustibles fósiles y reducir al mínimo nuestra huella de carbono. Asimismo, el uso de energía solar fotovoltaica en un entorno educativo brinda a los estudiantes una experiencia práctica y directa con tecnologías renovables, preparando a futuros ingenieros para enfrentar los desafíos energéticos del siglo XXI.

El objetivo del presente proyecto de tesis es diseñar un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica para el Laboratorio de Prototipos de la carrera de Ingeniería Industrial de la UTPL en modalidad de autoconsumo, el diseño resultante garantizará el suministro de energía eléctrica al 100% de la carga instalada en dicho laboratorio. Para lograrlo, se llevará a cabo una metodología exhaustiva que incluirá el análisis y selección de los componentes más adecuados, como paneles solares, inversores, sistemas de monitoreo y almacenamiento, entre otros, asegurando así la eficiencia y confiabilidad del sistema propuesto.

Estudios previos han confirmado que la instalación de sistemas fotovoltaicos en universidades puede resultar en beneficios económicos y educativos significativos. Por ejemplo, la Universidad Politécnica de Valencia implementó un sistema fotovoltaico en su campus, logrando no solo una reducción considerable en su consumo de energía eléctrica, sino también una disminución en las emisiones de CO₂, y proporcionando un valioso recurso educativo para sus estudiantes de ingeniería eléctrica y otras disciplinas afines. “Los 1 475 módulos fotovoltaicos de 660 kWp se ubican en las cubiertas de 12 edificios del campus de Vera” (U. P. V., 2024, p. 16).

Un estudio realizado en la Universidad de Chile demostró que los sistemas fotovoltaicos para autoconsumo en campus universitarios pueden ser económicamente viables y ambientalmente beneficiosos, contribuyendo a la formación de una cultura de sostenibilidad entre la comunidad universitaria (Pérez, 2018). “En la Universidad de Granada, España, se demostró que la implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red en sus instalaciones redujo significativamente los costos de electricidad y proporcionó una valiosa herramienta educativa para los estudiantes de ingeniería” (Martínez et al., 2020, p. 30-45). De manera similar, en la Universidad de Sao Paulo, Brasil, “la instalación de paneles solares en los techos de los edificios universitarios ha proporcionado una fuente de energía limpia y renovable, además de servir como un caso de estudio para los cursos de ingeniería eléctrica y ambiental” (Silva & Rodrigues, 2019, p. 22).

De manera similar, la Escuela Politécnica Nacional en Quito ha implementado varios proyectos de energía solar, destacando la importancia de estas tecnologías en la formación de ingenieros y en la reducción de la huella de carbono de las instituciones educativas (Castro & Molina, 2017). Otro claro ejemplo de la implementación de sistemas fotovoltaicos en universidades, lo podemos observar en el “diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red en el bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi, dando importancia al uso de energías alternativas” (Potes, 2019, p 12).

La integración de un sistema fotovoltaico en el laboratorio también fomenta la investigación y el desarrollo de nuevas aplicaciones y mejoras en la eficiencia energética, contribuyendo al avance científico y tecnológico en el campo de las energías renovables. La implementación de un sistema fotovoltaico en modalidad de autoconsumo en el Laboratorio de Prototipos representa un paso significativo hacia la sostenibilidad y la innovación tecnológica en la universidad.

4. Marco Teórico

4.1. Capítulo I: Energía Solar Fotovoltaica

4.1.1. Introducción a la tecnología fotovoltaica y sus componentes principales

En los actuales momentos, la energía eléctrica representa una de las formas de energía más flexibles y adaptables a las diversas demandas y aplicaciones humanas, esto se ve reflejado en la mayoría de equipos que utilizan la electricidad como fuente de energía, consecuentemente su gran demanda aumenta el consumo de energía eléctrica. Este hecho y la gran expansión de la tecnología, ha motivado a la búsqueda de nuevas y mejoradas fuentes de energía; así como, nuevos sistemas de producción eléctrica más eficientes y no contaminantes, basados fundamentalmente, en el uso de energías renovables. Según [Corcobado & Carmona \(2018\)](#):

Los sistemas tradicionales de producción de electricidad tienen una problemática asociada que hace necesario intentar desarrollar otro tipo de fuentes energéticas:

Centrales Hidráulicas: El efecto invernadero y el cambio climático hacen que cada vez las sequías sean más prolongadas y, por tanto, no se pueda asegurar la producción estable de electricidad a través de estas centrales.

Centrales Térmicas: Tienen el problema que los combustibles fósiles son un recurso limitado en el tiempo. Además, provocan una gran emisión de gases contaminantes que contribuyen para el efecto invernadero.

Centrales Nucleares: Tienen el problema de la eliminación de los residuos generados, además del potencial riesgo de un accidente nuclear. (p. 8)

Según [Bayod \(2009\)](#):

Como ya hemos mencionado, debido a los cambios que se vienen dando, la tendencia actual es el desarrollo y utilización de energías renovables, donde se puede mencionar que despiertan las energía solar y eólica. Diversas son las formas de aprovechar la irradiación solar para la producción de electricidad, así se distingue entre:

Métodos Indirectos: El sol se aprovecha para calentar un fluido (que puede ser agua, sodio, sales fundidas...) y convertirlo en vapor, con el fin de producir electricidad mediante el movimiento de un alternador. La producción de la electricidad se realiza mediante un ciclo termodinámico convencional, como se haría en una central térmica de combustible fósil.

Métodos Directos: En ellos la luz del sol es convertida directamente a electricidad mediante el uso de las células solares. Podemos evidenciar dos tipos de sistemas (ver Figura 1). (p. 8)

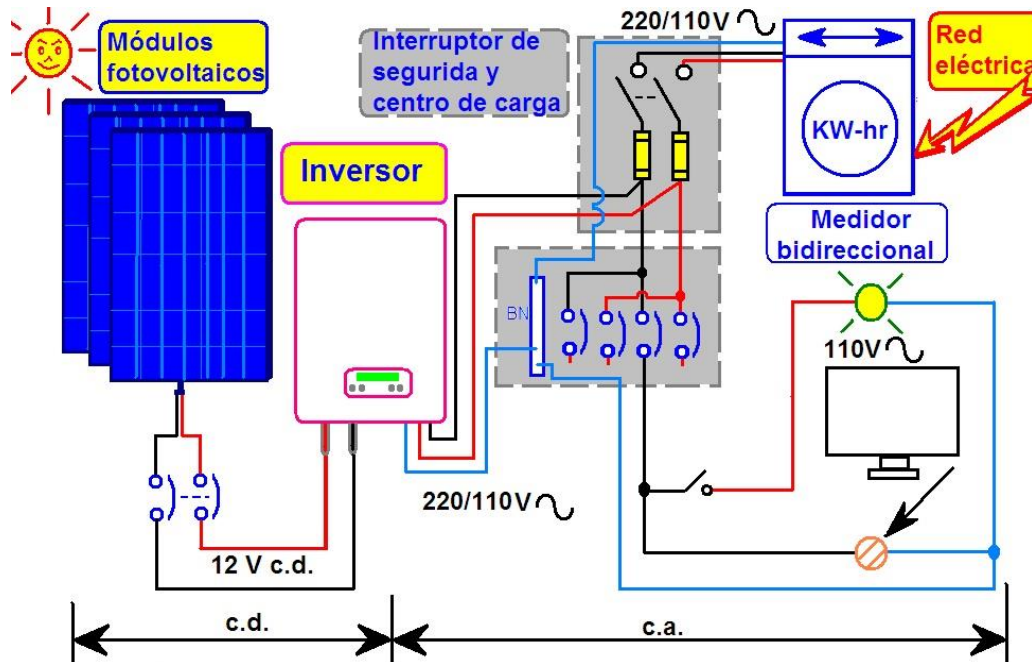


Figura 1. Sistema conectado a red.
Fuente: Basado en solarpremiun

En un sistema solar fotovoltaico conectado a la red (SSFVCR), la energía requerida puede ser proporcionada tanto por el sistema fotovoltaico como por la red eléctrica, o por ambos simultáneamente. Estos dos sistemas están configurados en paralelo, y el SSFVCR debe estar sincronizado con la red en términos de frecuencia, fases y voltaje. Cualquier excedente de energía producido por el SSFVCR se transfiere a la red, mientras que cualquier déficit es compensado por esta. La sincronización entre ambos sistemas es gestionada por el inversor, que también tiene la función de detectar la falta de suministro de la red y, en tal caso, desconectar el sistema completo.

4.1.2. Categorización de los SSFV

Según menciona Bayod (2009):

Los SSFV lo podemos categorizar en función de la aplicación a la que están destinadas, distinguiéndose dos primordiales, que son las aplicaciones autónomas y aplicaciones conectadas a la red.

4.1.2.1. Aplicaciones autónomas

Producen electricidad sin ningún tipo de conexión con la red eléctrica, a fin de dotar de este tipo de energía al lugar donde se encuentran ubicadas. Pueden distinguirse dos bloques:

Aplicaciones espaciales: Proporcionan energía a elementos colocados por el ser humano en el espacio, tales como satélites de comunicación, estaciones espaciales.

Aplicaciones terrestres: De las principales ¿podemos mencionar, en telecomunicaciones, electrificación de zonas rurales y aisladas, señalización, alumbrado público, bombeo de agua, redes VSAT, telemetría, entre otras aplicaciones.

4.1.2.2. Aplicaciones conectadas a la red

El generador no utiliza la energía directamente, sino que es vendida al organismo encargado de la gestión de la energía en el país. Tienen la ventaja de que la producción de electricidad se realiza precisamente en el periodo de tiempo en el que la curva de demanda de electricidad aumenta, es decir, durante el día, siendo muy importantes los kilovatios generados de esta forma. Cabe distinguir:

- Centrales Fotovoltaicas.
- Edificios Fotovoltaicos. (p.10-11)

4.2. Capítulo II: Elementos de un SSFV

De manera general podemos mencionar que, un SSFV se conviene a un esquema como el mostrado en la [Figura 2](#), cuyos componentes se irán detallando a continuación.

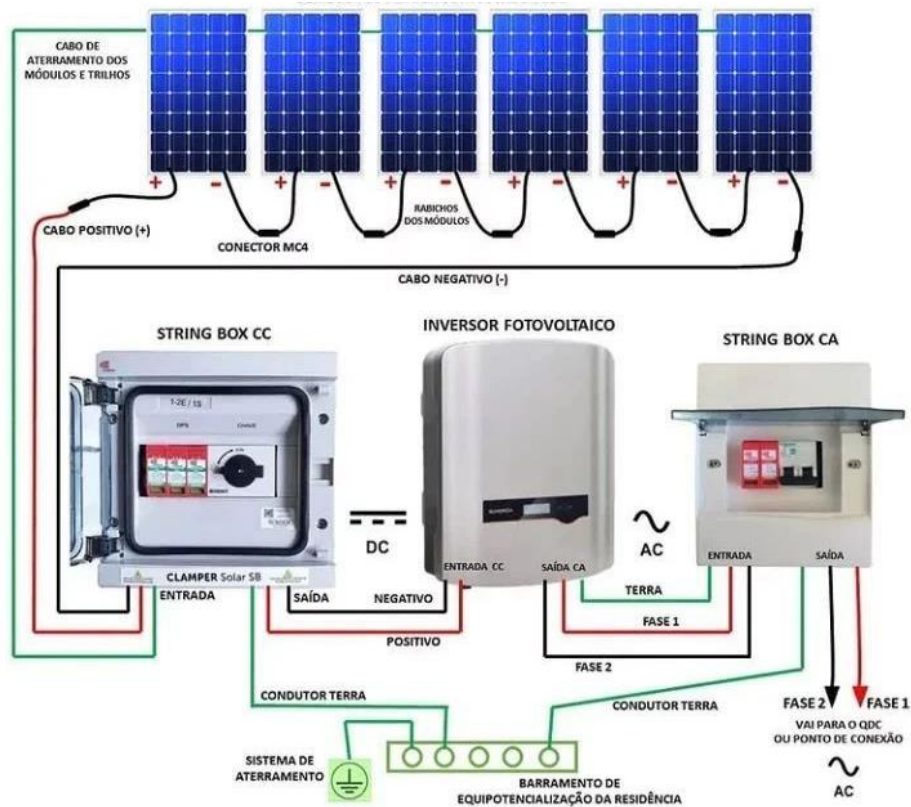


Figura 2. Sistema solar fotovoltaico conectado a red.
Fuente: Tomado de HiPower

4.2.1. Características principales de la célula solar

En una instalación de energía solar el dispositivo fundamental es el generador, llamado célula fotovoltaica. Dicho dispositivo se distingue por su capacidad de convertir directamente la radiación solar en electricidad, aprovechando los fotones de la luz solar. El principio operativo de la célula fotovoltaica se basa en el efecto fotovoltaico (véase [Figura 3](#)).

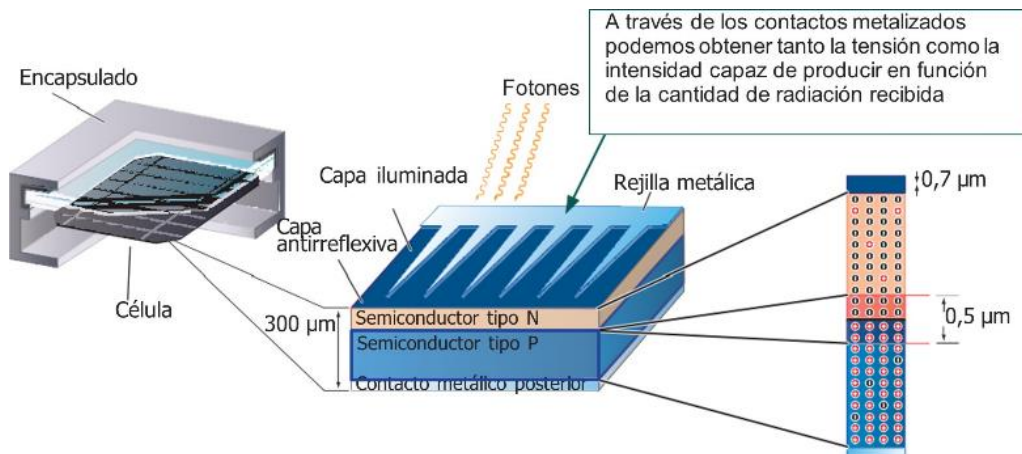


Figura 3. Célula solar.
Fuente: esenergia.es

Un panel solar o módulo fotovoltaico (ver [Figura 4](#)) está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte o marco. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión (6 V, 12 V, 24 V, ..), que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico. (Novaluz, 2024, p. 2)

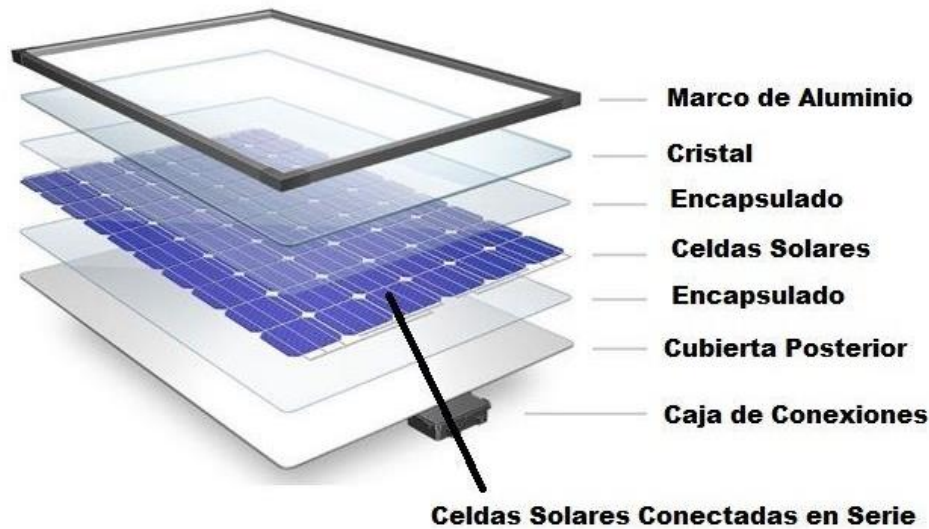


Figura 4. Constitución de un panel solar.

Fuente: esenergia.es

Los módulos solares según la tecnología empleada en la fabricación de las células, y se categorizan principalmente en:

- Silicio Cristalino (incluyendo monocristalino y multicristalino).
- Silicio Amorfo.

Según [Behabtu et al. \(2020\)](#):

La potencia que proporciona una célula de tamaño estándar (digamos de 10 x 10 cm) es muy pequeña (en torno a 1 o 2 W), por lo que generalmente será necesario tener que asociar varias de ellas con el fin de proporcionar la potencia necesaria al sistema fotovoltaico de la instalación (ver [Figura 5](#)). De acuerdo a la disposición eléctrica que se haga de las células, se tiene:

- Disposición de conexión en serie de las células, misma que permitirá aumentar la tensión final en los extremos de la célula equivalente.
- Disposición de conexión en paralelo, misma que permitirá aumentar la intensidad total del conjunto. (p. 13)

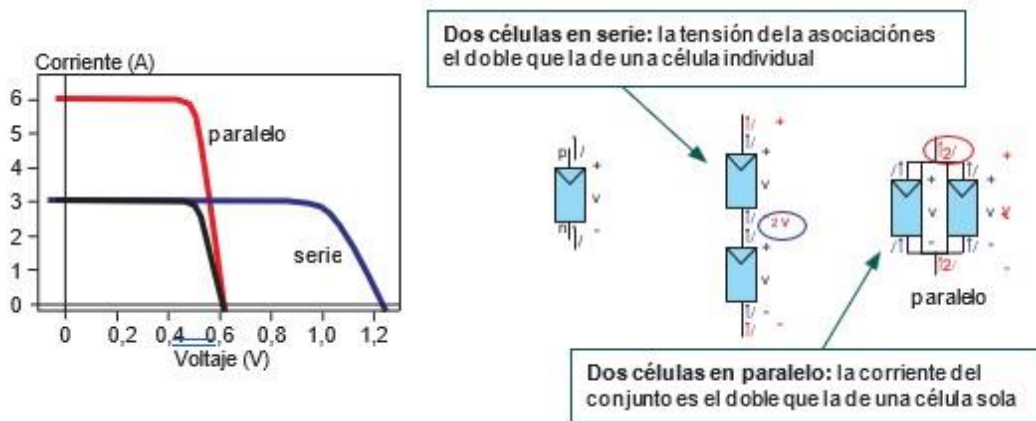


Figura 5. Asociación de Células Solares.
Fuente: Tomado de McGrawHill 2020.

4.2.2. El regulador

El disponer de un dispositivo de regulación de carga, es primordial para un correcto funcionamiento de la instalación, mismo que va instalado en la unión entre los paneles solares y las baterías. “Este elemento recibe el nombre de regulador y tiene como misión evitar situaciones de carga y sobredescarga de la batería, con el fin de alargar su vida útil” (Prostar, 2023, p. 2). El regulador funciona en dos modos operativos. En el modo de carga, su función es optimizar la transferencia de energía hacia el acumulador, asegurando una carga eficiente y protegiendo contra sobrecargas. En el modo de descarga, el regulador gestiona la distribución de energía desde el acumulador, garantizando un suministro eléctrico continuo y evitando la descarga profunda de la batería. El diagrama de conexión del regulador en una instalación se ilustra en la [Figura 6](#).

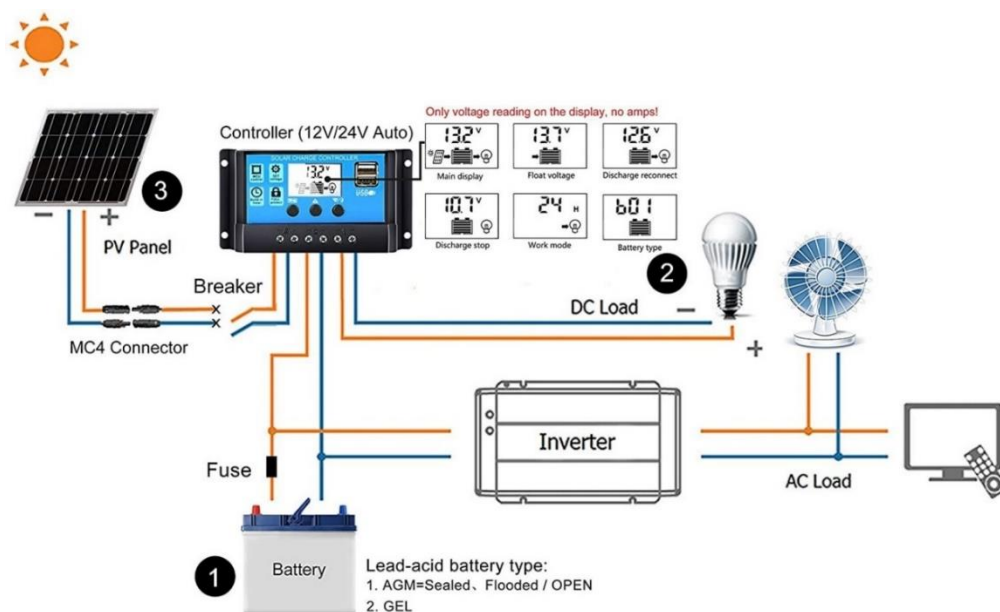


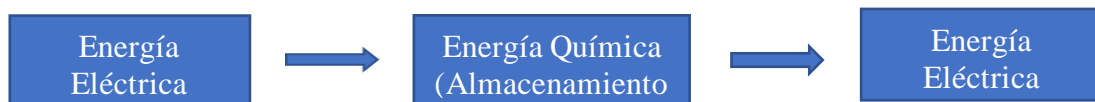
Figura 6. Conexión del regulador en una instalación fotovoltaica.
Fuente: Tomado de Prostarsolar.net

Los módulos solares operan a una tensión nominal superior a la de la batería, la ausencia de un regulador podría resultar en sobrecargas. Esta diferencia de tensión se debe a dos factores principales:

- Compensación de caídas de tensión: La tensión nominal de los paneles se establece más alta para contrarrestar las posibles reducciones en la tensión causadas por el aumento de la temperatura.
- Carga adecuada de la batería: La tensión en circuito abierto (V_{OC}) del panel debe ser superior a la tensión nominal de la batería para garantizar una carga eficiente y correcta.

4.2.3. Acumuladores

La irradiación solar incidente en los módulos fotovoltaicos no es constante, presentando variaciones debidas a diversas causas. Algunas fluctuaciones son previsibles, como el ciclo nocturno y las variaciones estacionales, mientras que otras son impredecibles, como cambios transitorios en la nubosidad. Las baterías, que convierten energía química en eléctrica, juegan un papel crucial en el sistema fotovoltaico al estabilizar el suministro, así tenemos:



La electricidad generada por el sistema fotovoltaico por medio de los módulos solares, que a través de un regulador de carga sirve para cargar los acumuladores, y posteriormente proporcionan energía en la salida de la instalación.

El elemento principal a la hora de seleccionar una batería es su capacidad, punto crítico de la misma, que se define como la cantidad total de energía eléctrica que puede suministrarse durante una descarga completa desde un estado de carga completamente lleno. Esta capacidad se expresa en amperios-hora (Ah) y se determina como el producto de la corriente de descarga del acumulador multiplicada por el tiempo durante el cual se mantiene esa corriente.

$$C = t \times I (Ah) \quad (\text{Ec. 1})$$

4.2.4. Tipos de acumuladores

En instalaciones fotovoltaicas, los acumuladores más utilizados son las de plomo-ácido, por las particularidades que proporcionan. Así mencionamos los principales modelos, expuestos en la [Tabla 1](#).

Tabla 1.

Particularidades de los acumuladores.

Tipo de batería	Tensión por vaso [V]	Tiempo de recarga [horas]	Autodescarga por mes [%]	Nº de Ciclos	Capacidad por tamaño [Wh/kg]	Precio
Plomo-ácido	2	8-16	< 5	Medio	30-50	Bajo
Ni-Cd Níquel-cadmio	1,2	1	20	Elevado	50-80	Medio
Ni-Mh Níquel-metal <i>hydride</i>	1,2	2-4	20	Medio	60-120	Medio
Li ion Ion litio	3,6	2-4	6	Medio-bajo	120-160	Alto

Fuente: Tomado de DirEnergy.

4.2.5. El Inversor

Según [Turbo Energy Solar \(2023\)](#):

El inversor solar es el equipo encargado de recibir y transformar la energía que generan los módulos fotovoltaicos para convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, sincronizada con la red eléctrica (220 V CA de valor eficaz y una frecuencia de 50-60 Hz). La instalación del mismo está representada en la [Figura 7](#). (p. 2)

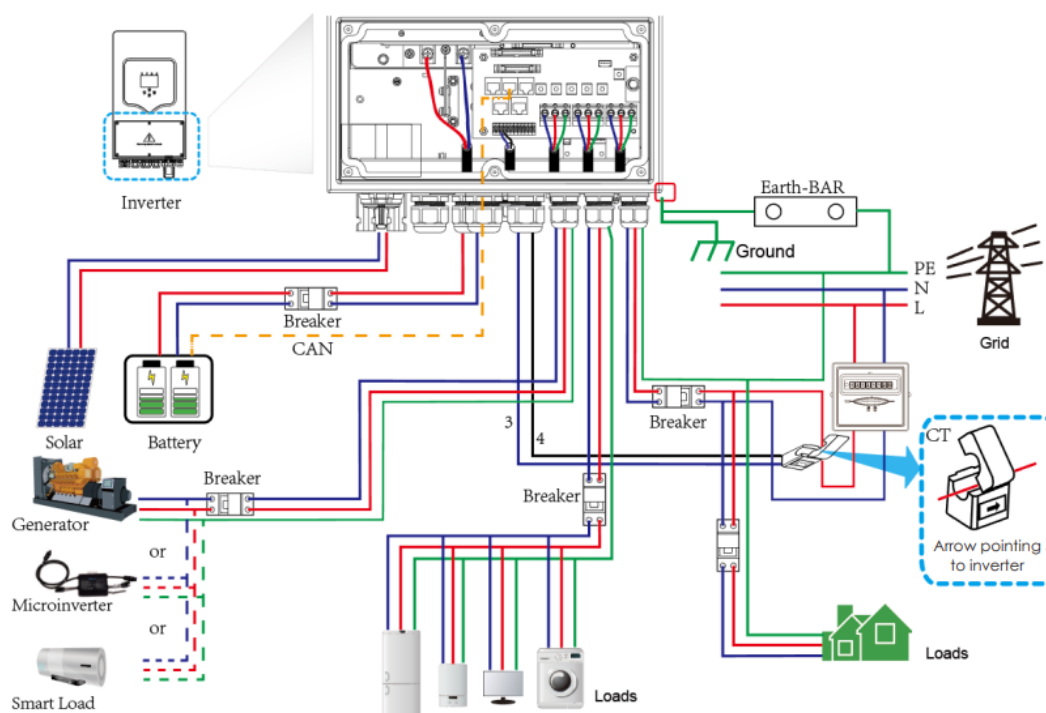


Figura 7. Esquema general de una instalación conectada a red con inversor.

Fuente: Tomado de Manual-Hybrid-Inverter-Series-500048_ES_V7.

El inversor DC/AC, tiene sus particularidades, entre las que podemos mencionar:

- Cuando no hay cargas el consumo en vacío debe ser despreciable.
- Poseer dispositivos de protección contra cortocircuitos es imprescindible.
- Funcionar correctamente en un rango de potencias extenso demuestra su alta eficiencia.
- Los picos de arranque deben ser controlados gracias a su alta fiabilidad.
- Disponer o poder insertar dispositivos de control que aseguren su funcionamiento.
- Gracias a su compatibilidad, debe asegurar la sincronización con la red eléctrica a través de la regulación de la tensión, frecuencia y secuencia.

4.2.6. Inversores en SSFVCR

El componente esencial en un SSFVCR es el inversor, su función principal es convertir la energía eléctrica de CC generada por los módulos solares en CA sincronizada con la red eléctrica, debe sincronizar la onda eléctrica generada con la de la red para asegurar la compatibilidad y estabilidad del sistema. Además, debe disponer de protecciones para salvaguardar tanto la calidad de la electricidad suministrada a la red como la seguridad de la instalación y de los usuarios.

Las características y capacidades de un inversor se determinan por varios parámetros clave:

Potencia: Define la máxima potencia que el inversor puede entregar a la red bajo condiciones óptimas. La variedad de potencias disponibles en el mercado es extensa.

Número de fases: Los inversores con potencias inferiores a 5 kW suelen ser monofásicos, mientras que los que superan los 15 kW son generalmente trifásicos. Algunos inversores monofásicos pueden combinarse para generar corriente trifásica.

Rendimiento Energético: El inversor ideal es aquel que dispone de un alto rendimiento en toda la gama de potencias utilizadas. Los inversores actuales suelen tener un rendimiento promedio cercano al 90 %, y su eficiencia es mayor cuando el sistema opera cerca de su potencia nominal.

Protecciones: Las protecciones esenciales del inversor, que incluyen:

- Interruptor automático.
- Funcionamiento en modo isla.
- Limitación de tensión máxima y mínima.

- Limitación de frecuencia máxima y mínima.
- Protección contra contactos directos.
- Protección contra sobrecargas.
- Protección contra cortocircuitos.
- Bajo nivel de emisiones e inmunidad a armónicos.

4.3. Capítulo 3: Diseño del Sistema Fotovoltaico

4.3.1. Determinación de la capacidad del sistema

El análisis de la demanda energética del laboratorio y dimensionamiento del sistema fotovoltaico en función de esta demanda, comprende la determinación de la demanda de diseño del sistema para lo cual se toma en consideración los siguientes conceptos:

“Potencia nominal eléctrica: Es la cantidad de energía eléctrica que un equipo entrega o absorbe en un determinado instante en términos de voltaje y de corriente” (Itaz, 2017, p. 5). Está se especifica en los datos de placa del equipo y se expresa en [W].

“Carga: Potencia promedio entregada en un punto en un intervalo de tiempo. Este puede aplicarse a un sistema, parte del sistema, consumidor individual o grupo de consumidores” (Montesdeoca, 2005, p. 2).

“Carga instalada: Es la suma de todas las potencias nominales de los aparatos y equipos que se encuentran conectados a un sistema o a parte de él, se expresa generalmente en kVA o en MVA” (Castaño, 2004, p. 7).

Factor de frecuencia de uso (FFUn): Es un valor que determina la incidencia en porcentaje de la carga correspondiente al consumidor comercial o industrial de máxima posibilidades sobre aquel que tiene condiciones promedio y que se adopta como representativo del grupo para propósitos de estimación de la demanda de diseño. (Itaz, 2017, p. 6)

Factor de simultaneidad (FSn): Este factor, expresado en porcentaje, se refiere a los equipos conectados a un punto común de forma simultánea, en función de la forma de utilización de loa equipos, aparatos, maquinas, para una aplicación determinada. La cual se establece por el proyectista para cada una de las cargas instaladas. (Itaz, 2017, p. 6)

“Demanda Máxima Unitaria (DMU): Es la mayor demanda ocurrida en un sistema o en una parte de él, durante el período interesado. Por ejemplo, demanda máxima diaria, mensual, anual. Comúnmente se llama demanda o carga pico” (Montesdeoca Cruz, 2005, p. 6).

“Factor de demanda (FDM): Durante el período de demanda se establece la fracción de la carga instalada que es utilizada de manera simultánea” (Itaz, 2017, p. 7). Por lo general para consumidores comerciales o industriales el FDM es igual a 0.6 según la Norma de la mayoría de las empresas eléctricas, esto dependerá del lugar donde se encuentre.

4.3.2. Aspectos Técnicos y de Seguridad

4.3.2.1. Determinación de protecciones eléctricas necesarias.

Las medidas de protección eléctrica en una instalación solar fotovoltaica son esenciales para asegurar la integridad tanto del sistema como de los usuarios. Estas protecciones se organizan en dos niveles según las normativas vigentes:

Protecciones en Corriente Continua (CC): Este primer nivel abarca los componentes diseñados para gestionar los riesgos asociados con la corriente continua generada por los paneles solares. Incluye:

- Fusibles: Dispositivos que protegen contra sobrecorrientes.
- Interruptor Termomagnético de Corriente Continua: Protección contra sobrecargas y cortocircuitos en el circuito de CC.
- Protector de Descarga Atmosférica: Sistema para mitigar el riesgo de daños por descargas eléctricas atmosféricas.

Protecciones en Corriente Alterna (CA): El segundo nivel se enfoca en la corriente alterna que se inyecta a la red eléctrica, e incluye:

- Interruptor Termomagnético: Protección contra sobrecargas y cortocircuitos en el circuito de CA.
- Disyuntor Diferencial: Dispositivo para detectar y desconectar fugas de corriente a tierra, protegiendo contra choques eléctricos y riesgos de incendio.
- Protector de Descarga Atmosférica (CA): Protección específica para la corriente alterna, diseñada para desviar las descargas eléctricas atmosféricas y minimizar su impacto en el sistema.

Los valores y especificaciones de estos elementos de protección se determinan en función de los cálculos y requisitos del sistema fotovoltaico.

4.3.2.2. Sistema de puesta a tierra.

La IEEE define como sistema de puesta a tierra a la conexión conductora, por medio de la cual un circuito o equipo eléctrico se conecta a tierra, o a algún cuerpo conductor de dimensión relativamente grande que cumple la función de tierra. Se entiende por puesta a tierra la unión eléctrica de un equipo o componente de un sistema eléctrico a tierra por medio de dispositivos que son conductores de electricidad adecuados. Es importante mencionar que el término normalizado para designar la resistencia ofrecida al paso de una corriente eléctrica hacia el suelo a través de una puesta a tierra es “Resistencia de Puesta a Tierra” (RPT).

4.3.3. Medidor bidireccional

El contador o medidor bidireccional es un dispositivo primordial, mediante el mismo cuantificamos la energía que se inyecta en la red (para su posterior remuneración) y además nos proporciona el consumo del usuario en ausencia de radiación solar, dicho elemento lo ubicamos entre el inversor y la red de la Empresa Distribuidora.

4.3.4. Consideraciones Ambientales y Sociales

4.3.4.1. Efectos positivos para el medioambiente de los módulos solares.

Los módulos solares constituyen una solución eficaz para mitigar el consumo excesivo de combustibles fósiles con las consecuencias asociadas a su uso. Los módulos solares proporcionan beneficios ambientales, así tenemos:

Reducción de Gases de Efecto Invernadero: Generar electricidad por medio de la radiación solar en lugar de recurrir a la quema de combustibles fósiles.

Uso de Materiales Abundantes: Módulos solares fabricados con silicio, un mineral disponible que no requiere procesos químicos nocivos.

Ausencia de Contaminantes: Durante la generación de electricidad, los paneles solares no emiten contaminantes atmosféricos ni gases de efecto invernadero, lo que contribuye a la mitigación del cambio climático global.

En resumen, los sistemas fotovoltaicos no solo proporcionan una fuente confiable de energía limpia, sino que reducen el impacto ambiental asociado con la generación de electricidad.

4.3.4.2. Efectos perjudiciales de los módulos solares hacia el medio ambiente.

- Los módulos solares pueden ser tóxico durante su proceso de fabricación.
- Grandes extensiones de terreno, para su instalación dependiendo de la capacidad de generación.
- Los módulos solares se convierten en residuos que hay que tratarlos de forma adecuada al finalizar su vida útil.

4.3.5. Posibles beneficios sociales asociados al proyecto

La energía solar proporciona ventajas económicas significativas al reducir los costos de electricidad y disminuir la dependencia de los proveedores de energía. Sin embargo, sus beneficios van más allá de lo meramente económico, extendiéndose a aspectos sociales cruciales:

Impulso al Crecimiento Económico Sostenible: La adopción de tecnologías solares fomenta un desarrollo económico a largo plazo mediante la inversión en infraestructura renovable y la promoción de un crecimiento económico sustentable.

Generación de Empleo: La expansión del sector solar contribuye a la creación de nuevos puestos de trabajo en áreas como la manufactura, instalación, y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos, impulsando así el empleo y la capacitación laboral.

Beneficios para la Salud Pública: Al reducir la dependencia de fuentes de energía contaminantes, los sistemas solares contribuyen a la mejora de la calidad del aire, lo que tiene un impacto positivo en la salud de la población.

Sostenibilidad Energética: Al invertir en energía solar, no solo se obtienen ahorros económicos, sino que también se apoya el desarrollo de un modelo energético sostenible, promoviendo un ambiente más limpio y estable.

4.4. Capítulo IV: Marco regulatorio de las energías renovables.

4.4.1. Regulación ARCERNNR No. 008/23

Según ([ARCERNNR-001/2021, 2021](#)):

El marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica, se establecen las disposiciones para la habilitación, instalación, conexión, operación, y mantenimiento de *Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) de Consumidores*

Regulados (CR), y las disposiciones para la medición y facturación de la energía eléctrica de CR con SGDA.

La presente Regulación aborda:

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

Un SGDA de CR es aquel que cumple las siguientes condiciones:

- Su Potencia Nominal está limitada.
- Se conecta en sincronía a una red de distribución;
- Abastece la demanda de uno o varios CR, en los términos establecidos en la presente Regulación.
- Es un activo de propiedad de uno o varios CR, destinado para abastecer exclusivamente sus consumos.

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

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

5. Metodología

5.1. Área de emplazamiento.

Para el desarrollo de nuestra investigación, se aplicó métodos científicos, para establecer los diferentes argumentos en el desarrollo. El lugar donde se realizaron los estudios para el diseño del sistema solar fotovoltaico fue en la terraza del edificio 9 de la UTPL, lugar idóneo por el área aprovechable y la cercanía al laboratorio que se pretende dotar de energía alternativa y sea autosustentable en cuanto a consumo de energía eléctrica.

Para el presente proyecto, se identificó las coordenadas del lugar de instalación (ver [Figura 8](#)), en este caso de estudio, se determinó que el edificio 9 de la UTPL se encuentra ubicado en las siguientes coordenadas: Latitud: -3.9863 Longitud: -79.1977, obtenidas mediante la aplicación de *Google Maps*.



Figura 8. Vista aérea del edificio 9 UTPL.

Fuente: *Google Maps*.

En la [Figura 9](#) se puede observar una vista frontal de la edificación en donde se está realizando el estudio.



Figura 9. “Edificio de Prototipos”, Parque Científico y Tecnológico UTPL.

5.2. Dispositivos

5.2.1. Equipos Electrónicos

- Laptop marca HP.
- Celular.

5.2.2. Materiales

- Cinta métrica de carrete.
- Agenda para tomar notas.
- Folletos, libros, guías de energías renovables en digital e impresos.
- *Datasheet* y Catálogos de los componentes de un SFV.
- Normas y Resoluciones.

5.2.3. Sistemas ofimáticos

- PCGIS.
- Excel.
- *Geoportal EERSSA*
- Word.

5.2.4. Equipo humano de trabajo

- Director de tesis.
- Docentes.
- Estudiante.
- Colaboradores internos y externos, entre otros.

5.3. Procedimiento

El diseño del SSFVCR, se lo realizó en diferentes etapas, de acuerdo a los objetivos planteados, esto con la finalidad de tener un sistema realizable.

5.3.1. Primero objetivo

Recolección de datos de demanda del laboratorio de prototipado y obtener una base de datos de radiación solar en la ubicación exacta donde se pretende ubicar los paneles solares. Como punto de partida se dio el inventario de equipos del laboratorio con sus respectivas cargas, seguidamente el registro histórico mensual de consumo de energía eléctrica del último año, para luego continuar con la recopilación de datos del recurso renovable a través de método y programas de software libre que nos proporcionan estos datos de acuerdo a la ubicación, el

caso específico estamos utilizando el *software PVGIS, Solarius-PV, Google Maps, Solargis, Global Solar Atlas*, entre otros.

5.3.2. Segundo objetivo

Diseño del sistema de generación eléctrica fotovoltaica de acuerdo a los requerimientos del laboratorio de prototipado de ingeniería industrial y de acuerdo a los niveles de radiación existentes en la terraza del edificio 9, para lo cual se estableció una metodología clara y precisa para el diseño del sistema, basándonos en normas y cálculos científicos, utilizamos el método del mes peor y para las comprobaciones respectivas el software *PVGIS*.

5.3.3. Tercer objetivo

Análisis de producción del sistema solar fotovoltaico, para lo cual se utilizó las fórmulas de carácter contable y demás elementos, para analizar la viabilidad tanto en costos económicos como medioambientales.

5.4. Recolección y análisis de datos

5.4.1. Dimensionamiento del SSFVCR

5.4.1.1. Lugar de emplazamiento con su respectivo recurso solar.

El recurso solar para el presente diseño, se lo determinó a través del piranómetro instalado en el lugar de emplazamiento que van a ir ubicados los paneles solares, además se utilizó *software Solarius-PV*, que nos brinda una información climatológica, con datos interpolados de más de 8 000 estaciones en todo el mundo para cualquier ubicación determinada, para tener una contrastación de datos de diferentes fuentes y así mejorar la veracidad de los cálculos.

5.4.1.2. Inclinación ideal de los módulos solares.

La inclinación de los módulos solares está determinada por una serie de variables técnicas, incluyendo la latitud geográfica del emplazamiento, los objetivos de la instalación fotovoltaica y las características particulares del sitio de instalación. En este estudio, según como menciona [Perpiñan \(2023\)](#):

El *ángulo de inclinación* (β) es el punto del planeta donde la irradiación solar impacta perpendicularmente, pero, llevando esto a la práctica, no se lo puede realizar, porque se

debe tomar en cuenta los factores ambientales como lluvia, polvo, ceniza, entre otros; por tales razones se recomienda inclinar los módulos levemente. Por lo tanto, para seleccionar el ángulo de inclinación teniendo en cuenta los parámetros de latitud y longitud del lugar de emplazamiento, se puede hacer uso de la [Tabla 2](#), que nos indica diferentes parámetros.

Tabla 2.

Ángulos de Inclinación Recomendados para Módulos Solares.

Latitud del lugar (en grados)	Ángulo de inclinación fijo (en grados)
0 a 15	15
15 a 20	La misma latitud
25 a 30	Latitud más 5
30 a 35	Latitud más 10
35 a 40	Latitud más 15
40 o más	Latitud más 20

Si la inclinación del panel aumenta, se producirá una pérdida angular al subir la inclinación del nivel del ángulo del módulo fotovoltaico, para determinar dichas pérdidas se aplica la siguiente ecuación:

$$Pérdidas(\%) = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} \times (\beta - \varphi + 10)^2] \quad (\text{Ec. 2})$$

para $\leq 15^\circ$

Donde:

φ : latitud del lugar.

β : ángulo de inclinación.

5.4.1.3. Determinación del consumo eléctrico.

Para el consumo eléctrico mensual, periodo comprendido entre enero 2018 a diciembre 2023, se desarrolló un historial del mismo por medio de las facturas de consumo eléctrico otorgadas por la UTPL, correspondientes al medidor N° 33683, signado con código único eléctrico nacional N° 1803345204, ubicado en la planta baja del edificio 9_Prototipos, junto al transformador, con tipo de tarifa ARCONEL comercial media tensión. En la [Tabla 3](#) (completa [Anexo 1](#)) y la [Figura 10](#), se visualiza las fluctuaciones de consumo de energía.

Tabla 3.*Consumo Mensual de Energía del Edificio 9_Parque Científico.*

Año	Mes	Días facturados	Fecha desde	Fecha hasta	Factor de potencia (FP)	Consumo KWh	Valor (USD) de consumo energía	Comercialización	Valor Demanda	Servicio Alumbrado Público	Contribución Bomberos	VALOR TOTAL PAGADO (USD)
2018	Enero	31	5/1/2018	5/2/2018	0,9997	2373	225,44	1,41	62,27	47,47	5,79	342,38
2018	Febrero	28	5/2/2018	5/3/2018	0,9997	2373	225,44	1,41	62,27	47,47	5,79	342,38
.....
2019	Marzo	31	5/3/2019	5/4/2019	0,999993	5744	545,68	1,41	119,75	101,46	5,91	774,21
2019	Abril	30	5/4/2019	5/5/2019	0,999993	5744	545,68	1,41	119,75	101,46	5,91	774,21
.....
2020	Mayo	0	5/6/2020	5/6/2020	0	0	0	1,41	71,85	11,86	6,00	91,12
2020	Junio	61	5/5/2020	5/7/2020	0	0	0	1,41	16,53	2,73	6,00	26,67
.....
2021	Julio	31	5/7/2021	5/8/2021	0,99992	3000	285	1,41	52,69	55,72	6,00	400,82
2021	Agosto	31	5/8/2021	5/9/2021	0	2594	246,43	1,41	52,69	49,35	6,00	355,88
.....
2022	Septiembre	29	2/9/2022	1/10/2022	1	5678	539,44	1,41	127,03	78,35	6,38	752,61
2022	Octubre	30	2/10/2022	1/11/2022	1	7372	700,3	1,41	337,12	130,05	6,38	1175,26
.....
2023	Noviembre	30	2/10/2023	1/11/2023	1	9484	900,98	1,41	234,52	134,38	6,75	1278,04
2023	Diciembre	29	2/11/2023	1/12/2023	1	10654	1012,1	1,41	249,18	148,58	6,75	1418,04

Como podemos observar, los consumos energéticos varían de acuerdo al periodo académico y las cargas puntuales que se van sumando debido a remodelaciones, reubicaciones y aumento de equipos en laboratorios y aulas que allí funcionan.

En el [Anexo 1](#), se detalla el significado de cada rubro dispuesto por el agente regulador del servicio eléctrico en el cobro de cada planilla de servicio eléctrico.

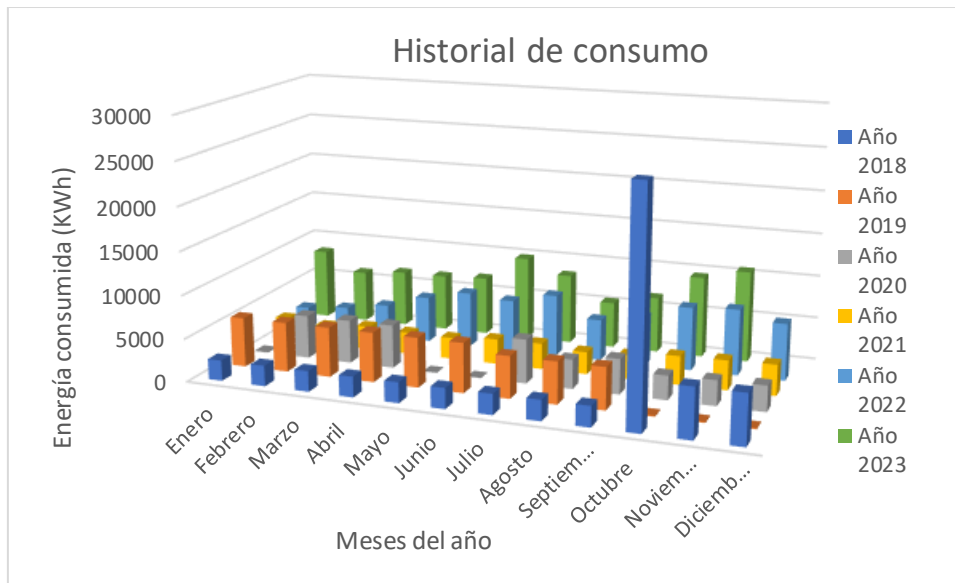


Figura 10. Fluctuaciones de consumo de energía.

Fuente: Autor

5.4.1.4. Registro de consumo de energía real.

El valor del consumo real de energía de la carga instalada en el laboratorio de prototipos del edificio 9, se determinó mediante la utilización de un medidor de energía bidireccional marca Fronius (ver [Figura 11](#)).



Figura 11. Medidor bidireccional.

5.4.1.5. Instalación del medidor de energía bidireccional.

Para realizar cualquier maniobra en línea caliente o mucho mejor con línea muerta, se debe tener presente las 5 reglas de oro en seguridad eléctrica y disponer de todos los EPP

necesarios, para evitar contratiempos, en la [Figura 12](#) se muestra el equipo instalado en el tablero de distribución del laboratorio de prototipos.



Figura 12. Instalación de contador bidireccional.

Fronius Smart Meter TS 65A-3 es un medidor bidireccional que optimiza el autoconsumo, controla los diferentes flujos de energía y registra la curva de consumo.

5.4.1.6. Determinación por el Método del mes peor.

Utilizando el método del "peor mes", el diseño del sistema se basa en la capacidad de cubrir plenamente las demandas energéticas durante el período con la menor relación entre consumo y radiación solar. Este enfoque asume que, al dimensionar el sistema para garantizar el suministro de energía en el mes con la peor relación entre radiación global y demanda energética, empleando promedios mensuales de irradiación y promedios diarios de carga, el sistema será capaz de satisfacer las necesidades energéticas durante el resto del año sin dificultades.

Para determinar los valores medios diarios se utiliza la siguiente ecuación:

$$E_{diario\ promedio} = \frac{E_{pcm}}{30\ días} \quad (Ec. 3)$$

Donde:

E_{pcm} : Energía promedio mensual.

5.4.1.7. Relación Consumo/Radiación.

El valor de la relación de consumo/radiación (C/R) disponible, según la siguiente ecuación tenemos:

$$C/R = \frac{C_t}{R_d} \quad (\text{Ec. 4})$$

De donde:

C_t : Consumo total de la instalación.

R_d : Radiación disponible [KWh/m²/día].

5.4.1.8. Determinación del número de módulos fotovoltaicos.

De acuerdo a la disponibilidad en el mercado, se eligió los paneles fotovoltaicos con mayores prestaciones tanto técnicas como económicas, logrando determinar el número de paneles (N_p), tomando como referencia la potencia de captación del panel elegido (P_p) en Watios-pico [Wp] y del mayor valor de C/R_{max} , se determina el número de paneles necesarios. Para lo cual se utilizará el método de hora solar pico, asumiendo que la energía máxima demandada deberá estar expresada en [Wh/día], utilizamos la siguiente ecuación:

$$N_p = 1,1 \times \frac{C/R_{max}}{P_p} \quad (\text{Ec. 5})$$

Donde:

N_p : Número de paneles fotovoltaicos.

C/R_{max} : Valor de relación consumo/radiación mayor.

P_p : Potencia del panel seleccionado.

En este caso, el factor (1,1) se lo aplica para compensar posibles pérdidas debido a errores en la orientación, acumulación de suciedad, limpieza de paneles, entre otros factores externos. Una vez determinado las particularidades del inversor y de los módulos fotovoltaicos, se procede a establecer la disposición del arreglo de los módulos fotovoltaicos, estableciendo al final la cantidad de módulos en serie, paralelo y distancia entre ellos.

Para determinar el área de emplazamiento de los módulos fotovoltaicos, se aplicó la siguiente ecuación:

$$A_n = N_p \times A_p \quad (\text{Ec. 6})$$

Donde:

A_n : Área necesaria de emplazamiento [m²].

N_p : Número de paneles.

A_p : Área del panel fotovoltaico a emplear [m²].

5.4.1.9. Determinación de la cantidad máxima de módulos en un *string*.

El valor límite aplicado, se utiliza como referencia la época invernal con temperatura de -10 °C. A temperaturas bajas, la tensión de los módulos fotovoltaicos aumenta. La máxima

tensión operativa para un inversor fotovoltaico se determina considerando el escenario de funcionamiento en circuito abierto (sin carga) bajo condiciones de baja temperatura, como en un día soleado de invierno. En este contexto, la tensión máxima de salida del inversor debe ser inferior a la tensión máxima de entrada en corriente continua (DC) del inversor para garantizar su protección operativa.

Tomando en cuenta esta consideración crítica, se estableció la cantidad máxima de módulos que pueden conectarse en serie ($N_{s_{max}}$). Este valor se calcula dividiendo la tensión máxima de entrada del inversor por la tensión en circuito abierto del módulo a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, tendríamos:

$$N_{s_{max}} \leq \frac{V_{in_{max_inversor}}}{V_{oc_{(-10\text{ }^{\circ}\text{C})}}} \quad (\text{Ec. 7})$$

Los *datasheet* de los fabricantes de módulos proporciona toda la información sobre las diferentes características técnicas a ser aplicadas para los diferentes cálculos. Por lo antes mencionado, se puede confirmar que la V_{oc} a la temperatura de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, se la puede determinar tomando en cuenta los valores de las condiciones STC [$V_{ca}(STC)$], así tenemos:

$$V_{oc_{(-10\text{ }^{\circ}\text{C})}} = \left(1 + \frac{\beta_{V_{oc}}}{100} \times (T - 25\text{ }^{\circ}\text{C})\right) \times V_{oc} \quad (\text{Ec. 8})$$

Donde:

V_{oc} : Voltaje de circuito abierto del panel fotovoltaico [V].

T : Temperatura de célula a $10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

$\beta_{V_{oc}}$: Coeficiente de temperatura de V_{oc} (% / $^{\circ}\text{C}$).

5.4.1.10. Determinación cantidad mínima de módulos en un *string*.

Dependiendo de la estación climática que nos encontremos, por ejemplo, si estamos en verano, los módulos instalados sobre el techo o sobre cualquier superficie superior que se instalen, pueden alcanzar valores de temperatura entre los 70 a $75\text{ }^{\circ}\text{C}$. Si se dispone de un arreglo de paneles fotovoltaicos con una buena ventilación, es habitual alcanzar valores cercanos a $65\text{ }^{\circ}\text{C}$. Para calcular cantidad de módulos conectados en serie en una cadena o *string* mínima, se la determinara por el cociente entre la tensión mínima de entrada del inversor en el punto de máxima potencia (**PMP**) y la tensión generada por el módulo en el punto de máxima potencia a la temperatura de operación más desfavorable. (Bayod, 2009, p. 14)

A continuación, la expresión siguiente determina el valor mínimo de la cantidad de módulos fotovoltaicos en serie:

$$Ns_{min} \geq \frac{V_{in_{min_inversor}}}{V_{pmp(70^\circ C)}} \quad (\text{Ec. 9})$$

Se puede determinar la tensión operativa máxima a la temperatura más elevada, partiendo de la variación de tensión con la temperatura (β) y del valor de la tensión en el punto de máxima potencia (MPP) bajo las condiciones STC [$V_{mp}(STC)$].

$$V_{mpp(70^\circ C)} = \left(1 + \frac{\beta}{100} \times (T - 25^\circ C)\right) \times V_{mp} \quad (\text{Ec. 10})$$

Donde:

β : coeficiente de temperatura de Voc (% / °C).

T : temperatura de célula 70 °C.

V_{mp} : voltaje pico del módulo fotovoltaico [V] en STC.

5.4.1.11. Determinación de la cantidad de *strings*.

Según [Turbo Energy Solar \(2023\)](#):

Se debe verificar que la máxima cantidad de corriente entregada por el generador fotovoltaico no sobrepase la máxima corriente de entrada del inversor. La cantidad de *strings* está determinada por el cociente entre la cantidad máxima permitida de corriente DC de entrada del inversor y la corriente máxima por *string*.

$$N_s \leq \frac{I_{in_{max_inversor}}}{I_{string}} \quad (\text{Ec. 11})$$

Donde:

I_{string} : corriente de cortocircuito del módulo seleccionado. (p. 3)

5.4.1.12. Determinación de la distancia mínima entre módulos.

La determinación de un desempeño ideal de los módulos fotovoltaicos, es primordial establecer una distancia entre filas de los módulos solares dependiendo de la altura del panel y de la latitud del lugar donde se realiza la instalación. Se establecen requerimientos mínimos a considerar en la determinación de la distancia mínima entre los módulos fotovoltaicos, lo cual se puede observar en la [Figura 13](#).

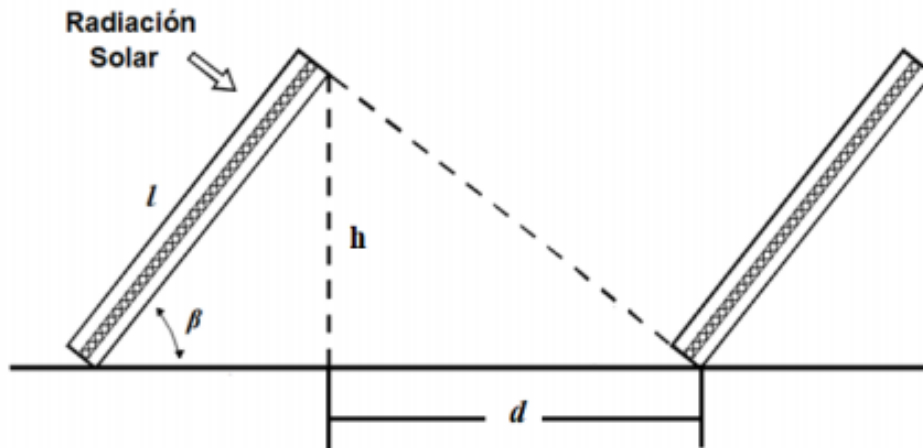


Figura 13. Parámetros distancia entre filas de módulos solares.

Fuente: solarweb

La distancia entre filas se calcula por medio de la ecuación:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (\text{Ec. 12})$$

Donde:

d: Distancia mínima [m].

h: Altura de los paneles respecto a la horizontal [m].

La altura de los módulos con respecto a la horizontal se la determina utilizando un cálculo trigonométrico sencillo, conociendo el ángulo de inclinación de los mismos, esto es:

$$h = L \times \sin(\beta) \quad (\text{Ec. 13})$$

Donde:

L: longitud de los módulos [m].

β: Ángulo de inclinación de los módulos [°].

5.4.1.13. Determinación de los conductores del SSFVCR.

La determinación del tipo de conductor a utilizar en el SSFVCR, se lo realiza considerando ramales de línea propios de una instalación fotovoltaico conectada a la red (ver [Figura 14](#)).

- Ramal 1: Acoplamiento de los módulos.
- Ramal 2: Acoplamiento del inversor fotovoltaico.
- Ramal 3: Acoplamiento del inversor al tablero de protecciones y medida.

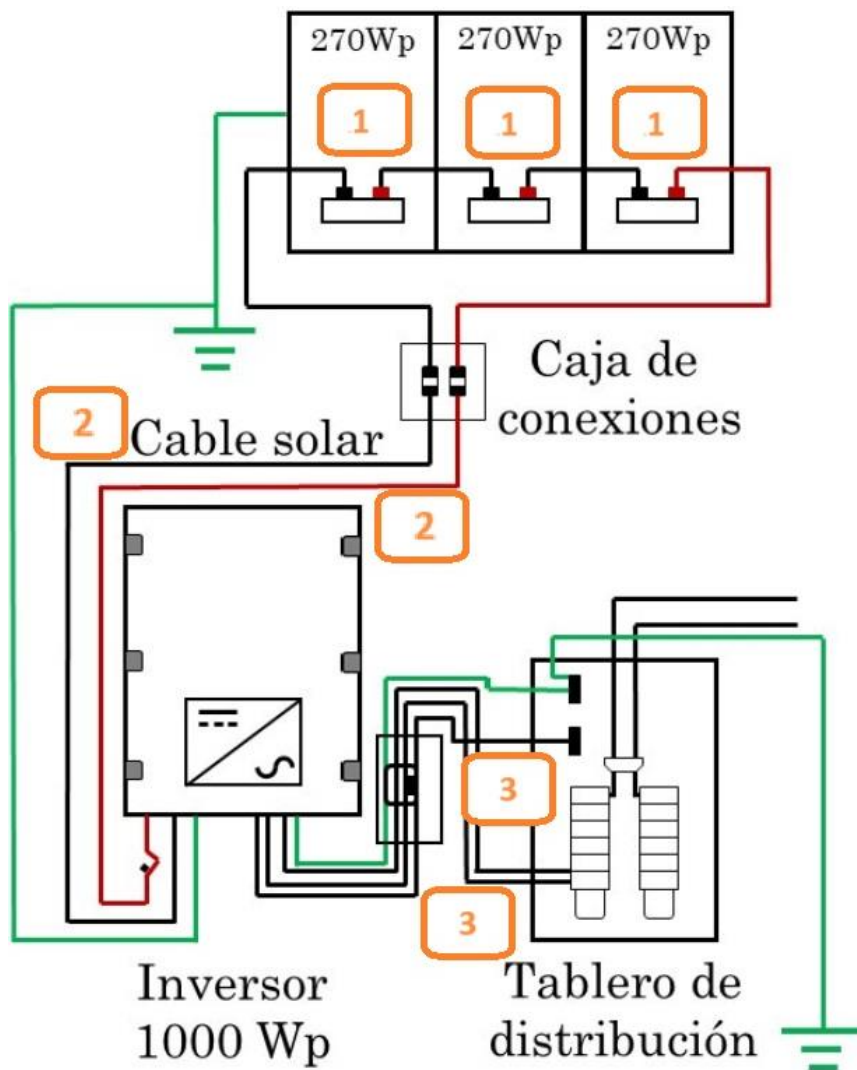


Figura 14. Tramos de líneas en un SFCR.

Fuente: Basado en (Cortés et al., 2020)

Según Cortés et al. (2020):

El dimensionamiento de los cables de conexión debe estar calculados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador, y la caída de voltaje entre el generador y el punto de conexión a la red de distribución local, no debe superar el 1.5 % para la intensidad nominal.

$$I_n = 1.25(I_{sc}) \tag{Ec. 14}$$

Ramal de corriente continua: Determinada mediante la siguiente ecuación:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times l \times I_n}{\Delta V\% \times V \times \gamma_\theta} \tag{Ec. 15}$$

Ramal de corriente alterna: Determinada mediante la siguiente ecuación:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times l \times I_n \times \cos \theta}{\Delta V\% \times V \times \gamma_{\theta}} \quad (\text{Ec. 16})$$

Donde:

I_n : Corriente en cada ramal de conexión del sistema fotovoltaico [A].

γ_{θ} : Conductividad del conductor (tomar a la temperatura de servicio).

S : Sección del conductor [mm²].

l : Extensión de línea [m].

$\Delta V\%$: Caída de tensión máxima permitido (1.5 %)

V : Tensión de línea [V].

$\cos \theta$: Factor de potencia de la carga al final de la línea. (p. 7)

Es primordial establecer que la conductividad del conductor se debe referenciar a la temperatura de servicio, normalmente el aislamiento termoestable es a 90 °C, dichos valores están estandarizados, los mismos los podemos ver en la [Tabla 4](#).

Tabla 4.

Conductividad de conductores.

Temperatura del Conductor			
Material	γ_{20} (S_ m/(Ω ·mm ²))	γ_{70} (S_ m/(Ω ·mm ²))	γ_{90} (S_ m/(Ω ·mm ²))
	Termoplástico 20 °C	Termoplástico 70 °C	Termoestable 90 °C
Cobre	58.00	48.47	45.49
Aluminio	35.71	29.67	27.80

Fuente: Basado en prysmianclub.es

Según la Normativa Ecuatoriana de Construcción (NEC), Instalaciones Eléctricas, los conductores de una canalización eléctrica deben manejar el siguiente código (ver [Tabla 5](#)).

Tabla 5.

Código de Colores para Conductores.

Conductor	Color
Neutro	Blanco
Fase	Rojo, azul, negro, amarillo o cualquier otro color diferente a neutro y tierra.
Tierra	Verde, verde con franja amarilla.

Fuente: NEC_Instalaciones Eléctricas, 2018

5.4.1.14. Dispositivos de maniobra y protección

5.4.1.14.1. Termomagnético para cada circuito del generador fotovoltaico.

Según Castejon & Santamaría (2010), “Los interruptores termomagnéticos deben ser específicos para cada corriente” (p. 25).:

$$I_n \geq 1,25 \times I_{sc} \quad (\text{Ec. 17})$$

$$V_{s oc} = N_s \times V_{oc} \quad (\text{Ec. 18})$$

$$V_n \geq V_{s oc} \quad (\text{Ec. 19})$$

Donde:

V_{CA} : Tensión de circuito abierto del panel fotovoltaico [V].

I_n : Corriente nominal del interruptor termomagnético [A].

$V_{s oc}$: Tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico en la rama [V].

I_{sc} : Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico [A].

V_n : Tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico en la rama [V].

5.4.1.14.2. Determinación de las protecciones de sobrevoltaje.

Todo elemento de nuestro sistema fotovoltaico debe tener su protección, y más aún si nuestros equipos van a estar en algunos casos a la intemperie, por lo que es necesario protecciones contra sobrevoltajes debido a descargas atmosféricas, la cual se instala en la caja de conexiones del generador, conectadas entre el positivo, negativo y la toma a tierra, como se puede observar en la [Figura 15](#).

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE (DPCS)

DPCS: Equipo que abre circuitos automáticamente para proteger de corrientes dañinas

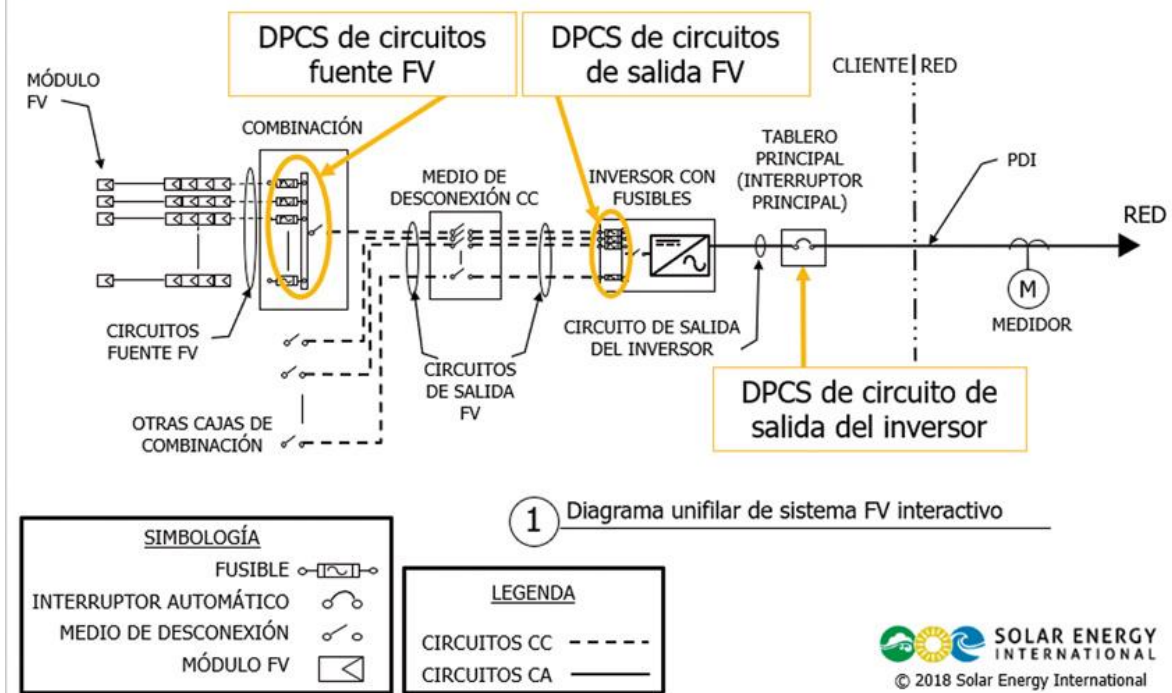


Figura 15. Dispositivos de protección de un sistema fotovoltaico.

Fuente: Tomado de Solar Energy International.

Para establecer que se cumpla la norma sobre protecciones, se debe cumplir que:

$$V_n \geq 1,2 V_{s oc} \quad (\text{Ec. 20})$$

Donde:

V_n : Tensión nominal del limitador de sobrevoltajes [V].

5.4.1.14.3. Determinación de los fusibles de los paneles fotovoltaicos.

Como ya habíamos mencionado, todo elemento del sistema fotovoltaico debe tener su protección, en este caso debe cumplirse:

$$I_n > 1,6 I_{sc} \quad (\text{Ec. 21})$$

$$I_n < 2,4 I_{sc} \quad (\text{Ec. 22})$$

$$V_n \geq \text{Máximo tensión de entrada en el inversor} \quad (\text{Ec. 23})$$

Donde:

I_n : Corriente nominal del fusible [A].

V_n : Voltaje nominal del fusible [V].

5.4.1.14.4. Determinación de las protecciones del inversor.

Debemos calcular las corrientes y tensiones de salidas, así tenemos:

$$I_n \geq 1,25 I_{inv} \quad (\text{Ec. 24})$$

$$V_n = V_{nca} \quad (\text{Ec. 25})$$

Donde:

V_n : Voltaje nominal del interruptor termomagnético [V].

I_n : Corriente nominal del interruptor termomagnético [A].

V_{nca} : Voltaje nominal del sistema en corriente alterna [V].

I_{inv} : Intensidad nominal a la salida del inversor [A].

5.4.2. SSFVCR: Generación de energía diaria y anual

Según Potes (2019):

La energía generada por el sistema se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$E_d = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \times P_{Gmax} \times PR}{G_{GEM}} \quad (\text{Ec. 26})$$

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm} \times (\text{perdida de inclinación}) \quad (\text{Ec. 27})$$

La energía anual de forma aproximada se aplica la siguiente expresión:

$$E_a = E_d \times 365 \quad (\text{Ec. 28})$$

Donde:

E_d : Energía diaria producida [kWh/día].

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador [kWh/m²/día].

P_{Gmax} : Potencia máxima o pico del generador fotovoltaico [kW].

PR : Rendimiento energético de la instalación, expresado en tanto por uno.

Valores típicos: 0.65 – 0.8

G_{GEM} : Irradiancia en condiciones estándar de medida [1 kW/m² constante].

E_a : Energía anual producida [kWh/año]. (p. 18-19)

5.4.3. Valor anual por energía facturada

Para determinar el ahorro que obtendremos por el sistema fotovoltaico instalado, se examina la variación del factor demanda – generación. La regulación [ARCERNNR-008/2023](#): Señala que la factura mensual que emita la Distribuidora deberá adjuntar una tabla en la que conste los siguientes valores: energía total requerida por el CR, energía tomada de la red de distribución (que le corresponde al CR), energía inyectada o neta del SGDA (que le corresponde al CR), energía neta, crédito de energía, y saldo total acumulado de energía, correspondientes a los 12 periodos de consumo anteriores. (p. 14)

Si existe un remanente negativo o positivo, hay si el remanente es negativo, la energía consumida se factura, por el contrario, si el remanente es positivo, la energía inyectada resultante se considerará como un crédito a favor para el siguiente mes.

5.4.4. Determinación del factor de planta

El factor de planta se lo calculó de acuerdo a la capacidad nominal durante un año, así tenemos:

$$F_{pt} = \frac{\text{Generación de energía real [kWh]}}{\text{Potencia nominal máxima planta [kW]} \times 8\,760 \text{ [h]}} \quad (\text{Ec. 29})$$

Cable una aclaración en este punto, muchos autores y revistas científicas, para el estudio en particular de nuestro caso nos sugieren no considerar las 8 760 h en el año, pero el sistema de generación funciona 9 h/día, totalizando 3 285 horas al año.

5.4.5. Determinación de la disminución de emisiones de CO₂

La entidad encargada de calcular el factor de emisión (FE) de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado (SNI) es la Comisión Técnica de Determinación de Factores de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (CTFE), en lo referente al contexto de las estrategias de mitigación del cambio climático en el país. Además, es fundamental para el seguimiento y control de la huella de carbono de las empresas y usuarios que necesitan evaluar sus inventarios de emisiones corporativas.

En el análisis de emisiones, resulta beneficioso emplear el factor de CO₂ Ex Ante, ya que permite prever las toneladas de dióxido de carbono que se evitarán emitir a la atmósfera antes de la ejecución de un proyecto. Esta metodología anticipa las reducciones potenciales de emisiones, proporcionando una estimación crucial para la evaluación preliminar del impacto ambiental de iniciativas de mitigación, así tenemos:

$$\text{Reducción de emisiones de CO}_2 = EF_{grid,cm} \times E_a \quad (\text{Ec. 30})$$

Donde:

$EF_{grid,cm}$: Factor de emisión de CO₂ Ex Ante (0.2957 [tCO₂/ MWh] para proyecto solares).

E_a : Energía anual producida [kWh/año].

5.4.6. Análisis de la factibilidad económica

Para evaluar la viabilidad económica del proyecto fotovoltaico del laboratorio de prototipado del edificio 9 del Parque Científico de la UTPL, considerando el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación (PR) de la inversión del proyecto.

5.4.6.1. Determinación de Valor Actual Neto (VAN).

El Valor Actual Neto es una herramienta financiera utilizada para evaluar la rentabilidad de una inversión o proyecto, el resultado es una cifra en unidades monetarias que indica cuánto se espera ganar o perder con la inversión. El VAN se puede calcular a través de la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_0 + \frac{FC_1}{(1+k)^1} + \frac{FC_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+k)^n} \quad (\text{Ec. 31})$$

Donde:

k : Caja de descuento.

I_0 : Inversión económica inicial.

n : Período de vida útil.

FC : Flujo de caja.

Los criterios de decisión del VAN, según [Barandiarán \(2017\)](#):

VAN > 0: El proyecto puede aceptarse, implica que se produce un rendimiento superior al mínimo requerido y el proyecto producirá ganancias.

VAN = 0: Dado que el proyecto no agrega valor monetario, no producirá ni ganancias ni pérdidas, la decisión debería basarse en otros criterios.

VAN < 0: El proyecto debe rechazarse debido a que éste producirá pérdidas, solo se aceptará un proyecto con VAN menor que cero si éste tiene un alto impacto en la sociedad. (p. 24)

5.4.6.2. Determinación de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

El TIR es la tasa de descuento que iguala el Valor Actual Neto (VAN) a cero, lo que indica el rendimiento promedio anual esperado del capital invertido en un proyecto a lo largo de su vida útil. En términos financieros, una TIR más alta sugiere un mayor potencial de rentabilidad, ya que implica que los flujos de caja generados superan el costo del capital invertido, mejorando así la viabilidad financiera del proyecto. Para lo cual se aplica la siguiente ecuación:

$$TIR = -I_0 + \frac{FC_1}{(1+k)^1} + \frac{FC_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+k)^n} \quad (\text{Ec. 32})$$

5.4.6.3. Determinación de la Relación Beneficio/Costo (B/C).

Según Potes (2019):

Como en todo proyecto, se debe tener en cuenta la relación Beneficio/Costo, la cual permite determinar la viabilidad de los proyectos.

$$\frac{B}{C} = \frac{VA_{Beneficios}}{VA_{Costos}} \quad (\text{Ec. 33})$$

Donde:

VA Beneficios: Valor actual de los ingresos totales netos o beneficios netos.

VA Costos: Valor actual de los costos de inversión o costos totales.

$\frac{B}{C} > 1$ El proyecto es rentable.

$\frac{B}{C} = 1$ La inversión resulta indiferente.

$\frac{B}{C} < 1$ La inversión es inconveniente. (p. 31)

5.4.6.4. Plazo de recuperación (Playback).

El *Playback*, es el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión.

$$PR = \frac{I_0}{F} \quad (\text{Ec. 34})$$

Donde:

F : Valor de los flujos de caja.

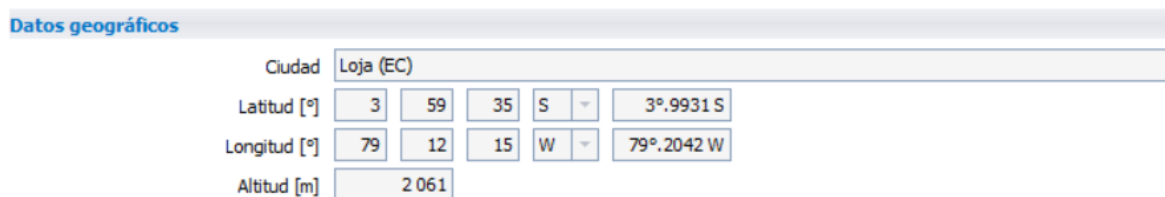
I_0 : Inversión económica inicial.

6. Resultados

6.1. SSFVCR: Diseño.

6.1.1. Determinación de la irradiación en el lugar de emplazamiento

La determinación de la irradiación en el lugar de emplazamiento de los módulos fotovoltaicos, se utilizó el software *Solarius-PV*, en dicho software se ingresan de manera sencilla la ubicación deseada a través del mapa interactivo (ver [Figura 16](#)), dichos valores ingresados en el software corresponden a las coordenadas de la terraza del edificio 9 de la UTPL, datos importados de PVGIS.



Datos geográficos						
Ciudad	Loja (EC)					
Latitud [°]	3	59	35	S		3°.9931 S
Longitud [°]	79	12	15	W		79°.2042 W
Altitud [m]	2061					

Figura 16. Coordenadas edificio 9 UTPL

Fuente: Autor

Con la información geográfica ingresada, como se puede ver en la [Figura 17](#), el sistema nos proporcionó los datos de irradiación sobre el plano horizontal global mensual, de la base de datos de *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, además de otros parámetros como: irradiación directa, difusa, total, gráficos mensuales, anuales, sombreado, reflectancia, entre otros datos.

Irradiación sobre el plano horizontal

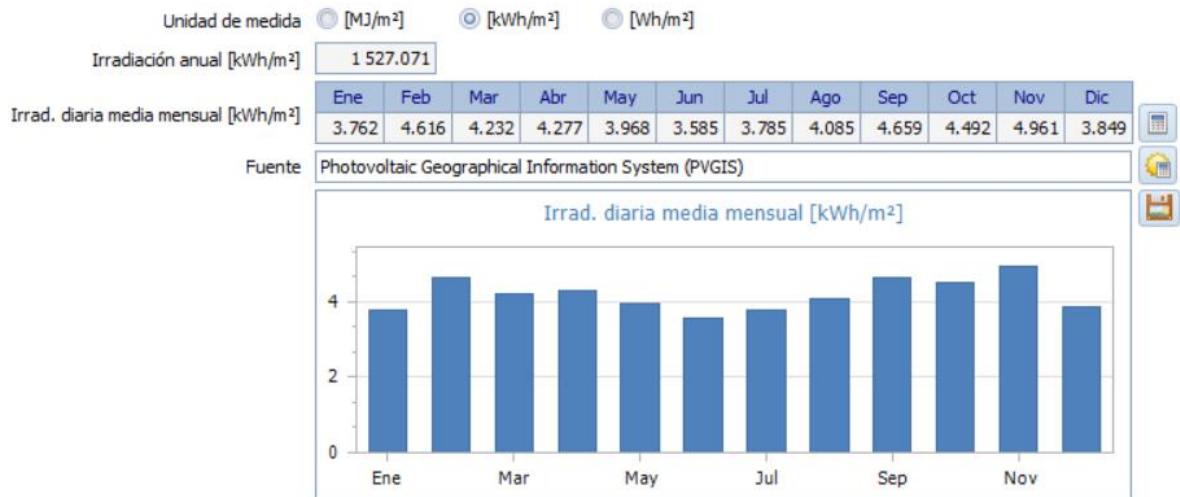


Figura 17. Irradiación diaria media mensual.

Fuente: Autor

Otros datos que son relevantes, también nos proporcionó el software, como se puede observar en la Figura 18.

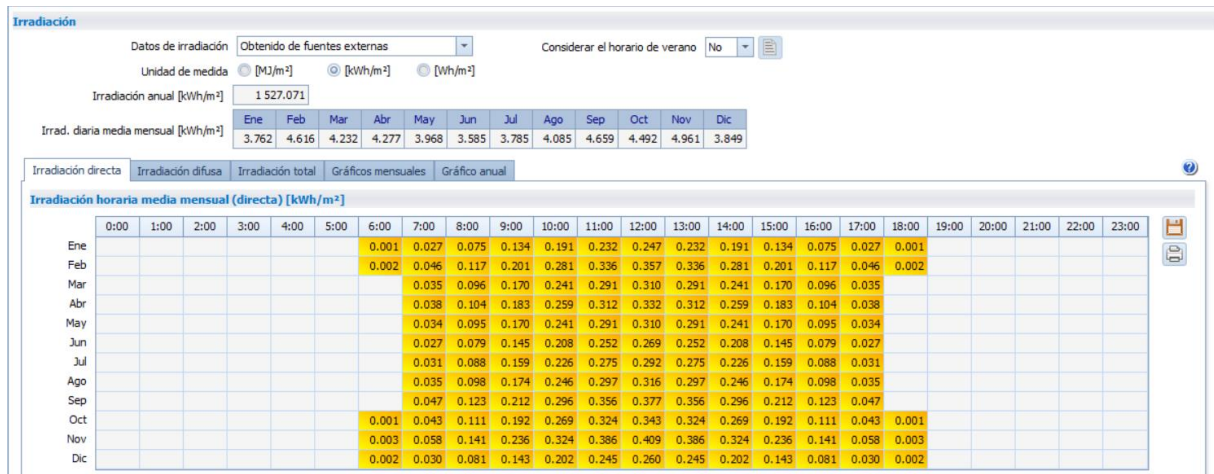


Figura 18. Datos relevantes de irradiación.

Fuente: Autor

6.1.2. Determinación de inclinación ideal

Para el diseño fotovoltaico planteado, según la latitud señalada por el *Google Maps*, la latitud del edificio 9 en este caso es de -3.9863 , lo que según el software estamos hablando de $3^{\circ}.9931$ S, el signo negativo de la latitud no influye para seleccionar el ángulo de inclinación, este solo nos hace referencia de que nos encontramos en el hemisferio Sur. Tomando como referencia la Tabla 2, se asume el valor del ángulo de Inclinación $\beta = 15^{\circ}$, esto debido a que la

suciedad acumulada en los paneles pueda ser retirada por la lluvia.

Teniendo en cuenta lo antes mencionado, se calculó la pérdida angular, esto debido al incremento del nivel o ángulo del panel fotovoltaico, para lo cual aplicamos la ecuación Ec. 2.

$$Pérdidas(\%) = 5.29 \%$$

6.1.3. Determinación de la demanda de la carga eléctrica del laboratorio prototipos

Para la determinación del consumo, primeramente, se debe establecer la carga instalada en el laboratorio, los datos se pueden observar en la [Tabla 6](#), donde se detallan las cargas instaladas los valores promedios de consumo y uso diario.

Tabla 6.

Demanda de Energía del Laboratorio de Prototipado.

UNIVERSIDAD TÉCNICA PARTICULAR DE LOJA								
Item	Cantidad	Nombre	Voltaje [V CA]	Amperaje [A]	Potencia Nominal [W]	Uso Diario [horas]	Consumo Diario [kWh/día]	Consumo Mensual [kWh/mes]
1	1	TERMOPRENSA	220	18.00	3564.00	1	3.56	71.28
2	1	MÁQUINA DE ENSAYO	110	5.00	495.00	2	0.99	19.80
3	2	MINI FRESA	110	7.00	1386.00	1	1.39	27.72
4	2	MINI TORNO	110	7.00	1386.00	1	1.39	27.72
5	1	ROUTER	220	15.00	2970.00	1	2.97	59.40
6	1	UPS-LASER	220	45.00	8910.00	2	17.82	356.40
7	1	INYECTORA	220	8.70	1722.60	1	1.72	34.45
8	1	MOLINO	220	17.00	3366.00	1	3.37	67.32
9	1	PELETIZADORA	220	7.00	1386.00	1.5	2.08	41.58
10	1	MOLINO ACTUAL	110	20.00	1980.00	1	1.98	39.60
11	1	BANCO NEUMATICO	110	5.00	495.00	1	0.50	9.90
12	1	COMPRESOR	110	7.00	693.00	1	0.69	13.86
13	1	EXTRUSOR	220	17.00	3366.00	1.5	5.05	100.98
14	1	ESMERIL	110	4.20	415.80	0.5	0.21	4.16
15	1	CORTADORA DE METAL	120	15.00	1620.00	0.5	0.81	16.20
16	1	TALADRO DE COLUMNA	110	6.82	675.18	0.5	0.34	6.75
17	1	TORNO METAL WARKER	110	4.55	449.96	1	0.45	9.00
18	1	TALADRO PEQUEÑO	110	2.80	277.20	0.5	0.14	2.77
19	1	ESMERIL SKILL	110	3.00	297.00	0.5	0.15	2.97
20	1	TRONZADORA DE MADERA	110	15.00	1485.00	0.5	0.74	14.85
21	1	CORTADORA CON SIERRA	110	1.30	128.70	0.5	0.06	1.29
22	1	LIJADORA DE BANDA	110	3.40	336.60	1	0.34	6.73
23	1	COMPUTADOR DE ROUTER & CPU	110	2.72	269.28	1	0.27	5.39
24	1	RECTIFICADORA	110	4.20	415.80	1	0.42	8.32

25	1	PULIDORA-REGULABLE	110	12.00	1188.00	0.5	0.59	11.88
26	1	LIJADORA DE MANO	110	2.55	252.45	0.5	0.13	2.52
27	1	CALADORA DE MANO	110	6.50	643.50	0.5	0.32	6.44
28	1	TALADRO DE MANO	110	10.00	990.00	0.5	0.50	9.90
29	1	ESMERILADORA ANGULAR	110	7.50	742.50	0.5	0.37	7.43
30	1	ROUTER DE MANO	110	10.00	990.00	1	0.99	19.80
31	1	LAMINADORA	220	1.00	198.00	0.5	0.10	1.98
32	1	CABINA DE EXTRUCCION	220	5.00	990.00	1	0.99	19.80
33	1	COMPRESOR 2	110	7.00	693.00	0.5	0.35	6.93
34	6	COMPUTADORA DE ESCRITORIO	110	2.50	1485.00	0.5	0.74	14.85
35	1	IMPRESORA PLOTTER HP T1200	110	2.50	247.50	0.1	0.02	0.50
36	1	IMPRESORA LEXMARK	110	2.50	247.50	0.1	0.02	0.50
37	32	PLAFONES LED 50W	110	0.49	1536.48	7	10.76	215.11
Total	75				48294.05		63.30	1266.06

Para determinar el promedio de consumo diario eléctrico del laboratorio en estudio, se emplea la ecuación Ec. 3, cuyos valores se exponen en la [Tabla 7](#), que se presenta a continuación.

Tabla 7.

Promedio Mensual y Diario de Consumo de Energía del Laboratorio de Prototipado.

Mes	Consumo [kWh]			
	Año 2022	Año 2023	Mensual	Diario
Enero	1266	1290	1278.00	41.23
Febrero	1200	1205	1202.50	42.95
Marzo	1100	1260	1180.00	38.06
Abril	1290	1298	1294.00	43.13
Mayo	1300	1309	1304.50	42.08
Junio	1286	1296	1291.00	43.03
Julio	1297	1301	1299.00	41.90
Agosto	1120	1293	1206.50	38.92
Septiembre	1100	1304	1202.00	40.07
Octubre	1300	1309	1304.50	42.08
Noviembre	1289	1303	1296.00	43.20
Diciembre	1320	1325	1322.50	42.66
Promedio Anual	1239	1291.08	1265.04	41.61

6.1.4. Establecimiento de la curva de irradiancia diaria

La determinación de la irradiancia diaria es de suma importancia para los cálculos que prosiguen, ya que de este valor dependerá mucho la generación de energía del SSFVCR diseñado para el laboratorio. Como se puede observar en la [Figura 19](#), las curvas de irradiancia diaria son muy variables, tomados solamente 36 días, por lo cual se realizó los cálculos pertinentes y determinó un promedio diario anual de irradiancia, que sirvió para los cálculos correspondientes.

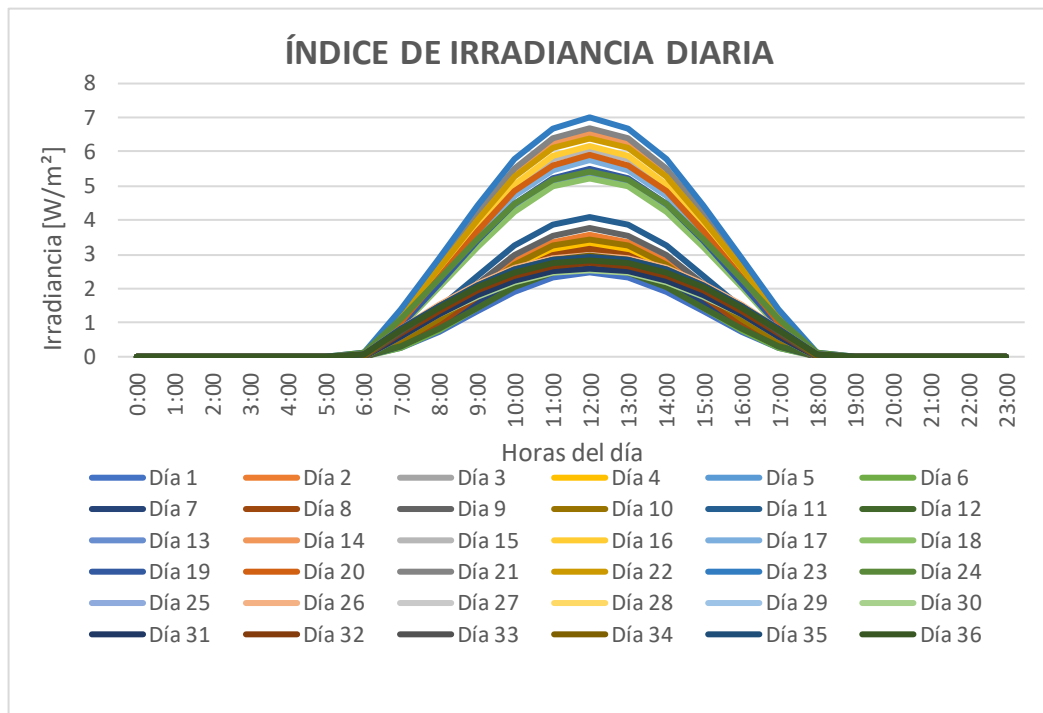


Figura 19. Irradiancia diaria en la terraza del edificio 9

6.1.5. Establecimiento de valores de la relación consumos/radiación

Para este proceso, se aplicó la ecuación Ec. 4, con los cual se obtuvo la siguiente tabla:

Tabla 8.

Datos de Relación Consumo/Radiación Solar.

Mes	Consumo [kWh/día]	Irradiación Promedio Diaria [kWh/m²]	Consumo/Radiación (C/R)
Enero	41.23	3.76	10.97
Febrero	42.95	4.62	9.30
Marzo	38.06	4.23	9.00
Abril	43.13	4.28	10.08
Mayo	42.08	3.97	10.60
Junio	43.03	3.59	11.99

Julio	41.90	3.79	11.06
Agosto	38.92	4.01	9.71
Septiembre	40.07	4.66	8.60
Octubre	42.08	4.49	9.37
Noviembre	43.20	4.96	8.71
Diciembre	42.66	3.85	11.08
Valor máximo			11.99

En este caso de estudio, obtuvimos el valor máximo de relación consumo/radiación de 11.99, correspondiente al mes de junio (mes peor).

6.1.6. Vistas arquitectónicas del edificio donde se realiza el estudio





Figura 20. Vistas de la edificación.

6.1.7. Determinación del número de módulos fotovoltaicos

Para el presente diseño del sistema solar fotovoltaico, se ha determinado el uso de paneles solares marca JinKo Solar modelo JKM405M-54HL4-V, por las prestaciones que nos ofrece, la placa del panel se lo puede observar en la [Figura 21](#) y el *data sheet* se lo presenta en el [Anexo 2](#).



Figura 21. Características panel fotovoltaico.
Fuente: Jinko Solar

Determinado el panel solar a utilizar, se procedió a realizar los cálculos necesarios para determinar la cantidad de paneles requeridos conforme a las necesidades energéticas del sistema. Para ello, se aplicó la ecuación Ec. 5, la cual permitió obtener el número exacto de paneles necesarios para satisfacer la demanda energética proyectada. Este proceso implicó un análisis detallado de la irradiancia solar disponible y la capacidad de generación de cada panel, asegurando así la eficiencia y viabilidad del sistema fotovoltaico diseñado.

$$N_p = 32.56 \approx 33$$

Para saber el área total necesaria para la implementación de los paneles solares, aplicamos la ecuación Ec. 6, la cual prosigue así:

$$A_n = 64.44 \text{ m}^2$$

6.1.8. Selección idónea del inversor

El auge y políticas que fomentan el uso de energías alternativas, en la actualidad ya se dispone de una variedad considerable de inversores de buenas prestaciones tanto en el mercado local como extranjero. Para el presente proyecto se seleccionó el inversor de acuerdo a la potencia nominal instalada, así dispusimos de un inversor desarrollado por la empresa Fronius modelo Symo Advanced 15.0-3-M, su *data sheet* se puede observar en el [Anexo 3](#).

6.1.9. Emplazamiento de acuerdo al área disponible

El edificio 9 del parque científico de la UTPL cuenta en su última planta superior, con una terraza con disponibilidad de espacio, cuya área útil aproximada es de 917 m², disponibilidad de espacio suficiente para el emplazamiento de los paneles solares, esto lo podemos observar en la [Figura 22](#), que se muestra a continuación:



Figura 22. Instalación de módulos solares en el lugar asignado.

6.1.10. Disposición máxima de paneles en serie

Para determinar este valor, se aplicó las ecuaciones Ec. 7 y 8, con el respectivo procedimiento se obtuvo el número máximo de paneles dispuestos en serie:

$$V_{oc(-10\text{ }^{\circ}\text{C})} = 40.69\text{ V}$$

$$N_{s_{max}} \leq 24.57 \approx 26$$

6.1.11. Disposición mínima de paneles en serie

Para determinar este valor, se aplicó las ecuaciones Ec. 9 y 10, con el respectivo procedimiento se obtuvo el número máximo de paneles dispuestos en serie:

$$V_{mpp(70^{\circ}C)} = 26.67 V$$

$$Ns_{min} \geq 7.50 \approx 8$$

6.1.12. Análisis para determinar el número de strings

En nuestro caso de estudio, se seleccionó el inversor Fronius Symo Advance 15.0-3-M, en su data sheet se puede evidenciar los valores necesarios para los cálculos correspondientes, así aplicamos la ecuación Ec. 11, obteniendo:

$$N_s \leq 3.68 \therefore 3$$

De esta manera se estableció que el diseño del SSFVCR que suministrará energía eléctrica al laboratorio de prototipos de la UTPL constará de 33 módulos fotovoltaicos, dispuesto en 3 ramales y cada ramal se compondrá de 11 paneles, la disposición de los mismo se los observa en la [Figura 23](#), presentada a continuación:

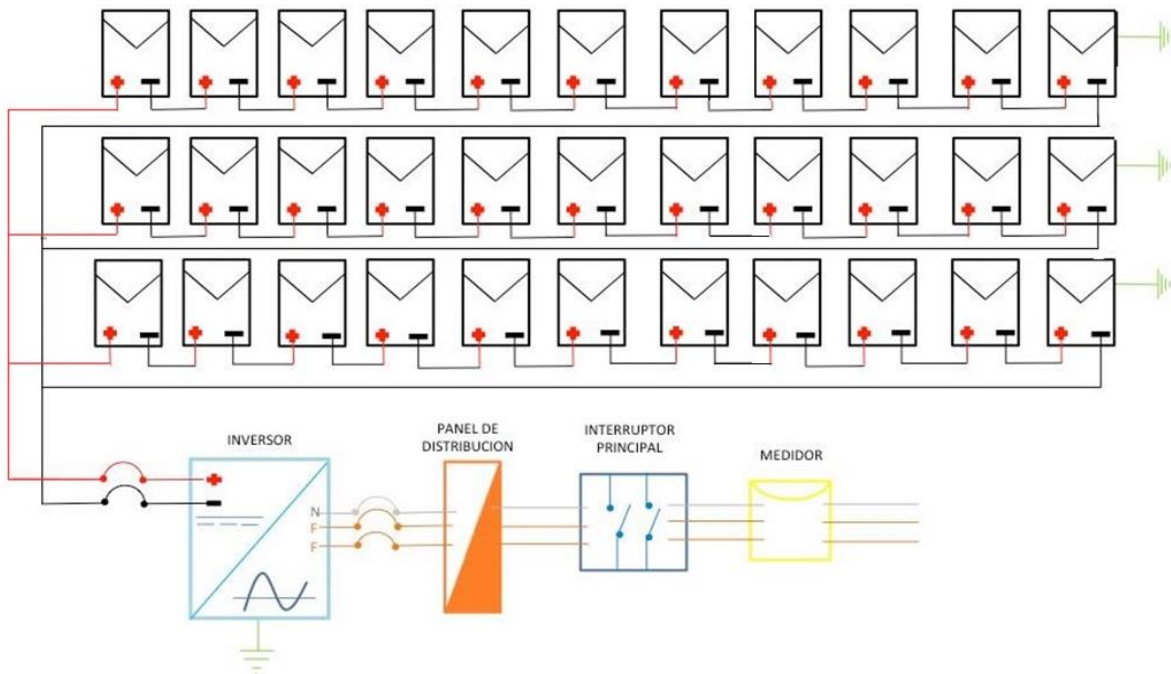


Figura 23. Disposición de Strings

6.1.12.1. Determinación de la distancia mínima entre módulos.

De acuerdo a lo planteado en la metodología de la investigación, se empleó la ecuación Ec. 13 :

$$h = 0.445 m$$

A este valor resultante, se le añade la altura de las estructuras donde estarán anclados los paneles y por cuestiones de mantenimiento, se referencia no más de 10 cm, aplicando la Ec. 12, resultando:

$$d = 0.34 \text{ m}$$

Por cuestiones de mantenimiento, tanto de los paneles solares, estructura y piso de la terraza, se considera una distancia de 1 metro (ver [Figura 24](#)), para mantenimiento de los paneles y circulación peatonal.

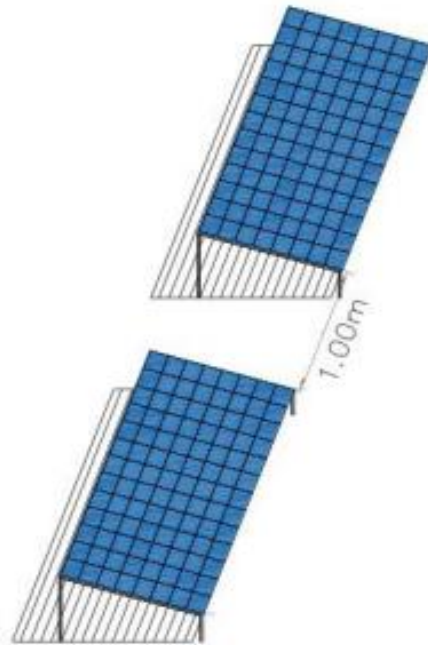


Figura 24. Distancia entre paneles.

6.1.12.2. Análisis para el dimensionamiento de conductores del SSFVCR.

Para el sistema fotovoltaico diseñado, los conductores o cables de conexión fueron dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del inversor, esto se lo puede observar en la [Figura 25](#), presentada a continuación.

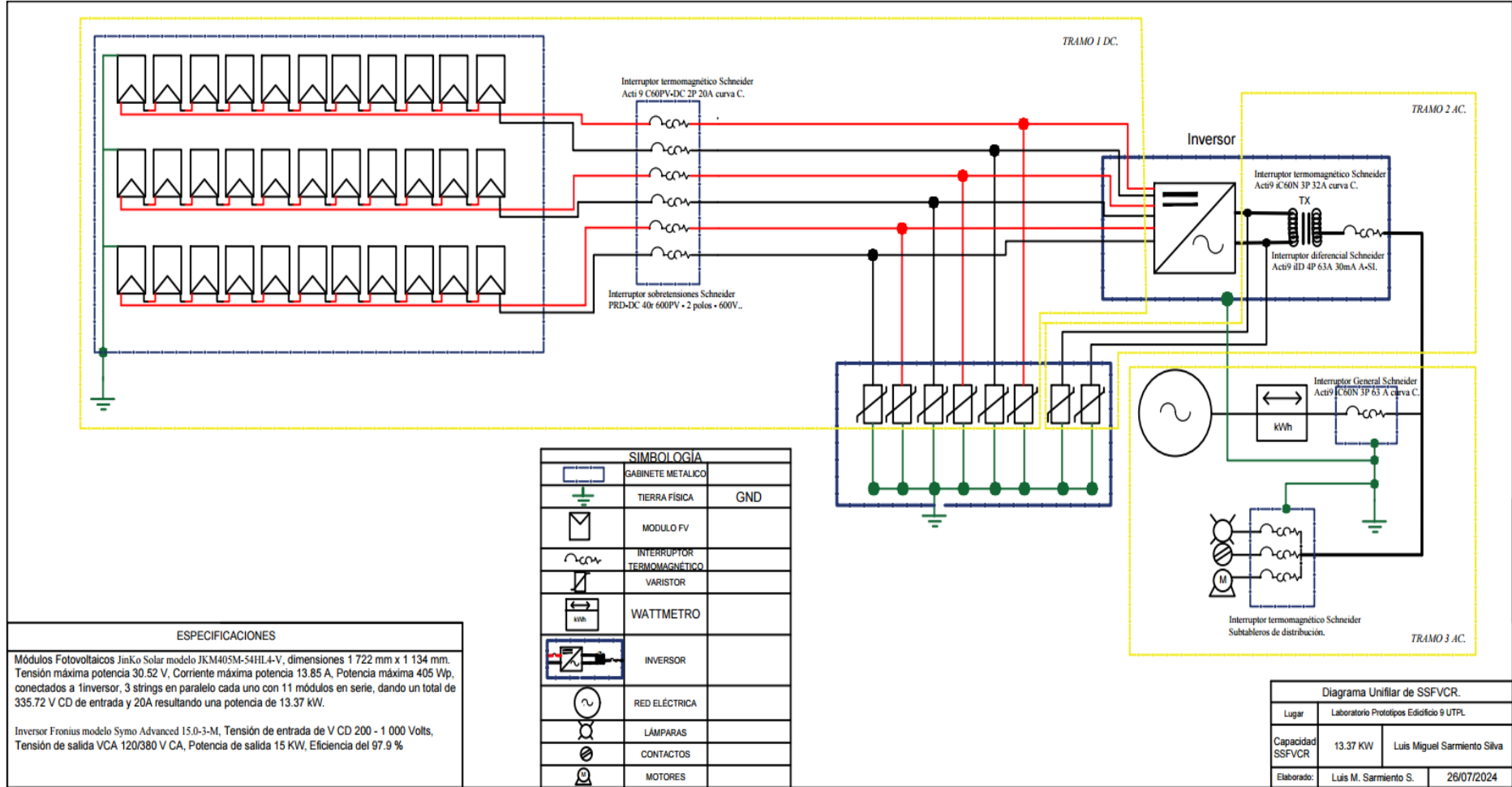


Figura 25. Esquema del cableado del SSFVCR.

Ramal 1_Línea de corriente continua: Tramo de conexión entre los paneles con el inversor, para lo cual se aplicó la ecuación Ec. 14, obteniendo el dato correspondiente:

$$I_n = 17.31 A$$

Seguidamente, se procedió a dimensionar el cable a utilizar en el tramo de corriente continua, en otras palabras, el tramo que abarca desde los paneles fotovoltaicos hasta la entrada del inversor, que atraviesa el respectivo cuadro de protecciones CC, cuyos datos se tabularon en la [Tabla 9](#), que prosiguen a continuación:

Tabla 9.

Cableado desde los Paneles Fotovoltaicos hasta el Inversor.

Lazo	Longitud [m]	Voltaje [V]	Caída de voltaje [%]	$\gamma_{90} S m / mm^2$
Lazo 1	49	335.72	1.5	45.90
Lazo 2	48	335.72	1.5	45.90
Lazo 3	47	335.72	1.5	45.90

Con los datos tabulados anteriormente, se aplicó la ecuación Ec. 15, resultando datos presentados en la [Tabla 10](#), que prosigue a continuación:

Tabla 10.

Sección Comercial del Cable para el Lazo desde los Paneles al Inversor.

Lazo	Sección [mm ²]	Sección comercial [mm ²]
Lazo 1	6.356	6
Lazo 2	6.226	6
Lazo 3	6.096	6

Tomando en consideración las especificaciones más apropiadas de acuerdo al sistema fotovoltaico diseñado, se utilizó el cable específicamente para instalaciones fotovoltaicas, en este caso TOP CABLE TOPSOLAR H1Z2Z2-K, de 6 mm², conductor de cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Ramal 2_Línea de corriente alterna: Tramo de conexión entre el inversor y el cuadro de protecciones de corriente alterna, para lo cual se aplicó la ecuación Ec. 14, obteniendo el dato correspondiente:

$$I_n = 28.375 A$$

Seguidamente, se procedió a dimensionar el cable a utilizar en el tramo de corriente alterna, tramo que abarca desde el inversor al tablero de protecciones de corriente alterna, cuyos datos se tabularon en la [Tabla 11](#), que prosiguen a continuación:

Tabla 11.

Cableado del Inversor al Tablero de Protecciones de CA.

Lazo	Longitud [m]	Voltaje [V]	Caída de voltaje [%]	$\gamma_{90} S m / mm^2$
Lazo 4	4	220	1.5	45.90

Con los datos tabulados anteriormente, se aplicó la ecuación Ec. 16, resultando datos presentados en la [Tabla 11](#), considerando que el factor de potencia ($\cos \theta$) de la corriente inyectada por el inversor es considerada la unidad, tenemos:

$$S = 1.30 m^2$$

Con el dato obtenido de sección de $1.30 mm^2$, el cable comercial sería de $1.5 mm^2$, que su equivalente sería el #16 AWG, pero en el tramo de corriente de alterna se eligió el cable THHN/THWN 90°C super flex de Cu de sección comercial de $10 mm^2$ equivalente según norma cable #8 AWG, esto se lo realizó por seguridad de la instalación.

Ramal 3_Línea de corriente alterna: Tramo de conexión entre el cuadro de protecciones de corriente alterna y el medidor bidireccional, para lo cual se aplicó la ecuación Ec. 14, obteniendo el dato correspondiente:

$$I_n = 28.375 A$$

Seguidamente, se procedió a dimensionar el cable a utilizar en el tramo de corriente alterna, tramo que abarca desde el inversor al tablero de protecciones de corriente alterna, cuyos datos se tabularon en la [Tabla 12](#), que prosiguen a continuación:

Tabla 12.

Cableado del Inversor al Tablero de Protecciones de CA.

Lazo	Longitud [m]	Voltaje [V]	Caída de voltaje [%]	$\gamma_{90} S m / mm^2$
Lazo 4	30	220	1.5	45.90

Con los datos tabulados anteriormente, se aplicó la ecuación Ec. 16, resultando datos presentados en la [Tabla 12](#), considerando que el factor de potencia ($\cos \theta$) de la corriente inyectada por el inversor es considerado la unidad, tenemos:

$$S = 9.73 \text{ m}^2$$

Con el dato obtenido de sección de 9.73 mm^2 , el cable comercial sería de 10 mm^2 , por lo que se eligió el cable THHN/THWN 90°C super flex de Cu de sección comercial de 10 mm^2 equivalente según norma AWG cable #8, esto se lo realizó por seguridad de la instalación. Todos los datos de selección de cables, se tomaron según el *data sheet* de cables TOP CABLES y CENTELSA, que se puede observar en el [Anexo 4](#).

6.1.12.3. Determinación de las protecciones del SSFVCR.

El sistema fotovoltaico al ser un sistema eléctrico, debe tener sus protecciones necesarias para ser fiable, por lo que es necesario calcular sus protecciones tanto en el lado DC como el lado AC, se calculó el interruptor magnético en este caso para cada ramal, aplicamos las ecuaciones Ec. 17, 18, 19, 20, así tenemos para el lado de DC:

$$\begin{aligned} I_n &\geq 17.31 \text{ A} \\ V_{s oc} &= 407.06 \text{ V} \\ V_n &\geq 488.47 \text{ V} \end{aligned}$$

Este dato, permitió elegir el termomagnético marca Schneider interruptor automático de la serie *Acti 9 C60PV-DC 2P 20A curva C*.

Seguidamente se calculó las protecciones para los paneles fotovoltaicos, en este caso se calculó los fusibles, aplicando las ecuaciones Ec. 21, 22 y 23, obteniendo los siguientes datos:

$$\begin{aligned} I_n &> 22.16 \text{ A} \\ I_n &< 33.24 \text{ A} \\ V_n &\geq 1000 \text{ V} \end{aligned}$$

Según el manual del inversor *Fronius Symo Advance* se elige el fusible fotovoltaico de $20\text{A} -1000\text{V CC } 10\times 38$.

Prosiguiendo con el cálculo de las protecciones del sistema, se aplicó las ecuaciones Ec. 24 y 25, se determinó el interruptor termomagnético del inversor a la salida.

$$I_n \geq 28.375 A$$

Este dato, permitió elegir el termomagnético marca Schneider Electric interruptor termomagnético riel automático de la serie Acti9 iC60N 3P 32A curva C, d baja tensión, protege contra sobrecargas y cortocircuitos, 3P, 32A, curva de disparo tipo C, cumple normas EN/IEC 60898-1 y 60947-2, disparo magnético entre 5 y 10 In, frecuencia 50/60 Hz. En la [Tabla 13](#), se muestra un detalle de las protecciones calculadas para el SSFV.

En la [Figura 26](#) se visualiza el SSFVCR con todas sus protecciones, véase [Anexo 5](#).

Tabla 13.

Protecciones del SSFV.

Protección	Cantidad
Fusible de serie fotovoltaica de 20A -1000V CC 10x38	6
Interruptor sobretensiones Schneider PRD-DC 40r 600PV - 2 polos - 600V	1
Interruptor termomagnético Schneider Acti 9 C60PV-DC 2P 20A curva C.	3
Interruptor termomagnético Schneider Acti9 iC60N 3P 32A curva C	1
Interruptor diferencial Schneider Electric serie Acti9 iID 4P 63A 30mA A-SI	1

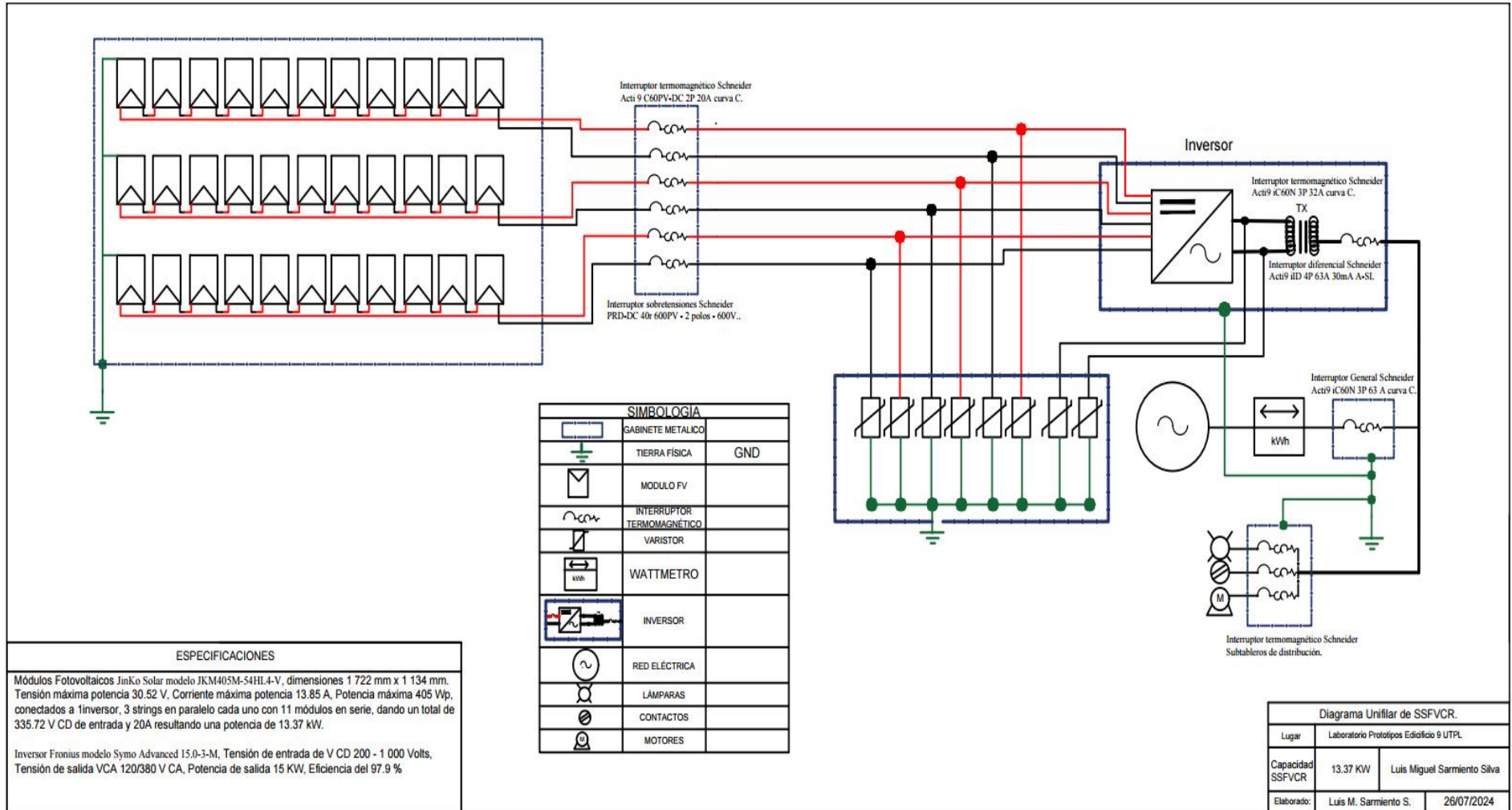


Figura 26. Diagrama unifilar del SSFVCR.

6.1.12.4. Determinación de la energía generada por el SSFVCR diaria y anual.

En la determinación de la energía diaria por ejemplo del mes de junio, debe calcularse $G_{dm}(\alpha, \beta)$ aplicando la ecuación Ec. 27, con el valor de G_{dm} igual a 3.585 kWh/m²/día, cuyo valor se obtiene de la [Figura 17](#) y las pérdidas por inclinación del apartado 6.1.2 cuyo valor de pérdidas resultó 5.29 %.

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 3.40 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$$

Con el valor antes obtenido, además, tomando el valor de rendimiento energético (PR) expresado en tanto por uno con valor de 0.9 y aplicando la ecuación Ec. 26, se obtuvo la energía generada, así tenemos:

$$E_d = 31.81 \text{ kWh/día.}$$

La energía producida durante un año, se la puede calcular de forma aproximada multiplicando la energía diaria por los 365 días del año.

El sistema solar fotovoltaico diseñado, generada valores diarios, mensuales y anuales en cuanto a producción de energía, los cuales se los calculó y se los presenta en la [Tabla 14](#), como se puede evidenciar a continuación.

Tabla 14.

Energía Generada por el SSFVCR Diaria, Mensual y Anual.

Mes	Gdm [kWh/m ² /día]	Gdm (α, β) [kWh/m ² /día]	PR	Energía diaria (Ed) [kWh/día]	Días mes	Energía mensual (Em) [kWh/mes]	Perdidas	Potencia max.	Costo del kWh	Costo mensual [USD]	Otros Rubros			
											Bomberos (1.5% SBUTG)	Comercialización	OM&A	Capitalización Final
Enero	3.76	3.56	0.7	33.32	31	1032.79	0.199	13.365	0.14	144.59	6.90	1.41	13.4975	
Febrero	4.62	4.38	0.7	40.94	28	1146.21	0.244	13.365	0.14	160.47	6.90	1.41	13.4975	
Marzo	4.23	4.01	0.7	37.48	31	1161.89	0.224	13.365	0.14	162.66	6.90	1.41	13.4975	
Abril	4.28	4.05	0.7	37.92	30	1137.70	0.226	13.365	0.14	159.28	6.90	1.41	13.4975	
Mayo	3.97	3.76	0.7	35.18	31	1090.47	0.210	13.365	0.14	152.67	6.90	1.41	13.4975	
Junio	3.59	3.40	0.7	31.81	30	954.29	0.190	13.365	0.14	133.60	6.90	1.41	13.4975	
Julio	3.79	3.59	0.7	33.58	31	1041.03	0.200	13.365	0.14	145.74	6.90	1.41	13.4975	
Agosto	4.01	3.80	0.7	35.53	31	1101.46	0.212	13.365	0.14	154.20	6.90	1.41	13.4975	
Septiembre	4.66	4.41	0.7	41.29	30	1238.71	0.247	13.365	0.14	173.42	6.90	1.41	13.4975	
Octubre	4.49	4.25	0.7	39.78	31	1233.31	0.238	13.365	0.14	172.66	6.90	1.41	13.4975	
Noviembre	4.96	4.70	0.7	43.95	30	1318.46	0.262	13.365	0.14	184.58	6.90	1.41	13.4975	
Diciembre	3.85	3.65	0.7	34.11	31	1057.51	0.204	13.365	0.14	148.05	6.90	1.41	13.4975	
Promedio				37.07	365	13513.82				1891.94	82.80	16.92	161.97	1630.25

6.1.12.5. Determinación de la energía facturada anualmente.

De acuerdo al pliego tarifario generado por la EERSSA, el edificio 9 Parque Científico se encuentra con un tipo de tarifa Arconel asignado tipo Comercial Media Tensión con un costo de 0.14 USD/kWh, incluido los valores de alumbrado público, valor de demanda, subsidio solidario, entre otros valores.

$$Monto_{total} = 13\,513.83 \frac{kWh}{año} \times 0.14 \frac{USD}{kWh} = 1\,891.94 \frac{USD}{año}$$

Con estos datos se realiza un balance neto, como se puede apreciar en la [Tabla 15](#).

Tabla 15.

Balance Neto de Energía Mensual del SSFVCR.

Mes	Energía Red Año 2023 [kWh]	Días mes	Energía SSFVCR [kWh/mes]	Energía Neta [kWh]	Valor kWh [USD]	Valor Energía Mensual [kWh/mes]	Energía Necesaria de la Red
Enero	1290	31	1032.79	257.21	0.14	144.59	36.01
Febrero	1205	28	1146.21	58.79	0.14	160.47	8.23
Marzo	1260	31	1161.89	98.11	0.14	162.66	13.74
Abril	1298	30	1137.70	160.30	0.14	159.28	22.44
Mayo	1309	31	1090.47	218.53	0.14	152.67	30.59
Junio	1296	30	954.29	341.71	0.14	133.60	47.84
Julio	1301	31	1041.03	259.97	0.14	145.74	36.40
Agosto	1293	31	1101.46	191.54	0.14	154.20	26.82
Septiembre	1304	30	1238.71	65.29	0.14	173.42	9.14
Octubre	1309	31	1233.31	75.69	0.14	172.66	10.60
Noviembre	1303	30	1318.46	-15.46	0.14	184.58	-2.16
Diciembre	1325	31	1057.51	267.49	0.14	148.05	37.45
Valor Anual	15493	365	13513.83	1979.17		1891.94	277.08

Continuando con los cálculos respectivos, aplicamos la ecuación Ec. 29, con la cual calculamos el factor de la planta:

$$F_{pl} = 30.78 \%$$

Este valor resultante, nos hace referencia a que el sistema fotovoltaico ha funcionado al 30.78% de su capacidad nominal máxima.

6.1.12.6. Determinación de la reducción de emisiones de CO₂.

La principal ventaja del uso de energías alternativas es la reducción de emisiones de CO₂, mayor aportante del cambio climático por el efecto invernadero. Con el diseño de este sistema fotovoltaico, se pretende disminuir la cantidad de CO₂ emitida al medio ambiente, esto lo calculamos con la ecuación Ec. 30, así tenemos:

$$Reducción\ de\ emisiones\ de\ CO_2 = 3.996\ tCO_2$$

6.1.12.7. Análisis económico.

6.1.12.7.1. Cálculo presupuestario del sistema fotovoltaico.

Para establecer el presupuesto del presente diseño fotovoltaico, se estableció un listado de todos los equipos y/o materiales a utilizar, los cuales están detallados en la [Tabla 16](#), la misma se presenta a continuación.

Tabla 16.

Presupuesto Instalación Fotovoltaica.

Detalle equipo	Cantidad	Precio Unitario [USD]	Precio Total [USD]
Inversor Fronius modelo Symo Advanced 15.0-3-M	1 u.	2 260.00	2 260.00
Módulo JinKo Solar modelo JKM405M-54HL4-V	33 u.	181.00	5 973.00
Estructura CVE915 15°	17 u.	175.00	2 975.00
Cable solar TOP CABLE modelo: TOPSOLAR H1Z2Z2-K, de 6 mm ² .	288 m.	1.50	432.00
Cable THHN/THWN 90°C super flex de Cu #8 AWG.	136 m.	1.45	197.20
Cable THHN/THWN 90°C super flex de Cu #12 AWG para tierra.	34 m.	0.49	16.66
Terminales para paneles fotovoltaicos MC4.	4 u.	5.00	20.00
Fusible de serie fotovoltaica de 20A -1000V CC 10x38.	6 u.	8.50	51.00
Portafusible 10x38 1 000 V.	6 u.	11.25	67.50
Interruptor sobretensiones Schneider modelo: PRD-DC 40r 600PV - 2 polos - 600V.	1 u.	70.00	70.00
Interruptor termomagnético Schneider modelo: Acti 9 C60PV-DC 2P 20A curva C.	3 u.	30.00	90.00
Interruptor termomagnético Schneider Electric modelo: riel automático de la serie Acti9 iC60N 3P 32A curva C.	1 u.	70.00	70.00
Interruptor diferencial Schneider Electric modelo: Acti9 iID 4P 63A 30mA A-SI.	1 u.	430.00	430.00
Terminales de fuerza de compresión caña larga tipo ojo, horquilla, pin 16-14, 12-10, 10-8, 8-6 AWG, crimpados.	1 u.	100.00	100.00
Cinta aislante, amarras plásticas (paquete de 100 ud.).	5 u	2.90	14.50
Manguera Funda Sellada BX con PVC d 1".	50 m	2.30	115.00
Conector Recto BX con PVC de 1".	4 u.	1.89	7.56
Tacos Fischer #8, abrazadera metálica EMT 1", tornillos.	100	0.25	25.00
Diseño, instalación y mantenimiento del SSFVCR(1año).	1	2 100.00	2 100.00
Fronius SMART METER TS 63A-1	1	275.00	275.00
Transporte de los equipos y material de instalación.	1	436.00	436.00
Varios e imprevistos.	1	471.20	471.20
Presupuesto Total			16 196.62

6.1.12.7.2. Determinación de los indicadores financieros VAN, TIR Y B/C.

En el diseño del SSFVCR, se presentan los flujos de caja junto con los indicadores financieros clave, como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la relación Beneficio/Costo (B/C), además de la inversión inicial, la tasa de descuento anual y un horizonte temporal de 25 años, conforme a lo estipulado en la Regulación ARCERNR-008/2023. Es esencial considerar la tasa de interés activa vigente del 8.23 % aplicable a proyectos de inversión pública, de acuerdo con los datos del Banco Central del Ecuador (ver Anexo 9). Asimismo, los costos anuales de operación, mantenimiento y administración (OM&A) se estiman en un 1 % del total de la inversión. Todos estos datos financieros se detallan en la Tabla 17, que proporciona un desglose completo de cada valor.

Tabla 17.

Evaluación Financiera del SSFVCR.

Inversión [USD]	16 196.62	Vida Útil del Proyecto:	25 años	Tasa de Interés Anual:	8.23%
Periodo	Ingreso [USD]	Egreso [USD]		Valor Capitalizado (FC) [USD]	Valor Actual [USD]
0		Valores Terceros	OM&A	-16 196.62	-16 196.62
1	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	-14 566.37
2	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	-12 936.12
3	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	-11 305.87
4	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	-9 675.62
5	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	-8 045.37
6	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	-6 415.12
7	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	-4 784.87
8	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	-3 154.62
9	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	-1 524.37
10	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	105.88
11	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	1 736.13
12	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	3 366.38
13	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	4 996.63
14	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	6 626.88
15	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	8 257.13
16	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	9 887.38
17	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	11 517.63
18	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	13 147.88
19	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	14 778.13
20	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	16 408.38
21	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	18 038.63
22	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	19 668.88

Inversión [USD]	16 196.62	Vida Útil del Proyecto:	25 años	Tasa de Interés Anual:	8.23%
Periodo	Ingreso [USD]	Egreso [USD]	Valor Capitalizado (FC) [USD]	Valor Actual [USD]	
23	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	21 299.13
24	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	22 929.38
25	1 891.94	99.72	161.97	1 630.25	24 559.63
				TIR	8.86%
				VAN	869.40
				PRI	9.94

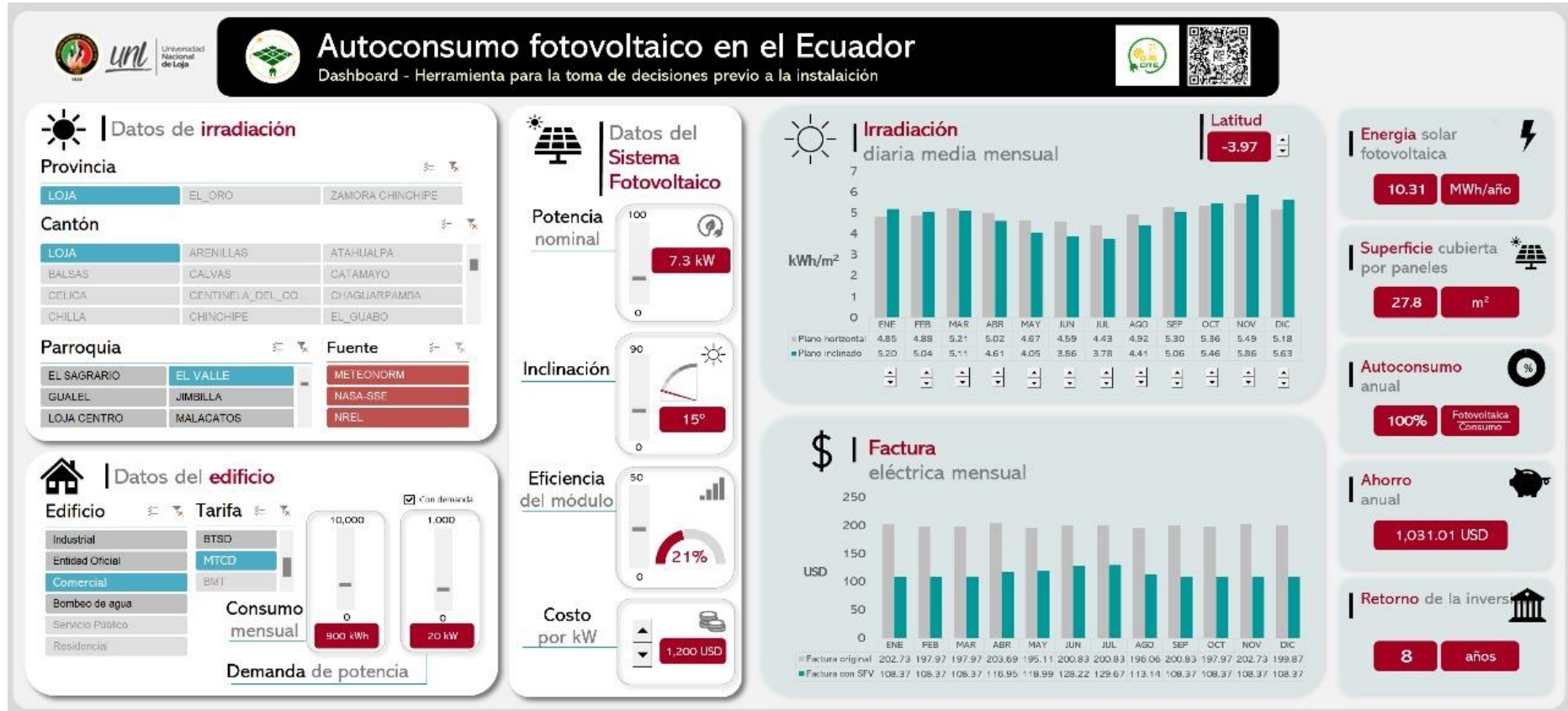
Con los valores obtenidos y presentados en la [Tabla 17](#), se puede observar que el valor del VAN positivo y el TIR superior a la tasa de descuento del proyecto, y con base en el análisis económico desarrollado, estableció que el proyecto es rentable para implementar, cuyo retorno de la inversión sería en 9.94 años.

6.1.12.7.3. Cálculo del plazo de recuperación (Playback).

Para determinar el tiempo de amortización de la inversión del proyecto, es decir, en que tiempo se recuperará la inversión, se aplicó la ecuación Ec. 34, obteniendo el siguiente resultado:

$$PRI = 9.94 \text{ años}$$

6.2. Simulación en Software





Datos de irradiación

Provincia

LOJA | EL_ORO | ZAMORA CHINCHIPE

Cantón

LOJA | ARENILLAS | ATAHUALPA
 BALSAS | CALVAS | CATAMAYO
 CELICA | CENTINELA_DEL_CO... | CHAGUARPAMBA
 CHILLA | CHINCHIPE | EL_GUARO

Parroquia

EL SAGRARIO | EL VALLE | METEONORM
 GUAEL | JIMBILLA | NASA SSE
 LOJA CENTRO | MALACATOS | NREL

Fuente



Datos del edificio

Edificio

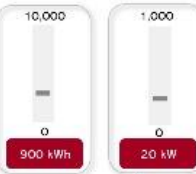
Industrial
 Entidad Oficial
Comercial
 Bombeo de agua
 Servicio Público
 Residencial

Tarifa

BTSD
MTCO
 BMT

Con demanda

Consumo mensual

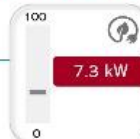


Demanda de potencia

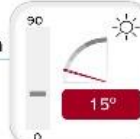


Datos del Sistema Fotovoltaico

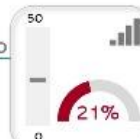
Potencia nominal



Inclinación



Eficiencia del módulo



Costo por kW



Irradiación diaria media mensual

Latitud

-3.97



Factura eléctrica mensual



Energía solar fotovoltaica

11.52 MWh/año

Superficie cubierta por paneles

27.8 m²

Autoconsumo anual

100% Fotovoltaica Consumo

Ahorro anual

1,076.89 USD

Retorno de la inversión

8 años



Datos de irradiación

Provincia

LOJA | EL ORO | ZAMORA CHINCHIPE

Cantón

LOJA	ARENILLAS	ATAHUALPA
BALSAS	CALVAS	CATAMAYO
CELICA	CENTINELA_DEL_CO...	CHAGUARPAMBA
CHILLA	CHINCHIPE	EL QUABO

Parroquia

EL SAGRARIO	EL VALLE	METEONORM
GUALFEL	JIMBILLA	NASA-SSE
LOJA CENTRO	MALACATOS	NREL



Datos del edificio

Edificio

Industrial	BTSD
Entidad Oficial	MTCD
Comercial	BMT
Bombeo de agua	
Servicio Público	
Residencial	

Tarifa

10,000	1,000
--------	-------

Consumo mensual

900 kWh

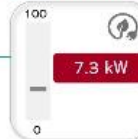
20 kW

Demanda de potencia

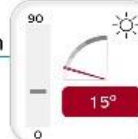


Datos del Sistema Fotovoltaico

Potencia nominal



Inclinación



Eficiencia del módulo



Costo por kW



Irradiación diaria media mensual

Latitud

-3.97



Factura eléctrica mensual



Energía solar fotovoltaica

10.14 MWh/año

Superficie cubierta por paneles

27.8 m²

Autoconsumo anual

98% Fotovoltaica Consumo

Ahorro anual

1,031.94 USD

Retorno de la inversión

8 años



Datos de irradiación

Provincia

LOJA | EL_ORO | ZAMORA CHINCHIPE

Cantón

LOJA | ARENILLAS | ATAHUALPA
 BALSAS | CALVAS | CATAMAYO
 CELICA | CENTINELA_DEL_CO | CHAGUARPAMBA
 CHILLA | CHINCHIPE | EL_GUABO

Parroquia

EL_SAGRARIO | EL_VALLE | METEONORM
 GUALEL | JIMBILLA | NASA-SSE
 LOJA_CENTRO | MALACATOS | NREL



Datos del edificio

Edificio

Industria
 Entidad Oficial
 Comercial
 Bombeo de agua
 Servicio Público
 Residencial

Tarifa

BTSO
 MTCO
 BMT

Con demanda

Consumo mensual



Demanda de potencia



Datos del Sistema Fotovoltaico

Potencia nominal



Inclinación



Eficiencia del módulo



Costo por kW



Irradiación diaria media mensual

Latitud

-3.97



Factura eléctrica mensual



Energía solar fotovoltaica

9.26 MWh/año

Superficie cubierta por paneles

27.8 m²

Autoconsumo anual

89% Fotovoltaica Consumo

Ahorro anual

948.80 USD

Retorno de la inversión

9 años

7. Discusión

El diseño del SSFVCR para el laboratorio de prototipos de la carrera de ingeniería industrial de la Universidad Técnica Particular de Loja ha generado resultados prometedores. En primera instancia se realizó un registro de equipos para calcular teóricamente la carga instalada en el laboratorio y poder determinar el consumo promedio diario, mensual y anual, obteniendo un resultado de 1 266.06 kWh/año, este valor se obtuvo de acuerdo a la potencia de cada equipo y una estimación del uso promedio diario del mismo, cabe recalcar que ese dato se lo obtuvo porque no existía instrumento de medición de energía exclusivo para dicho laboratorio. Luego, para inicios del mes de julio por gestiones se logró que adquirieran un instrumento de medición, en concreto un medidor de energía bidireccional marca Fronius modelo *Smart Metter 65A-3*, el cual se lo instaló el 6 de julio en el subtablero de distribución que es exclusivamente para dicho laboratorio, dicho equipo proporcionó un valor de consumo de energía eléctrica hasta el 31 de julio de 1096 kWh/mes, cabe señalar que la data fue tomada a final de ciclo, un mes atípico y por tanto el porcentaje de uso del laboratorio fue del 70 %, con lo cual se estima que la energía mensual será 1 461 kWh/mes. Se puede observar que la data que proporcionó el medidor bidireccional es menor que el calculado teóricamente, esto debido primeramente a que no se registró un mes completo, además el registro se lo hizo en un mes atípico. El valor más real en este caso debería ser el proporcionado por el medidor bidireccional, pero para una mayor certeza esta data debe ser mínimo de un año continuo, aclarando que los valores son reales, pero no confiables al 100 % por lo antes mencionado. Por tanto, se realizaron los cálculos con los valores teóricos.

El dimensionamiento de un SSFVCR es un estudio complejo que demanda considerar diversos factores técnicos y ambientales para garantizar su eficiencia y viabilidad. El diseño, se basó en la metodología planteada por Bayod, (2009), “Que radica en emplear el *método del peor mes*, el cual realiza un balance de energía entre la radiación disponible del lugar y la energía que consumirá en el mes más crítico” (p. 11). La relación Consumo/Radiación es de 11.99, cuyo valor corresponde al mes de junio con un consumo diario de 43.03 kWh y una radiación 3.59 kWh/m²/día, que comparado con el estudio realizado por Potes, (2019), quien utiliza los valores del mes de noviembre con una radiación de 5.4 kWh/m²/día, y un valor de demanda máxima de 35.11 kW, aplicando también el método del peor mes. La orientación ideal de los paneles solares se utilizó la metodología empleada según Bayod, (2009) cuya ubicación debe ser horizontal, pero por cuestiones de mantenimiento se optó por una inclinación de 15° para su autolimpieza.

El SSFVCR generará teóricamente una potencia de 13.365 kW conformada de 33 módulos, dispuesto en 3 *arrays* y cada uno 11 módulos en *strings*, una potencia del módulo elegido de 405 Wp, que generará en conjunto 13 513.83 kWh/año. Se considera un factor de diseño de 1.25, obteniendo un valor teórico es de 1560 kWh/mes, estableciendo un promedio mensual de consumo de 1 500 kWh/mes. En comparación con estudios previos, como el realizado por [Potes \(2019\)](#) y [Otacoma & Quinatoa \(2021\)](#), el diseño actual muestra un porcentaje de error del 3.48 %, ligeramente superior al 2.37% encontrado en estudios anteriores, margen de error aceptable.

La metodología utilizada por [Bayod \(2009\)](#), basada en el "método del peor mes", ha demostrado ser eficaz, permitiendo un balance de energía confiable incluso en los meses con menor irradiación. El SSFVCR cumple con los requerimientos energéticos del peor mes y está diseñado con base a criterios de eficiencia y viabilidad, lo que asegura su correcto desempeño y el cumplimiento de las demandas energéticas, durante su vida útil de 25 años.

El diseño propuesto considera el retorno de la inversión, estimado en 9.94 años sin tomar en cuenta los ajustes por la inflación. El valor actual neto (VAN) obtenido es de 869.40, y la tasa interna de retorno (TIR) es del 8.86 %, ligeramente superior a la tasa de interés anual del 8.23 % del Banco Central del Ecuador en mes de junio. Comparando con el estudio de [Potes \(2019\)](#), que utilizó un costo del kWh de 0.68 USD y una tasa referencial del 7.99 %. El presente diseño usa un costo promedio del kWh de 0.14 USD, considerando costos adicionales y valores fijos.

El costo del kWh no es fijo y varía según el consumo, comenzando en 0.091 USD para consumos de 1 a 50 kWh y llegando a 0.6812 USD para consumos superiores a 3500 kWh. La mayoría de los proyectos de sistemas solares fotovoltaicos no son rentables, que no ofrece incentivos económicos por excedentes de energía inyectada a la red y, además, resetea el crédito energético cada 2 años, por lo que se debe considerar los costos reales del kWh de energía fotovoltaica.

Las implicaciones que conlleva la implementación del diseño propuesto incluyen la sostenibilidad energética del laboratorio, reducción de costos operativos y alineación con políticas ambientales. Sin embargo, el estudio se basa en datos históricos de irradiación y la inclinación de los paneles a 15°, que podría no ser óptima para captación máxima de energía. Futuras investigaciones podrían optimizar la inclinación y orientación de los paneles y usar datos climáticos más recientes para mejorar la precisión del diseño.

8. Conclusiones

El SSFVCR se efectuó con software específico como *Solarius-PV* y data de irradiación del sistema PVGIS. El proyecto calculó una potencia instalada de 13.365 kW con 33 módulos, generando teóricamente 13,513.83 kWh anuales. El análisis económico reveló un retorno de inversión en 9.94 años sin ajustes por inflación, un VAN de 869.40 y una TIR del 8.86%, superior a la tasa referencial del BCE de 8.23%.

De acuerdo a los resultados obtenidos, el SSFVCR es factible desde el punto de vista financiero como técnico. El diseño del sistema tiene como fin reducir la dependencia de la red eléctrica convencional, así como también disminuir los costos operativos a largo plazo, contribuyendo a la sostenibilidad energética del laboratorio. Además, la implementación de este sistema alinea a la UTPL con las políticas ambientales y de sostenibilidad, cuyo fin es el incentivar el cambio de la matriz productiva a través del uso de energías renovables.

Sin embargo, en la elaboración del presente diseño se presentaron limitaciones como la dependencia de datos históricos de irradiación registrados en situ, que pueden no reflejar el comportamiento meteorológico a futuro, y una inclinación de los paneles de 15° que podría no ser la óptima para la captación máxima de energía. Por tanto, se espera que futuros estudios se enfoquen en optimizar la inclinación y orientación de los paneles, utilizar datos climáticos de una data propia, con sensores propios en lugares estratégicos. Además, sería beneficioso evaluar los impactos de la inflación y otros factores económicos más detalladamente en el análisis financiero.

Además, el diseño del SSFVCR fue realizado también con el fin de proporcionar un modelo práctico y educativo para los estudiantes, permitiéndoles alcanzar una experiencia directa en el diseño y operación de sistemas fotovoltaicos, así como también corroboren de manera directa la viabilidad y los beneficios de implementar sistemas de energía renovable en entornos académicos que también pueden ser replicados en entornos residenciales.

En definitiva, el SSFCVR propuesto es una solución factible y verosímil, que proporciona beneficios económicos y educativos. Además, de aportar a la disminución del cambio climático, reduciendo las emisiones de CO₂. Aunque existen limitaciones y áreas para mejorar, los hallazgos del estudio subrayan la importancia y el potencial de los sistemas fotovoltaicos en el cambio de la matriz productiva a corto y mediano plazo: Finalmente se logró determinar que el diseño del sistema generará beneficios económicos, educativos y ambientales.

9. Recomendaciones

Si bien se ha determinado una inclinación de 15° por motivos de mantenimiento y autolimpieza, se recomienda realizar un estudio más preciso para determinar la inclinación óptima que maximice la captación de energía durante todo el año. Además, evaluar la orientación de los paneles para aseverar que los paneles estén posicionados de manera que reciban la máxima irradiación solar.

En este sentido, se sugiere implementar un sistema de monitoreo continuo que registre tanto la producción de energía y el rendimiento del sistema fotovoltaico, como también la irradiación que se tiene en el lugar de implementación de los paneles, esto puede incluir el uso de sensores locales para obtener datos en tiempo real sobre la irradiación solar y otras condiciones climáticas relevantes, de esta manera disponer de nuestra propia data y a su vez poder contrastar con los datos obtenidos del software PVGIS, lo cual resulta crucial, en futuros estudios para mejorar la exactitud del diseño y las estimaciones de generación de energía, para posteriores investigaciones. Al disponer de este sistema de monitoreo, nos permitirá identificar y solucionar rápidamente cualquier problema o disminución en la eficiencia. Además, se recomienda establecer un programa de mantenimiento regular para asegurar que los paneles y otros componentes del sistema estén en óptimas condiciones.

Adicionalmente, es fundamental recalcularse el análisis financiero considerando el valor del dinero en el tiempo y la inflación. Así tendremos una perspectiva más realista del retorno de la inversión y ayudará a tomar decisiones financieras más fundamentadas. Junto con este estudio, se debe investigar y aprovechar posibles incentivos gubernamentales y regulaciones favorables para la instalación de sistemas fotovoltaicos, estar al tanto de cambios en la legislación podría ofrecer nuevas oportunidades para mejorar la viabilidad financiera del proyecto.

Así mismo, el sistema solar fotovoltaico debe ser utilizado como un instrumento educativo para los estudiantes de ingeniería, ofrecer talleres y cursos que aborden el diseño, la instalación, y el mantenimiento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Con esto no solo enriqueceremos el currículo académico, sino que también preparará a los estudiantes para enfrentar desafíos reales en el campo de las energías renovables.

Finalmente, se debe plantear la posibilidad de expansión del sistema fotovoltaico en el futuro o realizar estudios que permitan o determinen la factibilidad de ampliación del presente diseño. Esto puede incluir la evaluación de la capacidad de carga adicional en el techo del edificio y la instalación de paneles adicionales para aumentar la producción de energía y si

fuese posible cubrir la demanda de un 80 % del edificio, esto debido a cargas especiales puntuales que requieren energía de la red eléctrica.

Implementando estas recomendaciones, el sistema fotovoltaico del laboratorio de prototipos de la UTPL puede optimizar su eficiencia, mejorar su viabilidad financiera y proporcionar una valiosa experiencia educativa para los estudiantes.

10. Bibliografía

ARCERNNR-001/2021 (2021).

ARCONEL. (2018, June 14). *Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Regulación ARCONEL Nro. 002/18*. <https://Www.Gob.Ec/Regulaciones/Regulacion-Arconel-Nro-00218>.

Barandiarán, A. (2017). *Plan de negocios de empresa comercializadora de sistemas integrados de generación de energía fotovoltaica para viviendas*. [Universidad de Piura]. <https://hdl.handle.net/11042/3264>

Bastida, P., Saiz, J., Molina, M., & Álvarez, B. (2017). Instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo para pequeñas instalaciones. Aplicación a una nave industrial. *3C Tecnología_Glosas de Innovación Aplicadas a La Pyme*, 6(1), 1–14. <https://doi.org/10.17993/3ctecno.2017.v6n1e21.1-14>

Bayod, A. (2009). *Sistemas fotovoltaicos*. <http://Digital.Casalini.It/9788415031253>. <http://digital.casalini.it/9788415031253>

Behabtu, H., Messagie, M., Coosemans, T., Berecibar, M., Anlay Fante, K., Kebede, A., & Mierlo, J. (2020). A Review of Energy Storage Technologies' Application Potentials in Renewable Energy Sources Grid Integration. *Sustainability*, 12(24). <https://doi.org/10.3390/su122410511>

Castaño, R. (2004). *Redes de distribución de energía*. (Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia, Ed.; Tercera Edición).

Castejon, A., & Santamaría, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. (Editex S.A., Ed.).

Castro, R., & Molina, F. (2017). Implementación de sistemas solares en la Escuela Politécnica Nacional. *Journal of Renewable Energy*, 23–36.

Corcobado, T., & Carmona, G. (2018). *Componentes de una instalación solar fotovoltaica*. <https://Www.Mheducation.Es/Bcv/Guide/Capitulo/8448171691.Pdf>.

Cortés, C., Gómez, G., Betancur, F., Carvajal, S., & Guerrero, N. (2020). Análisis experimental del desempeño de un sistema solar fotovoltaico con inversor centralizado y con microinversores: caso de estudio Manizales. *TecnoLógicas*, 23(47), 1–21. <https://doi.org/10.22430/22565337.1403>

IRENA. (2019). *Transformando el sistema energético*. https://Www.Irena.Org/-/Media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Transforming_2019_ES.Pdf

- IRENA. (2024). *Seguimiento de los resultados de la COP28: triplicar la capacidad de energía renovable para 2030*.
- Itaz, K. (2017). *Estudio de factibilidad de un sistema de generación fotovoltaico para brindar servicio al edificio sede de la Organización Latinoamericana de Energía*. [Escuela Politécnica Nacional]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19000>
- Martínez, P., García, R., & López, M. (2020). Implementación de sistemas solares en entornos académicos: estudio de caso en la Universidad de Granada. *Journal of Sustainable Energy*, 88–101.
- Montesdeoca, J. (2005). *Determinación de la demanda de diseño para abonados residenciales en la zona de concesión de EMELNORTE S.A*. Escuela Politécnica Nacional.
- Nieto, G., & Ramos, D. (2021). *Implementación de un módulo para el análisis de la trayectoria solar en paneles fotovoltaicos* [<Http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/20021>]. Universidad Politécnica Salesiana.
- Novaluz. (2024). *Energía limpia para empresas*. <Https://Novaluz.Es/Energia-Limpia-Para-Empresas/Impacto-Ambiental-de-Los-Paneles-Fotovoltaicos/>.
- Pérez, M. (2018). Autoconsumo energético en campus universitarios. *Energía y Medio Ambiente*.
- Perpiñan, O. (2023). *Energía solar fotovoltaica*. <Https://Oscarperpinan.Github.Io/Esf/>. <https://oscarperpinan.github.io/esf/>
- Potes, P. (2019). *Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red en el bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi*. Universidad Técnica de Cotopaxi.
- Prostar. (2023). *El regulador de carga solar* . <Https://Www.Prostarsolar.Net/Es/Como-Funciona-El-Regulador-de-Carga-Solar-Pwm.Html>.
- Silva, A., & Rodrigues, F. (2019). Energía solar en la educación superior: experiencias de la Universidad de Sao Paulo. *Energy and Education*, 45–58.
- Turbo Energy Solar. (2023). *Inversores solares*. Https://Elalmacenfotovoltaico.Com/Img/Cms/TURBO/Manual-Hybrid-Inverter-Series-500048_ES_V7.Pdf.
- U. P. V. (2024, February 4). *Energías Renovables*. <Https://Www.Upv.Es/Entidades/Vcampus/2024/02/04/1-475-Paneles-Fotovoltaicos-Se-Instalan-En-Las-Cubiertas-de-12-Edificios-Del-Campus-de-Vera/>.

11. Anexos

Anexo I. Glosario de Rubros Contenidos en la Factura

Año	Mes	Días facturados	Fecha desde	Fecha hasta	Factor de potencia (FP)	Consumo KWh	Valor (USD) de consumo energía	Comercialización	Valor Demanda	Servicio Alumbrado Público	Contribución Bomberos	VALOR TOTAL PAGADO (USD)
2018	Enero	31	5/1/2018	5/2/2018	0,9997	2373	225,44	1,41	62,27	47,47	5,79	342,38
2018	Febrero	28	5/2/2018	5/3/2018	0,9997	2373	225,44	1,41	62,27	47,47	5,79	342,38
2018	Marzo	31	5/3/2018	5/4/2018	0,99965	2373	225,44	1,41	62,27	47,47	5,79	342,38
2018	Abril	30	5/4/2018	5/5/2018	0,99965	2373	225,44	1,41	62,27	47,47	5,79	342,38
2018	Mayo	31	5/5/2018	5/6/2018	0,99965	2373	225,44	1,41	62,27	47,47	5,79	342,38
2018	Junio	30	5/6/2018	5/7/2018	0,99965	2373	225,44	1,41	62,27	47,47	5,79	342,38
2018	Julio	31	5/7/2018	5/8/2018	0,99965	2373	225,44	1,41	62,27	47,47	5,79	342,38
2018	Agosto	31	5/8/2018	5/9/2018	0,99965	2373	225,44	1,41	62,27	47,47	5,79	342,38
2018	Septiembre	30	5/9/2018	5/10/2018	0,99965	2373	225,44	1,41	62,27	47,47	5,79	342,38
2018	Octubre	31	5/10/2018	5/11/2018	0,999734	26335	2501,8	1,41	114,96	431,77	5,79	3055,76
2018	Noviembre	30	5/11/2018	5/12/2018	0,999993	5745	545,78	1,41	119,75	109,81	5,79	782,54
2018	Diciembre	31	5/12/2018	5/1/2019	0,999993	5744	545,68	1,41	119,75	109,80	5,79	782,43
2019	Enero	31	5/1/2019	5/2/2019	0,999993	5744	545,68	1,41	119,75	109,80	5,91	782,55
2019	Febrero	28	5/2/2019	5/3/2019	0,999993	5744	545,68	1,41	119,75	101,46	5,91	774,21
2019	Marzo	31	5/3/2019	5/4/2019	0,999993	5744	545,68	1,41	119,75	101,46	5,91	774,21
2019	Abril	30	5/4/2019	5/5/2019	0,999993	5744	545,68	1,41	119,75	101,46	5,91	774,21
2019	Mayo	31	5/5/2019	5/6/2019	0,999993	5744	545,68	1,41	119,75	109,80	5,91	782,55
2019	Junio	30	5/6/2019	5/7/2019	0,999993	5744	545,68	1,41	119,75	109,80	5,91	782,55
2019	Julio	31	5/7/2019	5/8/2019	0,99995	4861	461,8	1,41	119,75	95,96	5,91	684,83
2019	Agosto	31	5/8/2019	5/9/2019	0,999952	4860	461,7	1,41	119,75	95,94	5,91	684,71
2019	Septiembre	30	5/9/2019	5/10/2019	0,999952	4860	461,7	1,41	119,75	95,94	5,91	684,71
2019	Octubre	31	5/10/2019	5/11/2019	0	97	9,22	1,41	71,85	13,38	5,91	101,77

Año	Mes	Días facturados	Fecha desde	Fecha hasta	Factor de potencia (FP)	Consumo KWh	Valor (USD) de consumo energía	Comercialización	Valor Demanda	Servicio Alumbrado Público	Contribución Bomberos	VALOR TOTAL PAGADO (USD)
2019	Noviembre	30	5/11/2019	5/12/2019	0	96	9,12	1,41	71,85	13,36	5,91	101,65
2019	Diciembre	31	5/12/2019	5/1/2020	0	96	9,12	1,41	71,85	13,36	5,91	101,65
2020	Enero	30	6/1/2020	5/2/2020	0,98806	96	9,12	1,41	71,85	13,36	6,00	101,74
2020	Febrero	29	5/2/2020	5/3/2020	0,999998	5027	477,57	1,41	95,80	94,61	6,00	675,39
2020	Marzo	31	5/3/2020	5/4/2020	0	5026	477,47	1,41	95,80	94,59	6,00	675,27
2020	Abril	30	5/4/2020	5/5/2020	0	5026	477,47	1,41	95,80	94,59	6,00	675,27
2020	Mayo	0	5/6/2020	5/6/2020	0	0	0	1,41	71,85	11,86	6,00	91,12
2020	Junio	61	5/5/2020	5/7/2020	0	0	0	1,41	16,53	2,73	6,00	26,67
2020	Julio	31	5/7/2020	5/8/2020	0,998111	5100	484,5	1,41	35,92	85,87	6,00	613,7
2020	Agosto	31	5/8/2020	5/9/2020	0,996721	3387	321,77	1,41	35,92	59,02	6,00	424,12
2020	Septiembre	30	5/9/2020	5/10/2020	0,998325	4072	386,84	1,41	81,43	77,26	6,00	552,94
2020	Octubre	31	5/10/2020	5/11/2020	0,998047	2796	265,62	1,41	62,27	54,10	6,00	389,4
2020	Noviembre	30	5/11/2020	5/12/2020	0,999907	2916	277,02	1,41	71,85	57,56	6,00	413,84
2020	Diciembre	31	5/12/2020	5/1/2021	0,999901	2956	280,82	1,41	81,43	59,77	6,00	429,43
2021	Enero	31	5/1/2021	5/2/2021	0,999757	2676	254,22	1,41	57,48	51,43	6,00	370,54
2021	Febrero	28	5/2/2021	5/3/2021	0,999816	2284	216,98	1,41	57,48	45,29	6,00	327,16
2021	Marzo	31	5/3/2021	5/4/2021	0	2742	260,49	1,41	57,48	52,47	6,00	377,85
2021	Abril	30	5/4/2021	5/5/2021	0,999448	2554	242,63	1,41	62,27	50,31	6,00	362,62
2021	Mayo	31	5/5/2021	5/6/2021	0,999984	2506	238,07	1,41	52,69	47,98	6,00	346,15
2021	Junio	30	5/6/2021	5/7/2021	0,999993	2927	278,07	1,41	57,48	55,37	6,00	398,33
2021	Julio	31	5/7/2021	5/8/2021	0,99992	3000	285	1,41	52,69	55,72	6,00	400,82
2021	Agosto	31	5/8/2021	5/9/2021	0	2594	246,43	1,41	52,69	49,35	6,00	355,88
2021	Septiembre	25	6/9/2021	1/10/2021	1	2818	267,73	1,41	49,82	36,82	6,00	361,78
2021	Octubre	30	2/10/2021	1/11/2021	1	3334	316,77	1,41	83,06	47,50	6,00	454,74
2021	Noviembre	29	2/11/2021	1/12/2021	1	3446	336,82	1,41	97,72	52,04	6,00	493,99
2021	Diciembre	32	2/12/2021	3/1/2022	0,9997	3563	338,47	1,41	166,12	63,50	6,38	575,88

Año	Mes	Días facturados	Fecha desde	Fecha hasta	Factor de potencia (FP)	Consumo KWh	Valor (USD) de consumo energía	Comercialización	Valor Demanda	Servicio Alumbrado Público	Contribución Bomberos	VALOR TOTAL PAGADO (USD)
2022	Enero	28	4/1/2022	1/2/2022	1	2506	238,08	1,41	99,68	41,90	6,38	387,45
2022	Febrero	27	2/2/2022	1/3/2022	1	3010	285,95	1,41	99,68	46,98	6,38	440,4
2022	Marzo	30	2/3/2022	1/4/2022	1	3848	365,6	1,41	102,6	55,90	6,38	531,89
2022	Abril	29	2/4/2022	1/5/2022	1	5351	508,34	1,41	122,15	74,25	6,38	712,53
2022	Mayo	30	2/5/2022	1/6/2022	0,9999	6438	611,63	1,41	131,92	86,80	6,38	838,14
2022	Junio	29	2/6/2022	1/7/2022	1	6040	573,84	1,41	127,03	81,99	6,38	790,65
2022	Julio	30	2/7/2022	1/8/2022	1	7188	682,85	1,41	156,35	98,38	6,38	945,37
2022	Agosto	30	2/8/2022	1/9/2022	1	4813	457,27	1,41	131,92	70,45	6,38	667,43
2022	Septiembre	29	2/9/2022	1/10/2022	1	5678	539,44	1,41	127,03	78,35	6,38	752,61
2022	Octubre	30	2/10/2022	1/11/2022	1	7372	700,3	1,41	337,12	130,05	6,38	1175,26
2022	Noviembre	29	2/11/2022	1/12/2022	1	7694	745,55	1,41	322,46	132,43	6,38	1208,23
2022	Diciembre	30	2/12/2022	1/1/2023	1	6607	640,22	1,41	298,03	117,24	6,75	1063,65
2023	Enero	30	2/1/2023	1/2/2023	0,9998	8309	789,35	1,41	317,58	136,26	6,75	1251,35
2023	Febrero	27	2/2/2023	1/3/2023	1	6091	578,69	1,41	202,28	94,92	6,75	884,05
2023	Marzo	30	2/3/2023	1/4/2023	1	6600	627,04	1,41	202,28	100,04	6,75	937,52
2023	Abril	29	2/4/2023	1/5/2023	1	6638	630,63	1,41	202,28	100,42	6,75	941,49
2023	Mayo	30	2/5/2023	1/6/2023	1	6862	651,85	1,41	202,28	102,67	6,75	964,96
2023	Junio	29	2/6/2023	1/7/2023	1	9805	931,5	1,41	202,28	132,30	6,75	1274,24
2023	Julio	30	2/7/2023	1/8/2023	1	8205	779,46	1,41	202,28	116,19	6,75	1106,09
2023	Agosto	30	2/8/2023	1/9/2023	1	5377	510,86	1,41	202,28	87,73	6,75	809,03
2023	Septiembre	29	2/9/2023	1/10/2023	1	6495	617,06	1,41	244,29	105,92	6,75	975,43
2023	Octubre	30	2/10/2023	1/11/2023	1	9484	900,98	1,41	234,52	134,38	6,75	1278,04
2023	Noviembre	29	2/11/2023	1/12/2023	1	10654	1012,1	1,41	249,18	148,58	6,75	1418,04

Anexo 2. Data Sheet Panel JinKo Solar modelo JKM405M-54HL4-V.

www.jinkosolar.com



Tiger Pro 54HC

395-415 Watt

MONO-FACIAL MODULE

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

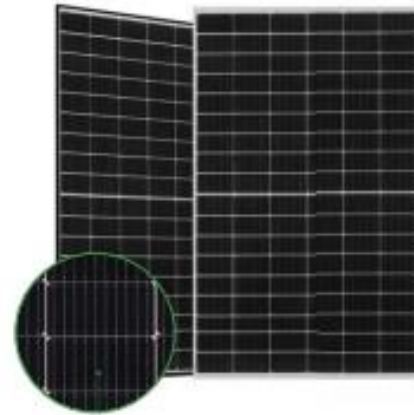
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



→ MBB HC Technology

Key Features



Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



Reduced Hot Spot Loss

Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

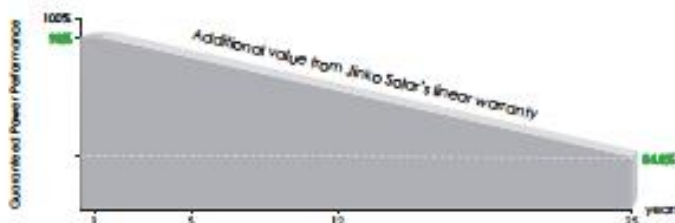


PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

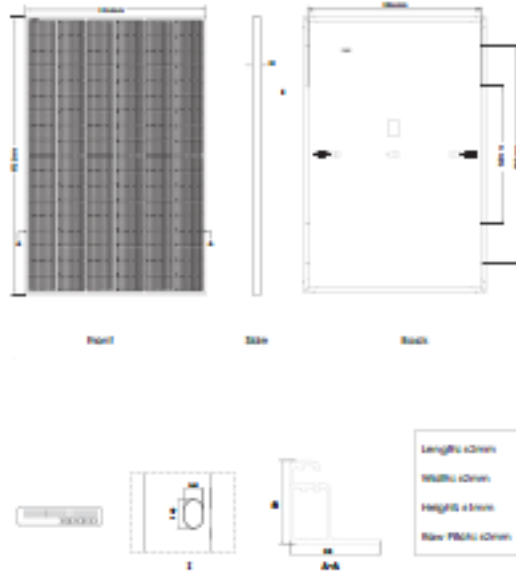


15 Year Product Warranty

25 Year Linear Power Warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

Engineering Drawings

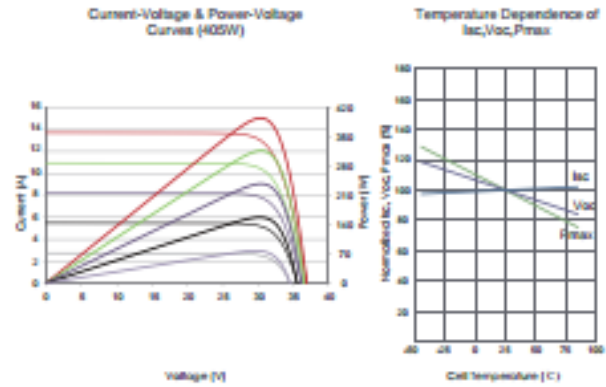


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

33pcs/pallets, 72pcs/stack, 936pcs/ 40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	108 (2x54)
Dimensions	1722×1134×30mm (67.80×44.65×1.18 inch)
Weight	22.0 kg (48.50 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

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM395M-54HL4		JKM400M-54HL4		JKM405M-54HL4		JKM410M-54HL4		JKM415M-54HL4	
	JKM395M-54HL4-V	JKM400M-54HL4-V	JKM405M-54HL4-V	JKM410M-54HL4-V	JKM415M-54HL4-V	JKM395M-54HL4-V	JKM400M-54HL4-V	JKM405M-54HL4-V	JKM410M-54HL4-V	JKM415M-54HL4-V
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	395Wp	294Wp	400Wp	298Wp	405Wp	301Wp	410Wp	305Wp	415Wp	309Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.32V	28.26V	30.42V	28.42V	30.52V	28.56V	30.62V	28.72V	30.79V	28.88V
Maximum Power Current (Imp)	13.03A	10.40A	13.15A	10.47A	13.27A	10.55A	13.39A	10.62A	13.48A	10.69A
Open-circuit Voltage (Voc)	36.90V	34.83V	36.98V	34.90V	37.06V	34.98V	37.14V	35.05V	37.31V	35.21V
Short-circuit Current (Isc)	13.71A	11.07A	13.78A	11.13A	13.85A	11.19A	13.92A	11.24A	14.01A	11.32A
Module Efficiency STC (%)	20.23%		20.48%		20.74%		21.00%		21.25%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

^{*}STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

Anexo 3. Data Sheet Inversor Fronius Symo Advance 15.0-3-M.

Diseñado pensando en la seguridad:

El Fronius Symo Advanced abre un nuevo capítulo en la gama Fronius SnapINverter. A su eficacia demostrada se une una nueva tecnología de seguridad, que hace que el Fronius Symo Advanced sea más que nunca una opción de futuro para los instaladores y sus clientes.

01 Más seguridad

Detectar, intervenir, aprender: este es el principio por el que la nueva tecnología Fronius Arc Guard protege contra los arcos voltaicos que puedan ser un peligro. El algoritmo desarrollado por Fronius detecta con fiabilidad los arcos voltaicos y desconecta la instalación fotovoltaica antes de que pueda provocarse un incendio. Fronius Arc Guard se optimiza constantemente para hacer más precisa la detección de arcos voltaicos y ofrecer una mejor protección.

02 Libertad sin límites

SuperFlex Design hace sencillo lo difícil, permitiendo la configuración hasta en tejados complejos. Puesto que el Fronius Symo Advanced funciona con un amplio rango de tensión de entrada, así como con corrientes de módulo FV muy elevadas, permite orientar y conectar los módulos solares de forma muy flexible.

03 Rendimiento óptimo

El Dynamic Peak Manager permite alcanzar el máximo rendimiento incluso cuando los módulos solares están parcialmente a la sombra. La gestión inteligente del sombreado basada en un software viene instalada de fábrica y no requiere componentes adicionales.

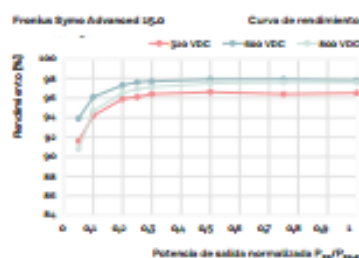
Fronius Symo Advanced



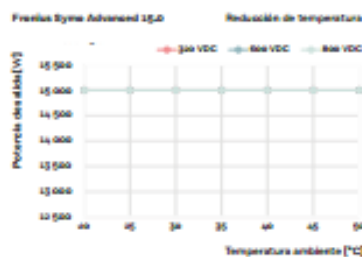
Datos concluyentes sobre su rendimiento

El Fronius Symo Advanced destaca por su flexibilidad en el diseño de la instalación y su alto nivel de seguridad.

Rendimiento



Reducción de potencia



Datos técnicos

10.0 / 12.5 / 15.0 kW

			Symo Advanced					
			10.0-3-M		12.5-3-M		15.0-3-M	
Datos de entrada	Número de seguidores MPP		2		2		2	
			MPPT1	MPPT2	MPPT1	MPPT2	MPPT1	MPPT2
	Corriente de entrada máxima por MPP ($I_{dc\ max}$)	A	27	16,5 ¹	27	16,5 ¹	33	27
	Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ max}$, MPPT 1+2)	A	43,5		43,5		51	
			MPPT1	MPPT2	MPPT1	MPPT2	MPPT1	MPPT2
	Máxima corriente de cortocircuito por MPP ($I_{sc\ pv}$) ²	A	55,7	34	55,7	34	68	55,7
	Rango de tensión de entrada CC ($U_{dc\ min.} - U_{dc\ max.}$)	V	200-1000		200-1000		200-1000	
	Tensión de puesta en servicio (U_{dc} de arranque)	V	200		200		200	
	Rango de tensión MPP	V	200-800		200-800		200-800	
	Rango de tensión MPP (con potencia nominal) ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)	V	270-800		320-800		320-800	
			MPPT1	MPPT2	MPPT1	MPPT2	MPPT1	MPPT2
Número de entradas CC		3	3	3	3	3	3	
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ max}$)	W _{peak}	15 000		18 800		22 500		
Datos de salida	Potencia nominal CA ($P_{AC,r}$)	W	10 000		12 500		15 000	
	Máxima potencia de salida / potencia aparente	VA	10 000		12 500		15 000	
			380 V _{CA}	400 V _{CA}	380 V _{CA}	400 V _{CA}	380 V _{CA}	400 V _{CA}
	Corriente de salida CA ($I_{CA\ nom.}$)	A	15,2	14,4	18,9	18	22,7	21,7
	Acoplamiento a la red (rango de tensión)		3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)					
	Frecuencia (rango de frecuencia)	Hz	50 / 60 (45-65)		50 / 60 (45-65)		50 / 60 (45-65)	
	Coefficiente de distorsión no lineal	%	< 1,75		< 2		< 1,5	
Factor de potencia ($\cos \phi_{CA,r}$)		0-1 ind. / cap.						
Datos generales	Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	mm	725 x 510 x 225					
	Peso (inversor / con embalaje)	kg	35,4 / 38,4		35,4 / 38,4		41,96 / 44,96	
	Tipo de protección		IP 66		IP 66		IP 66	
	Clase de protección		1		1		1	
			CC	CA	CC	CA	CC	CA
	Categoría de sobretensión (CC/CA) ³		2	3	2	3	2	3
	Consumo nocturno	W	<1		<1		<1	
	Concepto de inversor		Sin transformador					
	Refrigeración		Active Cooling Technology					
	Instalación		Instalación interior y exterior					
	Rango de temperatura ambiente	°C	-25 - +60		-25 - +60		-25 - +60	
	Humedad de aire admisible	%	0-100		0-100		0-100	
			rango de tensión completo / reducido					
	Máxima altitud	m	2000 / 3400		2000 / 3400		2000 / 3400	
Tecnología de conexión CC	mm ²	6x CC+ y 6x CC bornes roscados 2,5-16 mm						
Tecnología de conexión CA	mm ²	5 polos CA bornes roscados 2,5-16 mm ²						
Certificados y cumplimiento de normas		IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, VDE 0128-1-1/A1, VDE AR-N 4105, G98/1, G99/1, AS/NZS 4777.2, UNE 206007-1, CEI 0-21, CEI 0-16, NRS 097-2-1, TOR Erzeuger Typ A, VDE AR-N 4110, EN 50549-1/-2, IEC 61683, IEC 60068, IEC 63027:2023						
País de fabricación		Austria						

¹ 14 A para tensiones < 400 V

² $I_{sc\ pv} = I_{sc\ max.} \geq I_{sc} (STC) \times 1,25$ según, p. ej.: IEC 60384-7-713, NEC 2020, AS/NZS 5033:2021

³ Según la norma IEC 62109-1. Carril DIN para protección opcional contra sobretensiones tipo 1 + 2 o tipo 2 incluido.

Más información sobre la disponibilidad de los inversores en su país en www.fronius.com.

			Symo Advanced		
			10.0-3-M	12.5-3-M	15.0-3-M
Rendimiento	Máximo rendimiento	%	97,8	97,8	97,9
	Rendimiento europeo (η_{EU})	%	97,1	97,4	97,6
	Rendimiento de adaptación MPP	%	> 99,9	> 99,9	> 99,9
Equipamiento de seguridad	Detección de arco voltaico - AFCI (Fronius Arc Guard)		Integrado		
	Medición del aislamiento CC		Integrado		
	Comportamiento de sobrecarga		Desplazamiento al punto de trabajo, limitación de potencia		
	Seccionador CC		Integrado		
	Protección contra polaridad inversa		Integrado		
	RCHU		Integrado		
Interfaces	WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)		
	8 entradas digitales y 4 entradas/salidas digitales		Interfaz receptor del control de onda		
	USB (conector A)*		Datalogging, actualización de inversores vía USB		
	2 conectores RJ45 (RS422) *		Fronius Solar Net		
	Salida de aviso*		Gestión de energía (salida de relé libre de potencial)		
	Datalogger y servidor web		Integrado		
	Input externo *		Interface So-Meter / Input para la protección contra sobretensión		
	RS485		Modbus RTU SunSpec o conexión del contador		

* También disponible en la versión "light".



ANÁLISIS COMPARATIVO

Productos

Alambres TW

Alambre de cobre suave, aislado con PVC para una temperatura de operación de 60°C.

Cables THW

Cable de cobre suave, aislado con PVC para una temperatura de operación de 75°C.

Alambres y Cables THHN/THWN 90°C

Alambre o cable de cobre suave, aislado con PVC y con un recubrimiento de Nylon (Poliamida), para una temperatura de operación de 90°C.

Especial para instalaciones en sitios abrasivos o contaminados con aceite, grasas, gasolina y otras sustancias químicas.

CENTELSA además de los productos convencionales TW y THW, ahora está produciendo los nuevos conductores THHN/THWN 90°C, en los cuales se aprovechan las excelentes propiedades del PVC 90°C como aislamiento y del Nylon como recubrimiento resistente a la abrasión, resultando un conductor con mejores propiedades eléctricas, mecánicas, mejorando sus propiedades físicas y de desempeño.

Las ventajas de los conductores THHN/THWN 90°C frente a los conductores tradicionales TW y THW se pueden resumir en mayor capacidad de corriente, mejor comportamiento ante agentes externos, excelente resistencia a la abrasión y a hidrocarburos, mayor resistencia mecánica, menor diámetro externo y mayor facilidad de instalación. 📌

Capacidad de Corriente

La capacidad de conducción de corriente es una de las principales ventajas de los conductores THHN/THWN 90°C sobre los alambres TW y cables THW.

Los conductores THHN/THWN 90°C tienen una capacidad de corriente superior; un 34% en promedio en comparación con los conductores TW, y un 14% con respecto a los conductores THW.

El Artículo 240-6 del NTC 2050 y del NEC establece corrientes normalizadas para los interruptores automáticos de disparo. Tomando como base estas corrientes, los calibres seleccionados de acuerdo con el tipo de conductor, son los que se indican en las siguientes tablas:

CABLES & TECNOLOGÍA

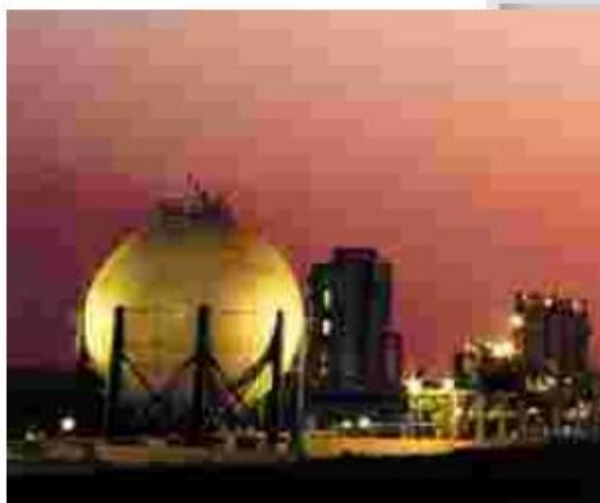
Corriente Normalizada (A)	Calibre Seleccionado (AWG)	
	Alambre TW	Alambre THHN/THWN 90°C
25	12	14
30	10	12
35	8	10
40	8	10
45	6	8
50	6	8

Hasta tres conductores transportando corriente, en una canalización, cable o en enterramiento directo a una temperatura ambiente de 30°C

Tabla 1. Alambres TW y THHN/THWN 90°C, calibres seleccionados para corrientes normalizadas.

Corriente Normalizada (A)	Calibre Seleccionado (AWG o kcmil)	
	Cable THW	Cable THHN/THWN 90°C
25	12	14
30	10	12
35	10	10
40	8	10
45	8	8
50	8	8
60	6	6
70	4	6
80	4	4
90	2	4
100	2	2
110	2	2
125	1	2
150	1/0	1
175	2/0	2/0
200	3/0	3/0
225	4/0	3/0
250	250	4/0
300	350	300
350	500	350
400	-	500

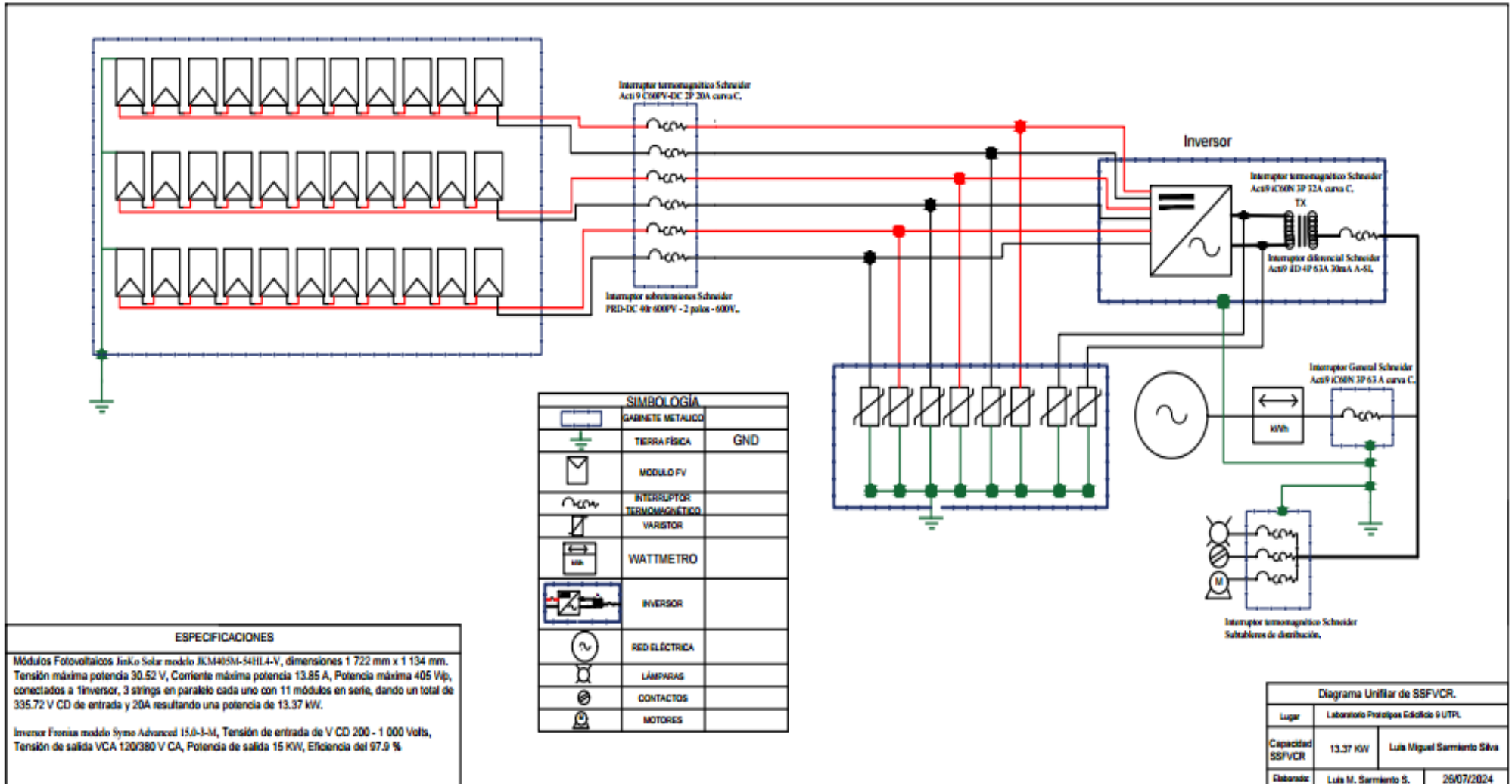
Hasta tres conductores transportando corriente, en una canalización, cable o en enterramiento directo a una temperatura ambiente de 30°C



Petroquímica Colombiana S.A.

Tabla 2. Cables THW y THHN/THWN 90°C, calibres seleccionados para corrientes normalizadas.

Anexo 5. Diagrama Unifilar del SSFVCR.



Anexo 6. Estructura Soporte Placas Solares.

Soporte inclinado cerrado para cubierta de chapa metálica, vertical

10V-11V

10V

1650

15°

1322

30°

1200

Distancia máxima entre pórticos: ≤1650 mm.

11V

2000

15°

1655

30°

1498

Distancia máxima entre pórticos: ≤1550 mm.

Válido para:

- Cubierta de chapa metálica, subestructura.
- Anclaje a correas.
- Soporte premontado.

- Tornillería de anclaje NO incluida
Disponibilidad de tuercas antirrobo.
Material 100% reciclable.
Cómoda instalación.

El kit incluye:

- Triángulos 10V-11V
- Perfiles G1
- Uniones G1
- Presores laterales
- Presores centrales
- Arriostramientos

Número de paneles

Vertical: de 1 a 6 módulos

Inclinaciones: estándar 15°/30°

Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor.

Montaje Triángulo

Despliegue fácil del triángulo hasta su posición final!

Triángulo plegado

Apriete de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10

PRESOR CENTRAL

- Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma.
- Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada
- Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en las extremas.
- Los presores no se deben apretar con máquinas de impacto.
- Para el montaje de los arriostramientos consultar detalle de montaje en menú "Detalles y Accesorios"

Perfil compatible: G1

Heramientas necesarias:

Seguridad:

Par de apriete:

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

MATERIALES Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6

TORNILLERÍA Tornillería acero inoxidable A2-75

-Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma.
-Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada

Para más información consultar

Viento 150 Km/h

1650/2000x1000

Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original

Anexo 7. Cable Solar TOPSOLAR

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K



TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

DISEÑO

Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible)
según UNE-EN 60228
e IEC 60228.

Aislamiento

Goma libre de halógenos.

Cubierta

Goma libre de halógenos de color negro o rojo.



D_{ca} - s2, d2, a2

APLICACIONES

El cable Topsolar H1Z2Z2-K, certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua o alterna. Compatible con la mayoría de conectores. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.



www.topcable.com | 113

SOLAR

CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 1,5/1,5 - 1kV - (1,8) kV DC



Norma de referencia

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



Certificaciones

Certificados

CE
TÜV
EN
RoHS



D_{ca}-s2, d2, a2



Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 120°C.
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temp. mínima de servicio: -40°C



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.
Reacción al fuego CPR: D_{ca}-s2, d2, a2 según la norma EN 50575.



Características mecánicas

Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características químicas

Resistencia a grasas y aceites: excelente.
Resistencia a los ataques químicos: excelente.



Resistencia a los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y TÜV 2Pfg 1169-08.



Presencia de agua

Presencia de agua: ADB sumergida.



Vida útil

Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2



Otros

Marcaje: metro a metro.



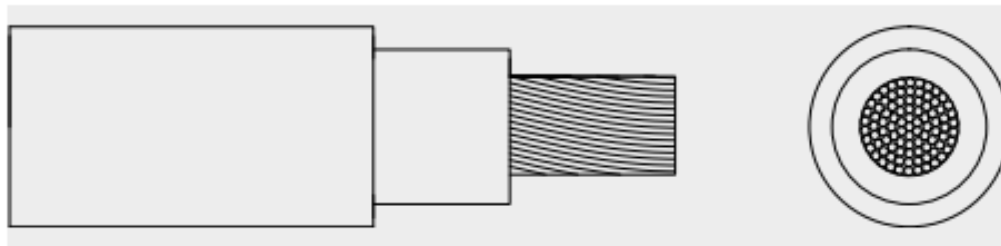
Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.



Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.



DIMENSIONES

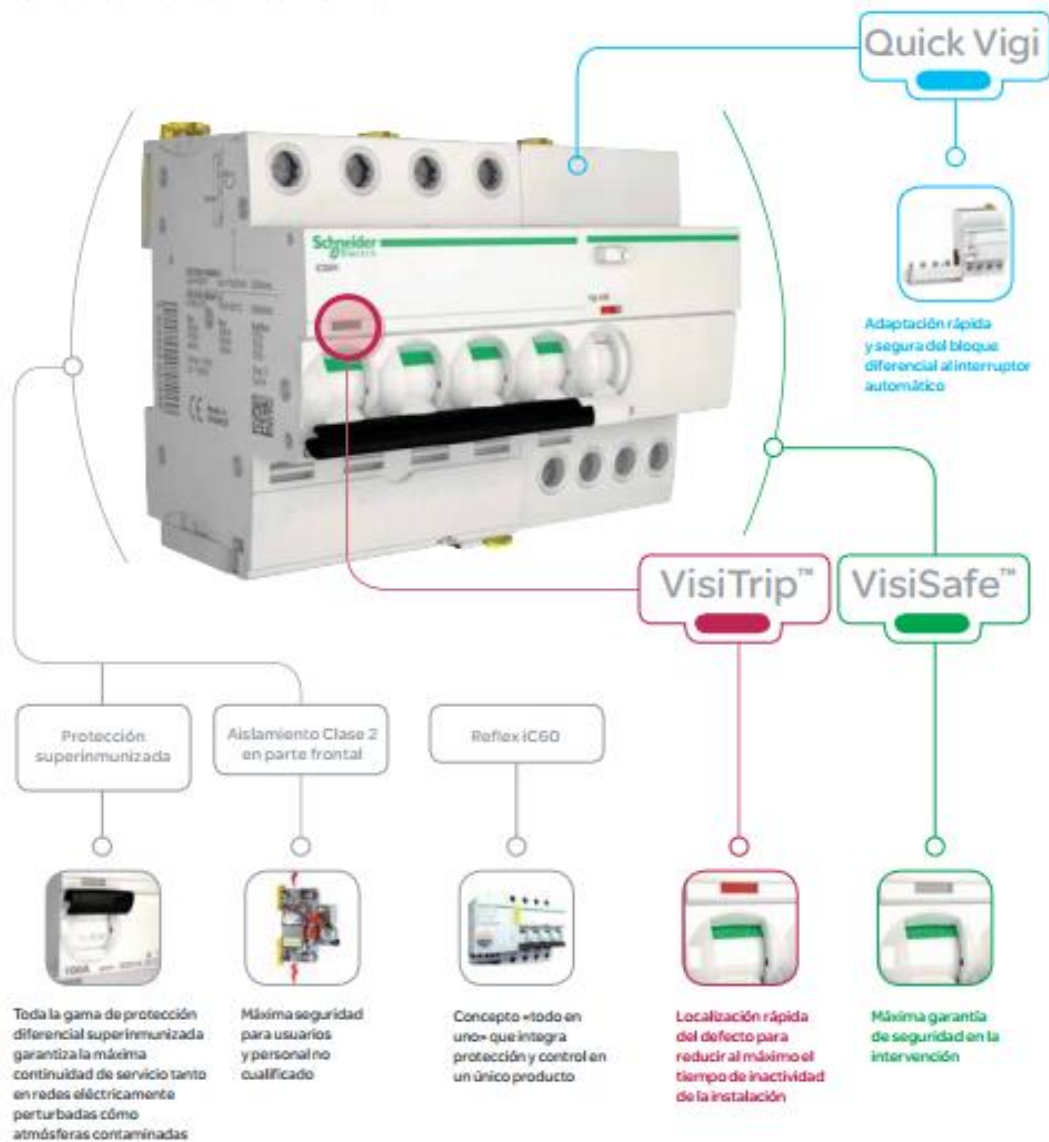
Sección (mm)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire Libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	4,8	42	41	39	33	23,0
1 x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1 x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	179	132	125	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1 x 35	11,9	390	218	207	176	1,58

> Acti 9

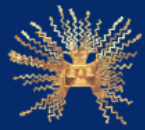
Nuevas prestaciones exclusivas y patentadas que aportan la máxima seguridad, simplicidad y eficiencia a la instalación eléctrica

El sistema modular más flexible e innovador

Las nuevas prestaciones patentadas aportan a la oferta beneficios exclusivos como una seguridad sin precedentes incluso en los ambientes más severos. **Acti 9** aporta una eficiencia incomparable, reduce el tiempo de diseño e instalación, maximizando la continuidad de servicio y haciendo su negocio aún más competitivo. **Acti 9** simplifica la explotación de la instalación aportando la solución adecuada para cada aplicación. El concepto "todo en uno" Reflex iC60 aporta la flexibilidad que permite adaptarse de forma sencilla a los requisitos dinámicos de las aplicaciones de control e iluminación terciarias e industriales.



Anexo 9. Cálculo del VAN y TIR

TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS REFERENCIALES	
Porcentajes	
 Banco Central del Ecuador	
Junio 2024	
Cumpliendo las funciones establecidas en el Artículo 36, numeral 8 del Código Orgánico y Financiero; el BCE realiza el "Monitoreo de las tasas de interés con fines estadísticos". El establecimiento del sistema de tasas de interés para las operaciones activas y pasivas del sistema financiero nacional y las demás tasas de interés requeridas por la ley corresponden a la Junta de Política y Regulación Financiera, conforme lo indica el mismo COMF en el artículo 14.1	
1. TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS REFERENCIALES VIGENTES PARA EL SECTOR FINANCIERO PRIVADO, PÚBLICO Y, POPULAR Y SOLIDARIO	
Tasas de Interés Activas Referenciales¹	
Segmentos de Crédito²	% anual
Productivo Corporativo	11,40
Productivo Empresarial	12,36
Productivo PYMES	11,87
Consumo	16,27
Educativo	8,85
Educativo Social	5,49
Vivienda de Interés Público	4,98
Vivienda de Interés Social	4,98
Inmobiliario	10,47
Microcrédito Minorista	21,16
Microcrédito de Acumulación Simple	21,93
Microcrédito de Acumulación Ampliada	19,15
Inversión Pública	7,81
DEFINICIONES: Tasa de Interés Activa Efectiva Referencial por Segmento (TAR), para cada uno de los segmentos de la cartera de crédito, corresponden al promedio ponderado por monto de las tasas de interés efectivas pactadas en las operaciones de crédito concedidas por las entidades financieras. Mayor información, diríjase a: https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Met_TasasReferenciales.pdf	

1. La información para el cálculo de tasas de interés efectivas referenciales para junio 2024 se toma en consideración las semanas del 18 de abril al 15 de mayo 2024 con una cobertura de 340 entidades financieras. Además se excluye todas las tasas de interés con las operaciones que están fuera del mercado.

2. De acuerdo a la Resolución 603-2020-F, de la Junta de Política y Regulación Monetaria y Financiera.

2. TASAS DE INTERÉS PASIVAS EFECTIVAS PROMEDIO POR INSTRUMENTO

Tasas Referenciales	% anual	Tasas Referenciales	% anual
Depósitos a plazo*	8,44	Depósitos de Ahorro	1,71
Depósitos monetarios	1,65	Depósitos de Tarjetahabientes	1,23
Operaciones de Reporto	1,50		

3. TASAS DE INTERÉS PASIVAS EFECTIVAS REFERENCIALES POR PLAZO

Tasas Referenciales	% anual	Tasas Referenciales	% anual
Plazo 30-60	7,57	Plazo 121-180	8,59
Plazo 61-90	8,38	Plazo 181-360	8,48
Plazo 91-120	7,88	Plazo 361 y más	9,64

4. OTRAS TASAS REFERENCIALES

Tasa Pasiva Referencial	8,44	Tasa Legal	11,40
Tasa Activa Referencial	11,40	Tasa Máxima Convencional	12,51

* **DEFINICIONES:** Tasas de Interés Pasiva Referencial (TPR): Corresponde al promedio ponderado por monto, de las tasas de interés pasivas efectivas remitidas por las entidades del sistema financiero nacional al Banco Central del Ecuador, para todos los rangos de plazos. Mayor información, diríjase a:

https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Met_TasasReferenciales.pdf

5. INFORMACIÓN HISTÓRICA DE TASAS DE INTERÉS REFERENCIALES

Para mayor información, contáctenos: pub.econ@bce.ec

Junio 2024

1. TASAS DE INTERÉS ACTIVAS MÁXIMAS VIGENTES PARA EL SECTOR FINANCIERO PRIVADO, PÚBLICO Y, POPULAR Y SOLIDARIO ESTABLECIDAS POR LA JUNTA DE POLÍTICA Y REGULACIÓN FINANCIERA

Tasas de Interés Activas Máximas¹

Tasa Activa Efectiva Máxima para el segmento ²	% anual
Productivo Corporativo	12,51
Productivo Empresarial	13,27
Productivo PYMES	12,27
Consumo	16,77
Educativo	9,50
Educativo Social	7,50
Vivienda de Interés Público	4,99
Vivienda de Interés Social	4,99
Inmobiliario ³	11,50
Microcrédito Minorista	28,23
Microcrédito de Acumulación Simple	24,89
Microcrédito de Acumulación Ampliada	22,05
Inversión Pública	9,33

1. De acuerdo a la Resolución No. JPRF-F-2023-070 de 22 de junio 2023, de la Junta de Política y Regulación Financiera

2. Según la Resolución 603-2020-F, de la Junta de Política y Regulación Monetaria y Financiera.

3. Según la Resolución No. JPRF-F-2024-0104 de 15 de marzo de 2024, de la Junta de Política y Regulación Financiera.

2. MARCO LEGAL

[RESOLUCIÓN No. JPRF-F-2023-070](#)

[RESOLUCIÓN No. JPRF-F-2022-053](#)

[RESOLUCIÓN NO JPRF-F-2022-031](#)

[RESOLUCIÓN No. JPRF-F-2021-004](#)

Para mayor información: https://jprf.gob.ec/wp-content/uploads/2024/05/Tasas_Junio_2024.pdf

Anexo 10. Tabla costos del kWh según la cantidad de consumo

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

Loja, 16 de octubre de 2024

CERTIFICACIÓN DE TRADUCCIÓN

Doctora.
Erika Lucía González Carrión, Ph.D.

CERTIFICO:

En mi calidad de traductora del idioma Inglés, con capacidades que pueden ser probadas a través de las traducciones realizadas para revistas de alto impacto como: Comunicar(Q1): <https://bit.ly/3v0JggL> así como a través de la Certificación de conocimiento del Inglés, nivel B2, que la traducción del Resumen (Abstract) del Trabajo de Titulación denominado: **“Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica, para el laboratorio de prototipos de la carrera de ingeniería industrial de la Universidad Técnica Particular de Loja, en modalidad de autoconsumo.”**, de autoría del estudiante: **Luis Miguel Sarmiento Silva** con CI: **1104166994**, es correcta y completa, según las normas internacionales de traducción de textos.

Es cuanto puedo certificar en honor a la verdad, facultando al interesado, **Luis Miguel Sarmiento Silva**, hacer uso legal del presente, según estime conveniente.

Atentamente,



Dra. Erika González Carrión. Ph.D.