



1859



Universidad
Nacional
de Loja

Universidad Nacional de Loja

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

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Diseño de un Sistema Fotovoltaico para una vivienda en el sector San Francisco Alto

Trabajo de Titulación previa a la obtención
del título de Ingeniero Electromecánico.

AUTOR:

Cristian Paul Malacatus Guamán

DIRECTOR:

Ing. Carlos Raúl Barreto Calle Mg. Sc.

Loja-Ecuador

2022

Certificación

Loja, 02 de septiembre de 2022

Ing. Carlos Raúl Barreto Calle, Mg. Sc.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CERTIFICO:

Que he revisado y orientado todo el proceso de elaboración del Trabajo de Titulación denominado: **Diseño de un sistema fotovoltaico para una vivienda en el sector San Francisco Alto**”, previo a la obtención del título **Ingeniero Electromecánico**, de la autoría del señor **Cristian Paul Malacatus Guamán** con cédula de identidad **Nro. 1150107793**, una vez que el trabajo cumple con todos los requisitos exigidos por la Universidad Nacional de Loja, para el efecto, autorizo la presentación del mismo para su respectiva sustentación y defensa.

Ing. Carlos Raúl Barreto Calle, Mg. Sc.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TESIS

Autoría

Yo, **Cristian Paul Malacatus Guamán**, declaro ser autor del presente Trabajo de Titulación, y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos o acciones legales, por el contenido del mismo. Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja, la publicación del Trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional-Biblioteca virtual.



Firma

Cédula: 1150107793

Fecha: 13 de febrero de 2023

Correo electrónico personal: paulcris4to@gmail.com

Correo electrónico institucional: cpmalacatusg@unl.edu.ec

Teléfono: 0981862380

Carta de autorización

Yo, **Cristian Paul Malacatus Guamán**, declaro ser autor del Trabajo de Titulación denominado: **Diseño de un Sistema Fotovoltaico para una vivienda en el sector San Francisco Alto**, como requisito para optar el grado de: **Ingeniero Electromecánico**, autorizo al Sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que, con fines académicos, muestre al mundo la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera en el Repositorio 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 los cuales tenga convenio la Universidad.

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

Para la constancia de esta autorización en la ciudad de Loja, a los trece días del mes de febrero del dos mil veintitrés.



Firma:

Autor: Cristian Paul Malacatus Guamán

C.I.: 1150107793

Dirección: Loja, San Francisco-Obrapía.

Teléfono: +593 981862380

Correo electrónico: cpmalacatusg@unl.edu.ec

DATOS COMPLEMENTARIOS:

Director del Trabajo de Titulación: Ing. Carlos Raúl Barreto Calle Mg. Sc.

Dedicatoria

Dedicado a mis padres Maria Guamán y José Malacatus quien no dejaron de luchar hasta el final de mi trabajo académico con cada uno de sus consejos que me han ayudado a crecer moralmente en virtud del bien, a mis hermanos Jimmy y Ximena por darme su apoyo afectivo durante mi vida académica, a mi pareja Maria Granda por estar siempre apoyándome en cada tramo del Trabajo de Titulación, el cual me ha permitido culminar de manera eficiente, y sobre todo a Dios por guiarme y ayudarme en los momentos más duros de mi vida.

Cristian Malacatus

Agradecimiento

Extiendo mi agradecimiento a la Universidad Nacional de Loja por permitirme formar parte de una de tantas carreras de prestigio como lo es Ingeniería Electromecánica, a los docentes que me transmitieron sus conocimientos de manera ética y profesional que los caracteriza. A mi director de Trabajo de Titulación Ing. Carlos Raúl Barreto Calle Mg. Sc., quien me ha brindado su apoyo y dirección durante mi trabajo final. A mis familiares y amigos que formaron parte de esta etapa final.

Cristian Malacatus

Índice de contenidos

Portada	i
Certificación	ii
Autoría	iii
Carta de autorización	iv
Dedicatoria	v
Agradecimiento	vi
Índice de contenidos	vii
Índice de tablas:	xii
Índice de figuras:	xiii
Índice de anexos:	xv
Índice de ecuaciones:	1
1. Título	3
2. Resumen	4
2.1. Abstract.....	5
3. Introducción	6
4. Marco Teórico	8
4.1. Energías Renovables en Ecuador.....	8
4.1.1. Precios de las energías no convencionales	9
4.1.2. Energías renovables y el medio ambiente	10
4.1.3. Insolación promedio en Ecuador	10
4.1.4. Energía y Potencia, Diferencias.....	10
4.2. Radiación Solar.....	11
4.2.1. Radiación Difusa	12
4.2.2. Radiación Directa	12
4.2.3. Radiación Reflejada (Albedo).....	12
4.2.4. Geometría Solar	12
4.2.4.1. Latitud.....	13
4.2.4.2. Longitud.	14

4.2.5. <i>Movimiento de la tierra</i>	14
4.2.6. <i>Orientación de generadores fotovoltaico</i>	15
4.2.6.1. Ángulo de acimut (α).....	15
4.2.6.2. Ángulo de inclinación (β).....	15
4.2.6.3. Inclinación óptima.	16
4.2.7. <i>Energía solar térmica</i>	16
4.2.8. <i>Energía solar fotovoltaica</i>	16
4.2.9. <i>Efecto fotovoltaico</i>	16
4.2.10. <i>PV SYST</i>	17
4.3. <i>Sistemas de Generación Solar Fotovoltaica</i>	17
4.3.1. <i>Aislados</i>	17
4.3.2. <i>Interconectados a la red</i>	19
4.3.3. <i>Elementos que conforman un SFV</i>	20
4.3.3.1. Baterías.....	20
4.3.3.2. Regulador.	23
4.3.3.3. Inversor.....	24
4.3.3.4. Panel Fotovoltaico o módulo fotovoltaico.	25
4.3.3.5. Parámetros de la celda solar.	26
4.3.3.6. Potencia máxima.....	26
4.3.3.7. Módulo fotovoltaico.	27
4.3.3.8. Celda fotovoltaica.....	27
4.3.3.9. Diseño de un panel solar.....	27
4.3.3.10. Conexión de paneles solares.	28
4.3.3.11. Conductores.....	29
4.4. <i>Tecnologías de paneles fotovoltaicos</i>	30
4.4.1. <i>Monocristalinos</i>	30
4.4.1.1. Sus principales promotores son:	30
4.4.2. <i>Policristalinos</i>	31
4.4.2.1. Sus principales promotores son:	31
4.4.3. <i>Capa fina</i>	31
4.4.3.1. Sus principales promotores son:	32
4.5. <i>Eficiencia de paneles fotovoltaicos</i>	32
4.5.1. <i>Eficiencia de celdas solares</i>	32
4.5.2. <i>Sombras en las células</i>	34
4.5.3. <i>Eficiencia de paneles solares</i>	34

4.6. Producción de energía.....	35
4.6.1. Factor de planta	35
4.7. Norma NEC	35
4.7.1. Clasificación de los SFV	36
4.7.1.1. Aislados con respaldo de baterías.....	36
4.7.1.2. Conectados a la red.....	36
4.7.2. Características de cada componente que integra el SFVA.....	36
4.7.2.1. Paneles fotovoltaicos.....	36
4.7.2.2. Reguladores de carga.....	37
4.7.2.3. Baterías.....	38
4.7.2.4. Inversor.....	39
4.7.2.5. Cables.....	40
4.8. Regulación Nro. ARCERNNR–001/2021	41
4.8.1. Dimensionamiento de la potencia nominal	41
4.8.2. Requisitos previos a la instalación de un SGDA.....	42
4.8.3. Instalación y conexión.....	42
4.8.4. Operación y mantenimiento	43
4.8.5. Balance de energía.....	43
4.8.6. Medición de energía eléctrica.....	43
5. Metodología.....	44
5.1. Materiales	44
5.1.1. Materiales de Software.....	44
5.1.2. Materiales de oficina.....	44
5.2. Métodos de estudio hacia la investigación	44
5.2.1. Cálculo de la demanda eléctrica en la vivienda	44
5.2.2. Geografía de la zona de estudio para el SFV.....	45
5.2.3. Estudio solar: Recorrido del sol.....	45
5.2.4. Orientación de paneles solares	46
5.2.5. Irradiación.....	46
5.2.6. Irradiación corregida.....	47
5.2.7. Mes crítico	48
5.2.7.1. Carga necesaria tanto para corriente continua como para alterna.....	48
5.2.7.2. Consumo y radiación.....	49
5.2.8. Eficiencias	50

5.2.9. <i>Determinación de los principales componentes del SFV</i>	50
5.2.10. <i>Cálculo de Paneles fotovoltaicos</i>	51
5.2.10.1. Potencia total de instalación.	51
5.2.10.2. Área necesaria para la instalación.....	52
5.2.10.3. Potencia nominal.	52
5.2.10.4. Conexión de los paneles fotovoltaicos.....	52
5.2.11. <i>Dimensionamiento del sistema de baterías</i>	52
5.2.12. <i>Dimensionamiento del regulador de voltaje MPPT (Seguidor del punto de máxima potencia)</i>	54
5.2.12.1. Condiciones para diseño del regulador de voltaje MPPT.	56
5.2.12.2. Corriente del regulador.	56
5.2.13. <i>El inversor</i>	57
5.2.14. <i>Diseño del cableado</i>	57
5.2.14.1. Para corriente continua.	57
5.2.14.2. Para corriente alterna.	58
5.2.15. <i>Puesta a tierra</i>	58
5.2.16. <i>Protecciones eléctricas</i>	60
5.2.17. <i>Evaluación económica</i>	64
5.2.17.1. Cálculo del VAN y el TIR.	65
5.2.17.2. LCOE (Levelized cost of electricity).	66
5.2.18. <i>Emisiones de gases contaminantes</i>	67
5.2.19. <i>Mantenimiento del SFV</i>	68
6. Resultados	70
6.1. Cálculo de la demanda eléctrica	70
6.2. Geografía de la zona de estudio.....	71
6.3. Estudio solar: Recorrido del sol.....	72
6.4. Orientación de paneles.....	74
6.5. Irradiaciones promedio mensual.....	75
6.6. Irradiación corregida.....	76
6.7. Relación entre Consumo y Radiación.....	76
6.8. Cálculo de paneles solares fotovoltaicos	78
6.8.1. <i>Potencia total</i>	78
6.8.2. <i>Área de instalación</i>	78

6.8.3. <i>La potencia nominal</i>	78
6.9. Dimensionamiento de baterías	78
6.10. Cálculo del regulador MPPT	79
6.10.1. <i>Corriente del regulador</i>	80
6.11. Cálculo del inversor	80
6.12. Cableado	81
6.12.1. <i>Paneles-Regulador</i>	81
6.12.2. <i>Regulador-Baterías</i>	81
6.12.3. <i>Baterías-Inversor AC</i>	81
6.12.4. <i>Inversor AC-Cuadro general de distribución</i>	82
6.12.5. <i>Puesta a tierra</i>	82
6.13. Producción de energía.....	82
6.14. Factor de planta.....	83
6.15. Protecciones eléctricas.....	83
6.16. Evaluación Económica	83
6.16.1. <i>Producción de energía anualmente</i>	84
6.16.2. <i>Inflación de la energía</i>	86
6.16.3. <i>VAN, TIR, LCOE</i>	86
6.16.4. <i>Gases contaminantes evitados</i>	88
6.16.5. <i>Toneladas Equivalentes de Petróleo</i>	89
7. Discusión	90
8. Conclusiones	92
9. Recomendaciones	93
10. Bibliografía	94
11. Anexos	97

Índice de tablas:

Tabla 1. Equivalencias de unidades.	11
Tabla 2. Eficiencia en laboratorios.	33
Tabla 3. Eficiencia en el mercado.	33
Tabla 4. MPD de acuerdo al tipo de batería.	38
Tabla 5. Rendimientos para cada tipo de inversores	40
Tabla 6. Tablas nominales para los SGDA categoría 1.	42
Tabla 7. Vida útil promedio de los SGDA.	42
Tabla 8. Factor K para una latitud de -4°	47
Tabla 9. Consumo/Radiación.	49
Tabla 10. Eficiencias estándares.	50
Tabla 11. Datos del panel solar.	51
Tabla 12. Medidas del panel fotovoltaico.	52
Tabla 13. Datos de la batería.	54
Tabla 14. Tamaño de conductores de tierra.	59
Tabla 15. Datos obtenidos de la empresa eléctrica EERSSA.	70
Tabla 16. Mes de mayor consumo.	71
Tabla 17. Ubicación de la vivienda.	71
Tabla 18. Irradiación promedio mensual, San Francisco Alto-Malacatos.	75
Tabla 19. Datos a partir de la irradiación corregida.	76
Tabla 20. Datos de Consumo/Radiación.	77
Tabla 21. Datos del regulador MPPT.	80
Tabla 22. Energía producida anualmente.	82
Tabla 23. Protecciones Eléctricas.	83
Tabla 24. Equipos principales de la instalación fotovoltaica.	84
Tabla 25. Factores para la evaluación económica del SFV.	84
Tabla 26. Potencia total producida en el primer año.	85
Tabla 27. Pérdidas de potencia en cada año.	85
Tabla 28. Resultados del VAN, TIR y LCOE.	87
Tabla 29. Resultados del VAN, TIR y LCOE.	88
Tabla 30. Equivalencias evitadas de TEP.	89

Índice de figuras:

Figura 1. Potencia nominal (MW) de centrales de generación con fuentes de energías renovables 2019.....	8
Figura 2. Según tipo de producción energética bruta (GWh), 2020.	9
Figura 3. Producción hidráulica anual bruta 2020 (GWh).	9
Figura 4. Radiación Solar.....	11
Figura 5. Distribución de la radiación solar.	12
Figura 6. Trayectoria Sol-Tierra. Los nombres de los solsticios y equinoccios están particularizados para el hemisferio norte.	13
Figura 7. Latitud y longitud en la tierra.	13
Figura 8. Disposición de la tierra con respecto al sol	14
Figura 9. Plano eclíptico.	15
Figura 10. Ángulos de incidencia.....	15
Figura 11. PvSyst.	17
Figura 12. Sistemas aislados de diferentes aplicaciones.	18
Figura 13. Diagrama SFV con inversor cargador	18
Figura 14. Diagrama de conexión aislada.	19
Figura 15. Sistemas conectados a la red.....	19
Figura 16. Diagrama de conexión conectada a la red.	20
Figura 17. Distribución de baterías en serie.....	21
Figura 18. Distribución de baterías en paralelo.	21
Figura 19. Tipos de baterías para SFV.....	22
Figura 20. Regulador en serie, esquema eléctrico.....	23
Figura 21. Regulador en paralelo, esquema eléctrico.	23
Figura 22. Esquema de regulador en serie y paralelo básico.	24
Figura 23. Inversor	24
Figura 24. Salida de voltaje del inversor, a) Onda cuadrada modificada, b) Onda modificada cuadrada, c) Onda sinusoidal pura.	25
Figura 25. Célula Solar.	26
Figura 26. Características de un panel solar, célula solar.	27
Figura 27. Partes de un Panel solar fotovoltaico.....	28
Figura 28. Conexión en paralelo.	28
Figura 29. Conexión en serie.	28

Figura 30. Conexión mixta.....	29
Figura 31. Alambre eléctrico (a), cable o hilo (b).....	29
Figura 32. Panel monocristalino.	30
Figura 33. Panel policristalino.	31
Figura 34. Panel de capa fina flexible.....	32
Figura 35. Según tipo de estructura.....	34
Figura 36. Factura emitida por la empresa EERSSA.....	45
Figura 37. Diseño de la vivienda en 3D Revit 2020.	46
Figura 38. Instalación de terminales para tierra en paneles fotovoltaicos.	59
Figura 39. Diagrama de distribución para la conexión del SFV.....	60
Figura 40. Diagrama del tablero 1 con sus componentes.....	61
Figura 41. Portafusibles DC PV 32 A.....	62
Figura 42. Interruptor termomagnético.....	62
Figura 43. SPD de DC.....	62
Figura 44. Bornera de tierra.	63
Figura 45. Conectores MC4.....	63
Figura 46. Diagrama del tablero 2 con sus componentes.....	63
Figura 47. Interruptor diferencial.....	64
Figura 48. Comandos de Excel para el cálculo del VAN y TIR.....	66
Figura 49. Conversión de gases contaminantes. Factor de gases.....	67
Figura 50. Gráfica del consumo para el año 2020-2021	70
Figura 51. Ubicación de la vivienda-San Francisco Alto	72
Figura 52. Proyección del sol en el solsticio invierno.	72
Figura 53. Inclinación del sol a las 14:19, vista noroeste.	73
Figura 54: Recorrido del Sol en todo el año con respecto a la vivienda (Vista Superior).....	73
Figura 55: Recorrido del Sol en todo el año con respecto a la vivienda (Vista en Perspectiva Norte).	74
Figura 56. Barras de datos de Irradiación anual.....	75
Figura 57. Barras de datos de Irradiación anual corregida.....	76
Figura 58. Consumo/Radiación.....	77
Figura 59. Pérdidas de producción energética anual, acorde a la tabla 26.....	86
Figura 60. Proyección del costo de la energía en 25 años.	86
Figura 61. Flujo de la inversión y retornos del SFV.....	87

Figura 62. Flujo de la inversión y retornos del SFV sin sistema de almacenamiento o baterías.	88
--	----

Índice de anexos:

Anexo 1. Panel Solar Fotovoltaico, características.....	97
Anexo 2. Batería Ultracell, características.....	99
Anexo 3. Regulador MPPT, características.....	102
Anexo 4. Inversor LVEP, característica.....	103
Anexo 5. Valores de K para diferentes meses del año con algunas latitudes.....	104
Anexo 6. Datos de irradiación global horizontal. PvSyst 7.5, obtenidos desde PvSyst 7.5. .	106
Anexo 7. Irradiación promedio, PvSyst.....	107
Anexo 8. Consumo mensual de 16 meses 2020-2021.EERSSA.....	108
Anexo 9. Diagrama para el desarrollo del cálculo de paneles solares, por el método del mes crítico apartado 5.2.7.....	109
Anexo 10. Plano del Sistema Solar Fotovoltaico Aislado.....	110
Anexo 11. Plano Eléctrico de la vivienda-San Francisco Alto.....	112
Anexo 12. Certificado de traducción del resumen.....	114

Índice de ecuaciones:

Ecuación (1)	16
Ecuación (2)	26
Ecuación (3)	26
Ecuación (4)	35
Ecuación (5)	43
Ecuación (6)	45
Ecuación (7)	46
Ecuación (8)	47
Ecuación (9)	48
Ecuación (10)	49
Ecuación (11)	49
Ecuación (12)	49
Ecuación (13)	50
Ecuación (14)	51
Ecuación (15)	51
Ecuación (16)	52
Ecuación (17)	52
Ecuación (18)	53
Ecuación (19)	54
Ecuación (20)	54
Ecuación (21)	55
Ecuación (22)	55
Ecuación (23)	55
Ecuación (24)	55
Ecuación (25)	55
Ecuación (26)	55
Ecuación (27)	56
Ecuación (28)	56
Ecuación (29)	56
Ecuación (30)	56
Ecuación (31)	56

Ecuación (32)	56
Ecuación (33)	57
Ecuación (34)	57
Ecuación (35)	57
Ecuación (36)	58
Ecuación (37)	58
Ecuación (38)	58
Ecuación (39)	61
Ecuación (40)	62
Ecuación (41)	64
Ecuación (42)	64
Ecuación (43)	65
Ecuación (44)	66
Ecuación (45)	66
Ecuación (46)	67
Ecuación (47)	67
Ecuación (48)	68

1. Título

Diseño de un sistema fotovoltaico para una vivienda en el sector San Francisco Alto

2. Resumen

El presente trabajo de titulación muestra, relaciona y explica el dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico, empezando por la demanda que requiere la vivienda mensualmente, seguido de la respectiva y minuciosa selección de equipos eléctricos especiales para sistemas solares, en base a cálculos extraídos de artículos científicos, páginas webs, libros, programas etc., los cuales están desglosados en la revisión literaria donde se expone los temas sobre transformación de energía proveniente del sol hasta la obtención de corriente alterna, energía óptima requerida por la vivienda.

Con ayuda del software Revit 2020 se realizó un estudio de energía solar, el cual permite determinar el impacto de la radiación solar sobre la vivienda, dando una referencia para la instalación de los paneles fotovoltaicos. Mediante PvSyst 7.2 Photovoltaic se determinó la radiación promedio, punto principal para la obtención del potencial total requerido, el cual permite satisfacer la demanda de la vivienda, además para conocimiento del usuario se citan varias fuentes de donde se puede obtener las irradiaciones promedio en unidades de kWh/m² al día en cualquier punto del país.

Se analizaron los principales componentes del sistema, el cual requiere un sistema de baterías, requisito primordial en un sistema aislado de la red eléctrica. Los cálculos se plantearon con un respectivo margen de seguridad y eficiencias en cada componente del sistema, recalcando que se trata de un sistema de carácter aleatorio, donde no se tiene un valor fijo en cuanto a la captación de las irradiaciones solares diarias.

Además, se realizó el estudio económico donde se expresa su rentabilidad, la tasa interna de retorno, con base en precios locales y comparando con estudios ya realizados en artículos científicos, así finalizando con el cálculo de coste de la energía producida y emisiones de gases contaminantes, con su respectiva equivalencia en Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP), cálculos respaldados con ayuda del software Excel, el cual facilita en gran medida, evitando errores numéricos.

Palabras claves: sistema autónomo, radiación solar, paneles fotovoltaicos, energías renovables, eficiencias, generación solar fotovoltaica.

2.1. Abstract

The current work's title illustrates, relates, and explains how to size a solar photovoltaic system, starting with the recurring electrical needs of a dwelling and moving on to a careful selection of electrical equipment tailored to solar power systems, based on calculations taken from scientific articles, web pages, books, programs, and other sources that are glossed over in the literary analysis that explores transformational themes.

With the aid of the software Revit 2020, a solar energy study was carried which allows determining the impact of solar radiation on the house, giving a reference for the installation of photovoltaic panels. This was done by determining the average radiation using PvSyst 7.2 Photovoltaic, which is the primary method for obtaining the necessary total power. Additionally, the software lists several sources for the user's knowledge of where they can obtain average radiation in units of kWh/m² daily in any location in the country.

The system's primary components were examined, and it was discovered that a battery system is a crucial component of an electrically isolated system. Calculations were made with a corresponding safety and efficiency margin for each system component, remembering that this is an aleatory system without a fixed value for the amount of daily solar radiation captured.

Additionally, an economic study was completed, with its rentability expressed as an internal return rate based on local prices and compared to studies previously completed in scientific articles, before concluding with cost calculations for produced energy and pollutant gas emissions with their corresponding equivalents in Toneladas Equivalentes of Petroleum (TEP), calculations supported by Excel software, which greatly simplifies, avoiding numerical errors.

Key words: autonomous system, solar radiation, photovoltaic panels, renewable energy, efficiencies, photovoltaic solar generation.

3. Introducción

La alta demanda de energía en el país está creciendo de manera pronunciada, por ello es muy importante el desarrollo de fuentes con energías renovables, Ecuador posee alrededor de un 60% de energía renovable del total de potencia instalada, de la cual más del 90% es producida por la energía hidráulica y un 0,5% está aportando la energía solar fotovoltaica (ARCONEL, 2019), a partir del 2010 a existido un incremento de capacidad en cuanto a energía solar fotovoltaica a nivel mundial, lo que produce una mayor producción y desarrollo de sistemas FV siendo China, Estados Unidos y Japón quienes lideran el mercado mundial FV (Robles Algarin & Rodríguez Álvares, 2018), además estiman que para el 2050 la energía FV aporte con un 16% a la producción energética mundial.

Si bien la energía hidráulica es bastante eficiente y limpia no del todo ayuda a conservar el medio ambiente, al momento de su construcción destruye la vegetación presente en los sitios donde se instalan las infraestructuras, otro punto en contra es el daño que produce hacia el flujo y calidad de las aguas (Mantilla Pinilla, 2015). El sistema de generación solar fotovoltaico está avanzando mucho en cuanto a su tecnología, principalmente en países subdesarrollados, creando paneles con células muy eficientes, baterías con mayores descargas y durabilidad (Torres Pacheco et al., 2018a).

En Ecuador no existe un sistema que permita obtener ganancias a cambio de inyectar energía a la red de distribución, sin embargo, en la provincia de Loja conjuntamente con otras provincias como Carchi e Imbabura presentan zonas con mayor insolación, en Ecuador en un día promedio despejado presenta un valor de 4.575 Wh/m^2 aproximado de radiación solar global (Muñoz et al., 2018), también describen lo importante que es la producción fotovoltaica y que en Ecuador está empezando a desarrollarse. Teniendo una idea desarrollada y puntualizada se puede impulsar este tipo de producción energética con sistemas de tipo residencial interconectado a la red o de manera autónoma, el sistema de tipo interconectado a la red permite tomar energía de la misma cuando el usuario lo requiera especialmente en horas pico e inyectar excedentes.

Las energías renovables como la fotovoltaica son fuentes de producción aleatoria que utilizan células solares fabricadas de material cristalino, siendo el silicio el más utilizado en la construcción de las mismas, las cuales producen corriente continua por medio de un fenómeno llamado efecto fotovoltaico, por lo que es muy importante utilizar un sistema de almacenamiento de energía como las baterías quienes incrementan considerablemente el precio al sistema fotovoltaico, actualmente están desarrollando tecnologías más avanzadas para que en un futuro su precio no sea uno de los principales impedimentos al momento de ponerlas en

marcha, actualmente existen de tipo estacionarias, monoblock y de litio, estas son las utilizadas para el almacenamiento de la energía proveniente de la radiación solar (Díaz & Carmona, 2018).

En el desarrollo del presente Trabajo de Titulación sobre el diseño de un sistema aislado para abastecer la demanda de la vivienda ubicada en el barrio San Francisco Alto perteneciente a la parroquia Malacatos, plantea una metodología que pone a conocimiento normas y procesos esenciales como la (NEC, 2011), la regulación (ARCERNNR, 2021) además con la ayuda del software PvSyst el cual ayuda a determinar las irradiaciones y Revit 2020 para el diseño y simulación del trayecto y enfoque solar, además de libros y artículos científicos que se han especializado en temas de energías renovables, la cual es denominada energía del futuro. Así teniendo un sistema claro de producción energética solar y de su almacenamiento en baterías y su conversión a corriente alterna para su uso en la vivienda con sus respectivas conexiones y protecciones. Llegando así a un estudio económico el cual toma a las principales empresas dentro del país encargadas de la comercialización de equipos especiales para el tema de energía fotovoltaica como lo es Proviento, Energía Verde etc., además, el cálculo de gases contaminantes que se evitaría expulsar hacia la atmósfera, siendo uno de los puntos más importantes en el uso de energías renovables ayudar a la conservación del medio ambiente.

Llegando así a la resolución de los objetivos propuestos para el presente diseño del sistema solar autónomo, descritos a continuación.

Objetivos

Objetivo general

- Realizar el estudio energético para la implementación de un sistema fotovoltaico para la vivienda.

Objetivos específicos

- Obtener la demanda energética de la vivienda
- Diseñar el sistema fotovoltaico
- Realizar un estudio económico del sistema propuesto

4. Marco Teórico

4.1. Energías Renovables en Ecuador

Son fuentes de energía ilimitada en su mayoría denominadas limpias, sin emisiones de gases de efecto invernadero que se extraen naturalmente, por ende, en Ecuador se está cambiando la matriz energética a gran escala. La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL, 2019), afirma que la potencia instalada a nivel nacional es de 8685,01 MW, en donde la energía renovable representa el 60.76 % que equivale a 5276,40 MW, en la **Figura 1** se muestra su respectiva distribución.

De la energía renovable producida, la hidráulica viene siendo la más productiva con un 96,2 % en comparación con la energía eólica, solar fotovoltaica, biomasa y el biogás, representadas en la **Figura 1**.

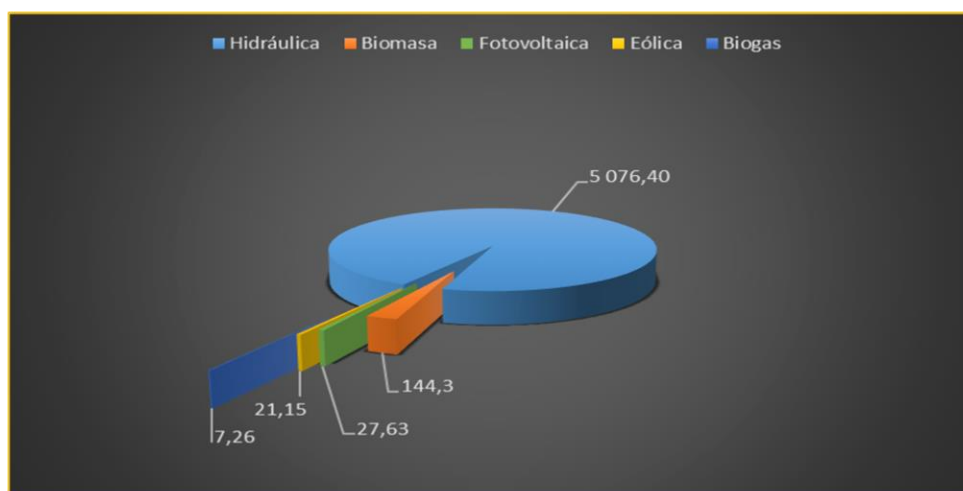


Figura 1. Potencia nominal (MW) de centrales de generación con fuentes de energías renovables 2019.

Nota. Fuente: (Autor)

Para el año 2020 se ha reducido la producción de energía bruta en un 2,21 %, llegando a 27120 GWh, dicha reducción es representada por la energía hidroeléctrica, térmica y la no convencional quien ocupa un bajo porcentaje de producción en el país.

Con respecto al 2019 ha tenido una baja del 0,44 % en la producción de energía no convencional y 1,2% en la hidráulica (CENACE, 2020) **Figura 2**.

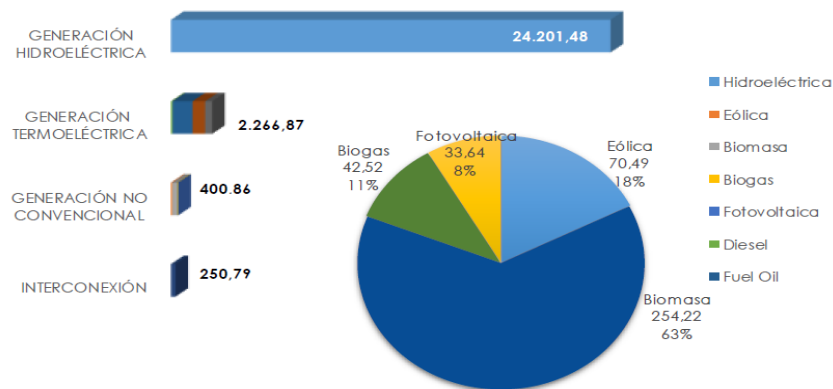


Figura 2. Según tipo de producción energética bruta (GWh), 2020.

Nota. Fuente: (CENACE, 2020, p. 29)

La energía hidráulica es el recurso más explotado actualmente en nuestro país, aportando a la economía, gracias a la exportación que realiza a Colombia y Perú. A continuación, se presenta un desglose de la energía producida por las principales centrales

Figura 3.

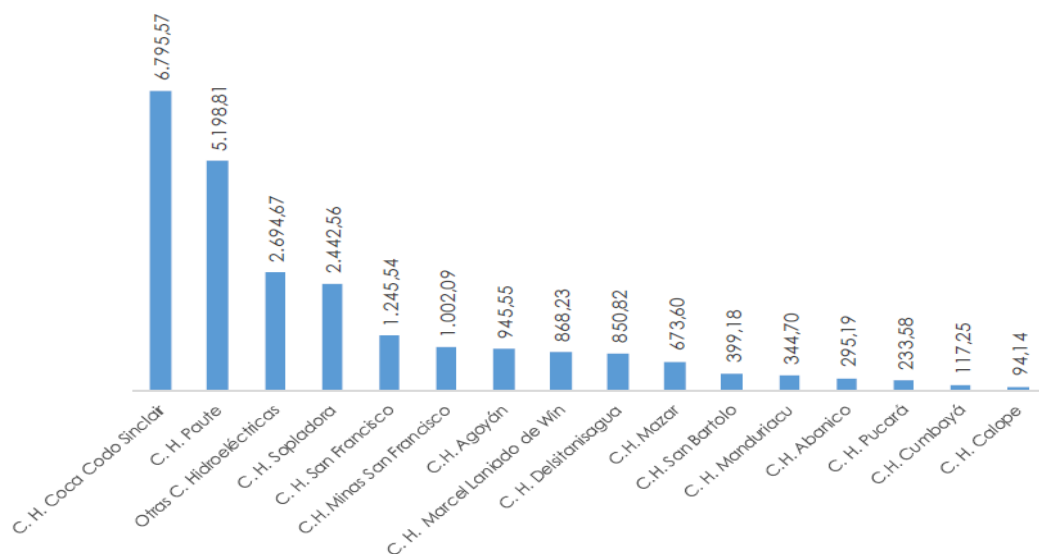


Figura 3. Producción hidráulica anual bruta 2020 (GWh).

Nota. Fuente: (CENACE, 2020, p. 30)

4.1.1. Precios de las energías no convencionales

En el país no está designada una ley destinada a que las personas naturales puedan comercializar los excedentes de su respectiva producción de energía, hacia la red eléctrica de distribución. En el año 2002 el país aplicó una política de precios preferenciales para fuentes de origen natural o renovables que no son aplicadas habitualmente (no convencionales), esta ley fue derogada en el 2016 (Muñoz et al., 2018).

4.1.2. Energías renovables y el medio ambiente

Las fuentes de energías no renovables como el petróleo o el carbón son reservas de materiales agotables que a través del tiempo se hacen más inaccesibles y difíciles de sustraer, en cambio las fuentes de energías renovables, están en un punto de elevación hacia un futuro de energía sostenible. En Ecuador las fuentes de energías renovables han sido de mucho énfasis, como se mencionó en el apartado anterior sobre las principales productoras energéticas.

En el año 2008, el gobierno ejerce una política directa a los gobiernos autónomos para promover eventos, proyectos y programas para el correcto uso del agua, además de tener un mayor control de desechos sólidos y líquidos, impulsando el reciclaje de manera progresiva.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable en el 2008 crea un documento llamado “Políticas Energéticas del Ecuador 2008-2010” (Correa Álvarez et al., 2016, p. 182), donde trata las medidas de desarrollo sustentable del sector energético, destacando políticas como:

- Fomentar un modelo para el desarrollo energético basado en tecnologías amigables con el medio ambiente.
- Impulsar proyectos en donde intervengan las fuentes de generación renovables como la solar, eólica, hidráulica o geotérmica, sin tomar en cuenta la basada en el uso del diésel.
- Disminuir el uso de combustibles utilizados en el transporte, cambiándolos por gas natural comprimido.

4.1.3. Insolación promedio en Ecuador

A través del atlas solar del Ecuador se presenta la energía solar promedio denominada insolación (Wh/m^2) que es percibida por las radiaciones solares en forma directa y difusa, Muñoz, Barreto y Rojas (2018) describen a la provincia de Loja, Imbabura y Carchi como zonas con mayor insolación para producir energía fotovoltaica, además en Ecuador se contempla un valor promedio aproximado de $4,575 \text{ Wh/m}^2$ al día de radiación solar.

4.1.4. Energía y Potencia, Diferencias

La unidad de medida para la potencia es en vatios (W), que pueden denominarse según su cantidad como: kilovatios (kW), Megavatios (MW) o Gigavatios (GW). En cambio, la energía es el consumo o la producción de energía misma a una tasa de potencia, medida en vatios/hora (W/h), (Rodríguez Schallenberg et al., 2008, p. 24).

La energía depende de la potencia con respecto al tiempo, por ello si se tiene una potencia de 25 W en un uso de 2 horas, se tendría una energía consumida de 50 Wh.

Tabla 1. Equivalencias de unidades.

Conversión de unidades de Energías básicas	
1 cal	4,18 Julios (J)
1 kWh (kilovatio hora)	3,6 MJ
1 kWh	1,36 CV (Caballo de vapor)
1 kWh	3413 BTU
1 TEP (tonelada equivalente de petróleo)	41,8 GJ
1 TEC (tonelada equivalente de carbón)	(tonelada equivalente de carbón)
	0,7 TEP
1 GWh	223,3 TEP
1000 barriles de petróleo	132,05 TEP

Nota. Fuente: (Rodríguez Schallenberg et al., 2008, p. 24).

4.2. Radiación Solar

Es el conjunto de radiaciones electromagnéticas producidas por el sol a una temperatura de 10 000 K, la radiación solar que llega al planeta es recibida en una superficie de unidad área, se denomina irradiancia con sus unidades de W/m^2 (Álvarez Hernandez et al., 2014), divididas en: luz visible, infrarroja y ultravioleta; siendo observadas por el ser humano aproximadamente en un 50 % y el restante se esparce en el espacio y la atmósfera que forman parte del planeta tierra como se muestra en la **Figura 4**. La atmósfera recibe la energía de $1\ 307\ W/m^2$ denominada constante solar.

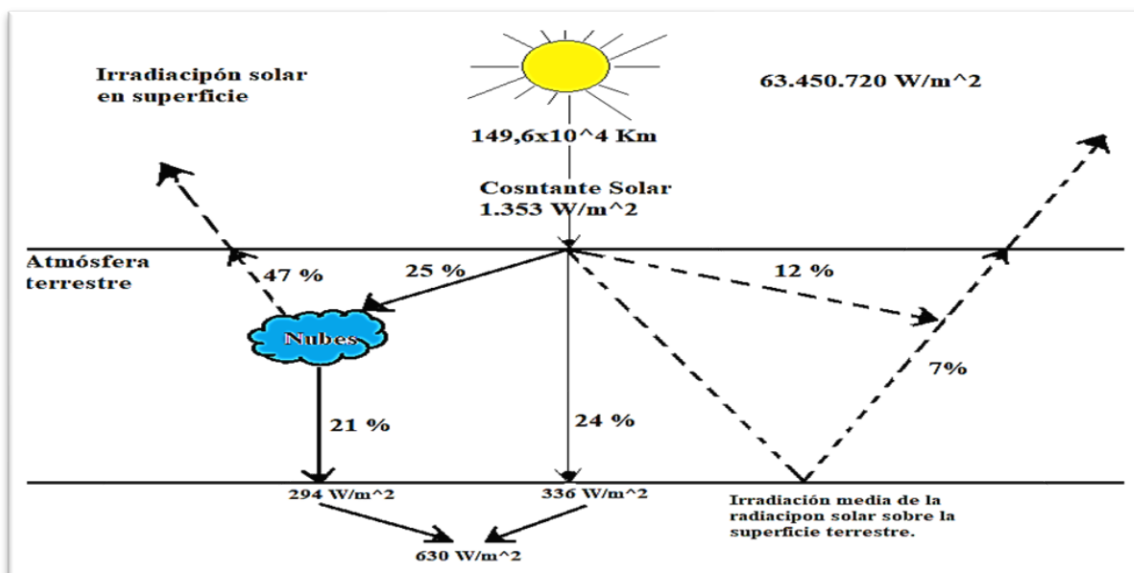


Figura 4. Radiación Solar.

Nota. Fuente: (Méndez Muñoz & Cuervo García, 2007, p. 30)

4.2.1. Radiación Difusa

Es la que atraviesa los diferentes cuerpos presentes cerca de la atmósfera como nubes y partículas provenientes de gases contaminantes y polvo atmosférico, este tipo de radiación representa el 15% aproximadamente de la radiación global, aumentando especialmente en días nublados produciendo un aumento en la radiación directa.

4.2.2. Radiación Directa

Directamente del sol sin cambios físicos, proyectando sombras definidas según el cuerpo que la produzca.

4.2.3. Radiación Reflejada (Albedo)

Es reflejada por la superficie terrestre que depende de su coeficiente de reflectancia para llegar al punto deseado, en una superficie horizontal no produce radiación reflejada siendo las superficies verticales las que más radiación interceptan.

En la **Figura 5** se muestra la suma de las tres radiaciones difusa, directa y de albedo, dando como resultado la radiación global (Arenas Sanchez & Zapato Castaño, 2011).

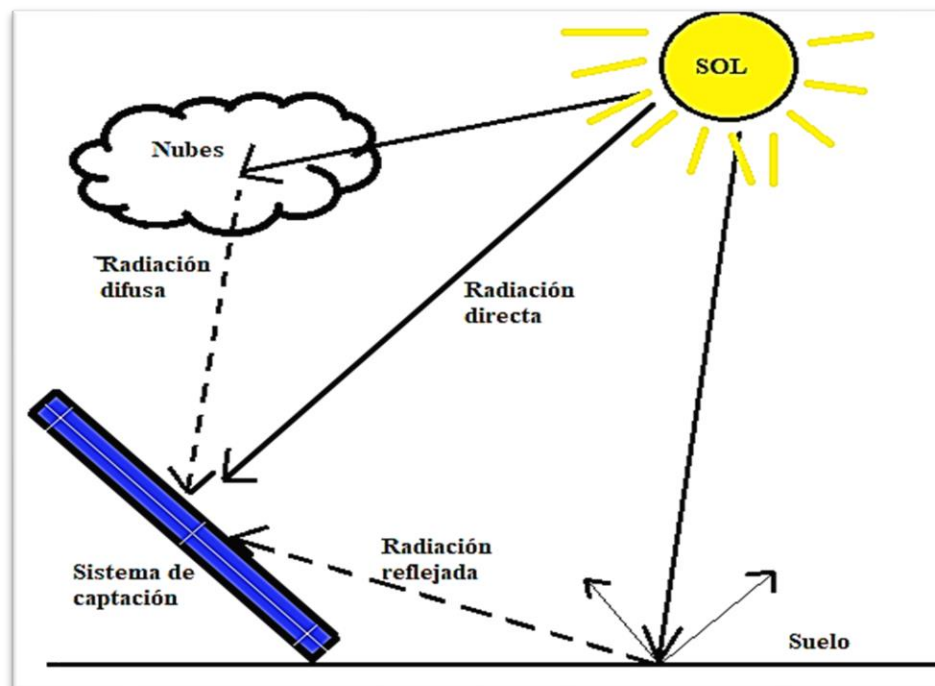


Figura 5. Distribución de la radiación solar.

Nota. Fuente: (Autor)

4.2.4. Geometría Solar

Es la rotación de la tierra en una traslación a través del sol formando una elipse de baja excentricidad durante 365 días o un año y un giro en su propio eje durante 24 horas o un día.

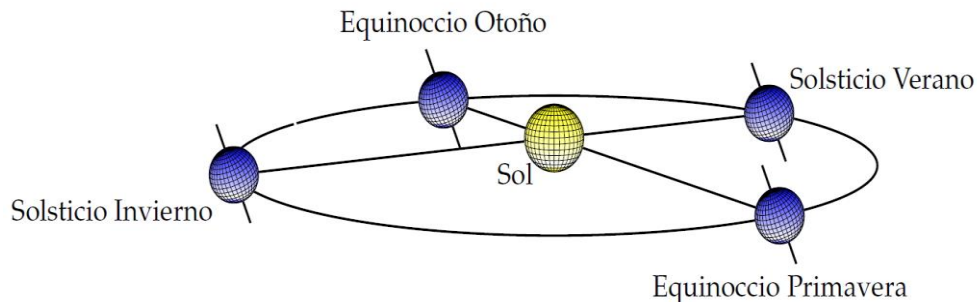


Figura 6. Trayectoria Sol-Tierra. Los nombres de los solsticios y equinoccios están particularizados para el hemisferio norte.

Nota. Fuente: (Perpiñán Lamigueiro, 2020, p. 5)

Para definir de manera exacta cualquier posición de la tierra, se establece latitud como longitud ambos en grados decimales y con referencias al Ecuador y el meridiano de Greenwich.

Para dividir el hemisferio norte y el sur se basa en la circunferencia sobre la superficie terrestre perpendicular al eje donde rota la tierra, los meridianos son semicircunferencias definidas por la esfera terrestre **Figura 7.**

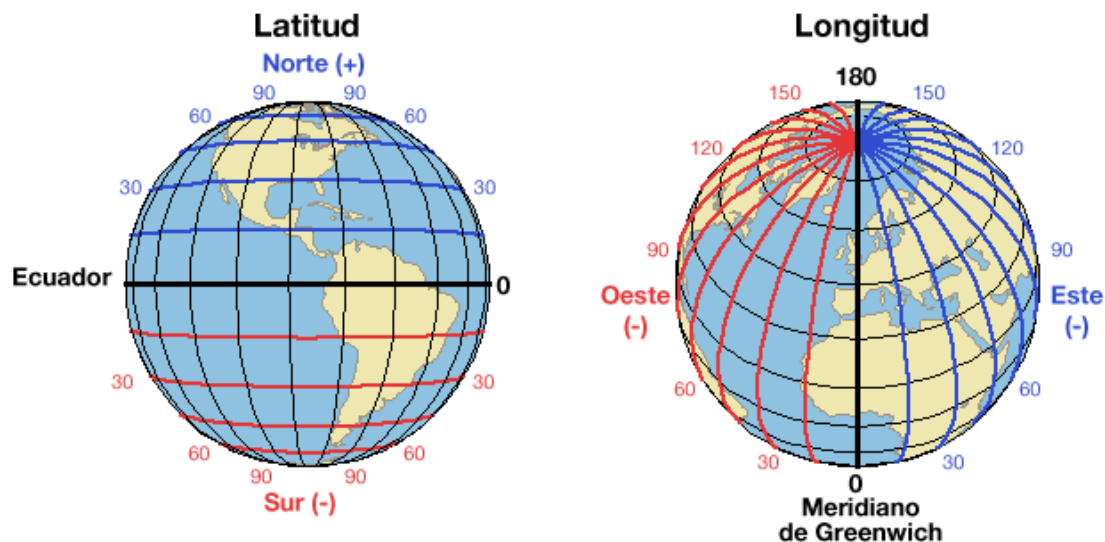


Figura 7. Latitud y longitud en la tierra.

Nota. Fuente: (Zenódoto, 2022)

4.2.4.1. Latitud.

Denominada distancia entre la superficie terrestre y la línea Ecuatorial dada en ($^{\circ}$), mientras se encuentren sobre y debajo de la línea Ecuatorial se denominan norte y sur teniendo para el hemisferio norte $+90^{\circ}$ y para el sur -90° .

4.2.4.2. Longitud.

Denominada distancia angular entre cualquier punto y el meridiano de Greenwich, el meridiano de Greenwich divide al planeta en dos hemisferios Este y Oeste o también conocidos como oriental y occidental. Medida en ($^{\circ}$) desde 0° a 180° , positiva hacia el Oeste y negativa hacia el Este.

4.2.5. Movimiento de la tierra

Lo hace de manera contraria a las manecillas del reloj desde una vista del hemisferio norte, con aproximadamente 149 597 870 km de distancia entre la tierra y el sol.

Existen dos distancias considerables entre el sol y el planeta, el primero es el afelio en el cuarto día del mes de julio aproximadamente a una distancia de 1,017 unidad astronómica (ua) (Adler et al., 2013) **Figura 8**, el segundo es el tercer día de enero denominado perihelio con una distancia de 0,983 (ua), este siendo el punto más cercano.

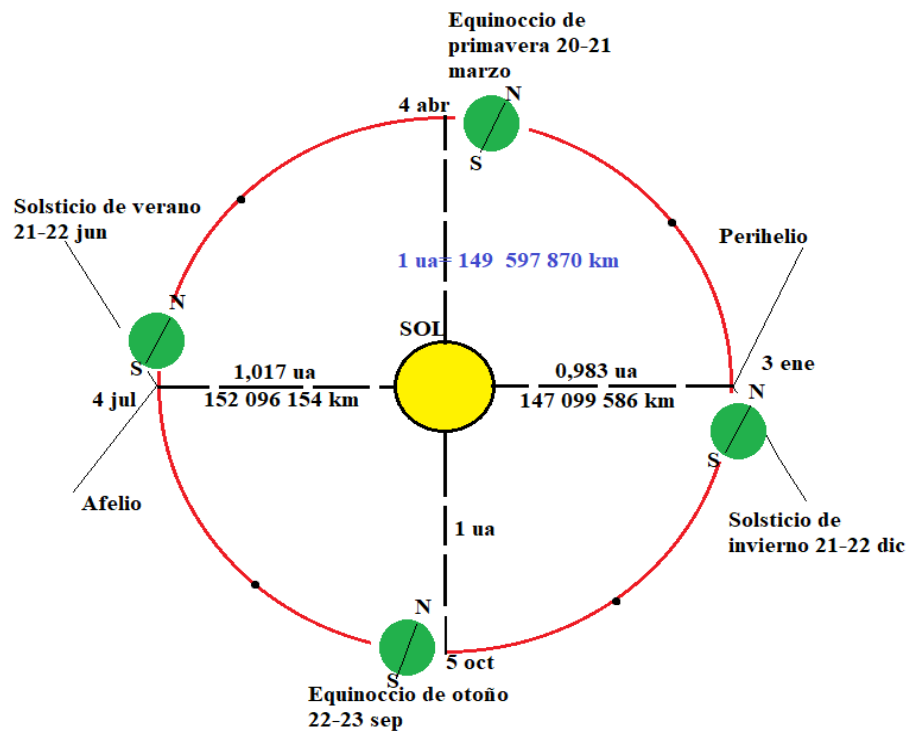


Figura 8. Disposición de la tierra con respecto al sol
Nota. Fuente: Tomado de (Adler et al., 2013)

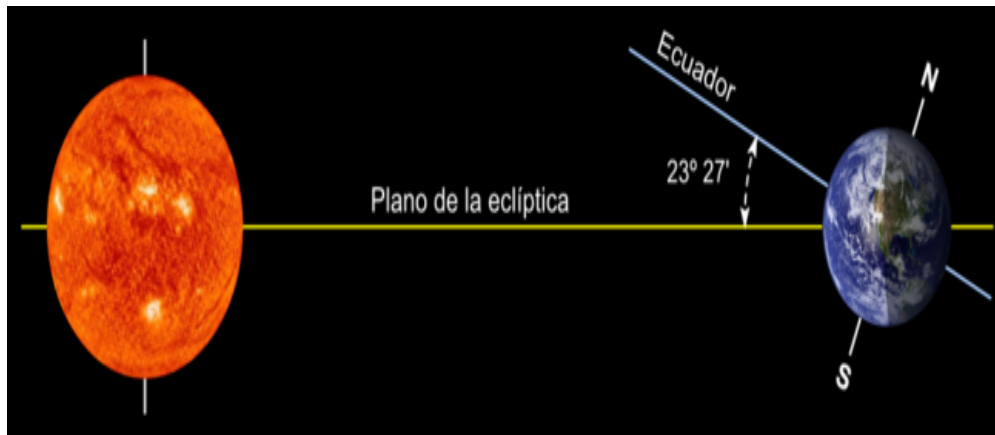


Figura 9. Plano eclíptico.

Nota. Fuente: (Piriyú, 2019)

4.2.6. Orientación de generadores fotovoltaico

Para una mayor producción de energía depende mucho de la orientación ya que debe ser la más óptima y esto dependerá de varios puntos:

- Orientación del generador fotovoltaico
- Tiempo de uso en todo el año
- Forma de conexión ya sea conectado a la red o autónomo

Para tener una orientación de mayor eficiencia se establece lo siguiente:

4.2.6.1. Ángulo de acimut (α).

El ángulo acimut forma la proyección en el plano horizontal de la superficie del generador orientada hacia el sur con un valor de 0 y aumentando hacia el oeste con valor positivo y hacia el este con valor negativo.

4.2.6.2. Ángulo de inclinación (β).

Es el ángulo formado por la superficie del panel fotovoltaico y la horizontal del plano.

A continuación, en la **Figura 10** se observan los ángulos acimut y beta con su respectiva distribución.

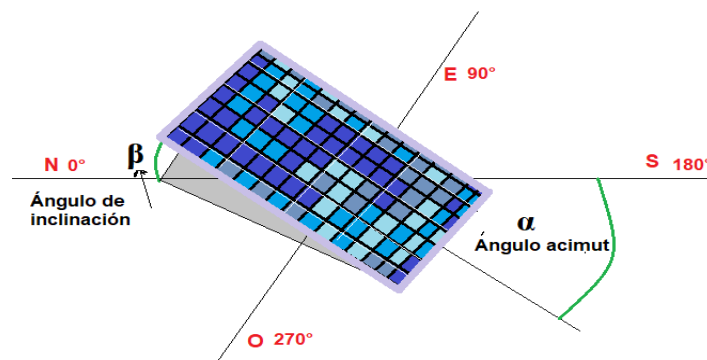


Figura 10. Ángulos de incidencia.

Nota. Fuente: (Autor)

La inclinación viene dada a partir de la latitud del lugar de estudio y el ángulo acimut, dependiendo del hemisferio norte o sur. Para una instalación fija se debe orientar con un ángulo acimut 0° y la superficie debe ir orientada hacia el norte si se encuentra en el hemisferio sur y hacia el sur si los paneles se encuentran en el hemisferio norte.

4.2.6.3. Inclinación óptima.

Para obtener una inclinación óptima se debe emplear la fórmula aplicada a la radiación solar de cada año, esto con referencia hacia el Ecuador, estos análisis están basados en estudios hechos en diferentes partes con latitudes diferentes, donde se relaciona una inclinación óptima con respecto a la latitud del punto de estudio, a continuación, la fórmula mencionada:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * |\phi| \quad \text{Ecuación (1)}$$

Donde:

β_{opt} : Ángulo óptimo de inclinación (°).

$|\phi|$: Latitud del lugar (°).

4.2.7. Energía solar térmica

Es la transferencia de energía solar hacia un sistema de calefacción pequeño o de grandes magnitudes como las centrales térmicas, las cuales producen vapor que les ayudarán a accionar sus turbinas y producir energía (Vigo Liñares & García Iglesias, 1999).

4.2.8. Energía solar fotovoltaica.

Son procesos para obtener energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos, también llamados módulos, estos se conforman por dispositivos de conducción de tipo diodo que al captar la radiación solar se excitan creando saltos electrónicos, denominado efecto fotoeléctrico, (Arenas Sanchez & Zapato Castaño, 2011).

4.2.9. Efecto fotovoltaico

Es el proceso en donde la luz viene formada por fotones y se convierte en energía eléctrica a través de las radiaciones electromagnéticas, formando pares de electrón-hueco en las uniones p-n, cuando se unen estos dos semiconductores forman un campo eléctrico exactamente en el punto de unión, donde los electrones se unen hacia el lado p (positivo) y los huecos hacia el lado n (negativo), (Fano-trabanco et al., 2021).

4.2.10. PV SYST.

En PvSyst 7.2 se designa al software como un producto amigable al entorno educativo y profesional.

Está diseñado para ser utilizado por arquitectos, ingenieros e investigadores, también es una herramienta educativa muy útil. Incluye un menú de ayuda contextual detallado que explica los procedimientos y modelos que se utilizan, y ofrece un enfoque fácil de usar con una guía para desarrollar un proyecto. PvSyst puede importar datos meteorológicos, así como datos personales de muchas fuentes diferentes (André & Michel, 2011).



Figura 11. PvSyst.

4.3. Sistemas de Generación Solar Fotovoltaica

En la sociedad actual la energía es indispensable y esta tiene un criterio extenso en cuestión de producción, la energía fotovoltaica se divide en dos puntos fundamentales.

4.3.1. Aislados

En este campo las aplicaciones son muy variadas, su fin es estar desconectadas de la red eléctrica, almacenando la energía en baterías, especialmente en zonas rurales, donde se ha venido aumentando el incremento de estos proyectos por su difícil acceso a la red de distribución. Los sistemas aislados están en diferentes aplicaciones, una de ellas es la aplicación en industrias y demás como se puede apreciar en la **Figura 12** (NAP, 2008).

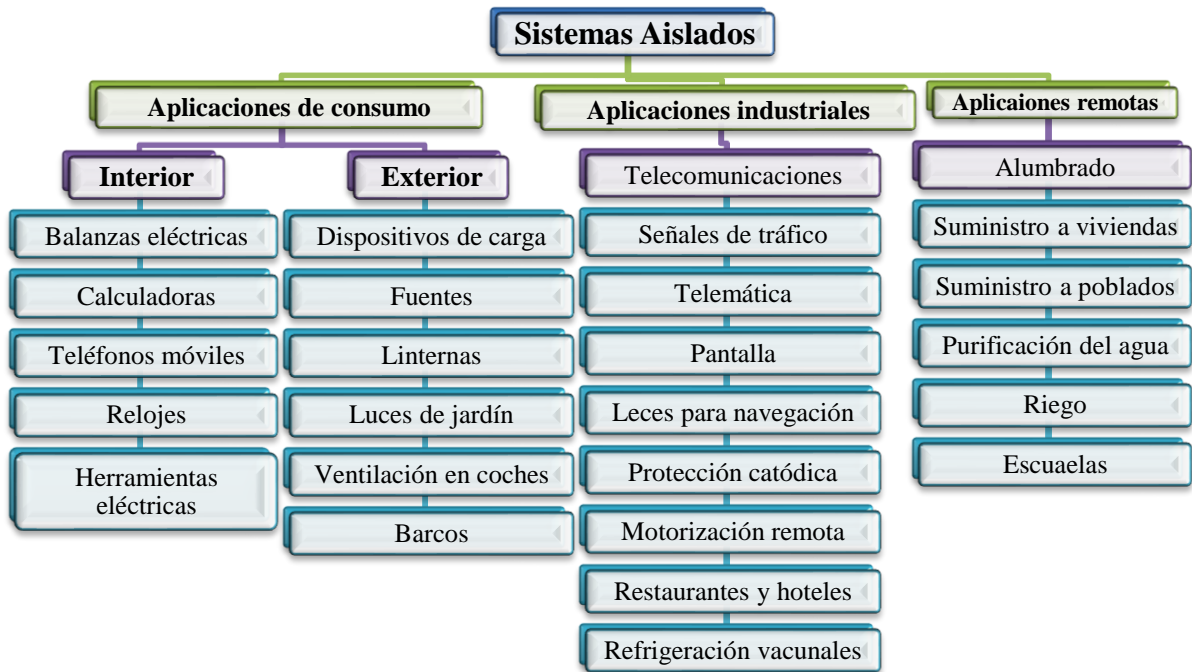


Figura 12. Sistemas aislados de diferentes aplicaciones.
 Nota. Fuente: Autor, tomado de (NAP, 2008)

Estos sistemas están conectados a elementos que consumen corriente alterna (AC) y corriente continua (CC) como se puede apreciar en la **Figura 14**, además en la **Figura 15** para conexiones aisladas se puede poner en funcionamiento un sistema que permite cargar las baterías a través de alguna línea de transmisión o algún generador, haciendo uso de un inversor que es óptimo para este tipo de trabajos.

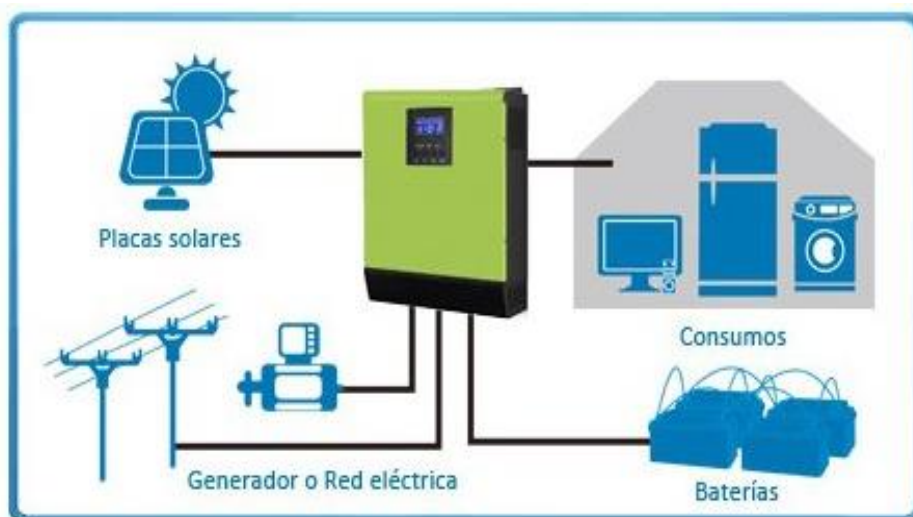


Figura 13. Diagrama SFV con inversor cargador
 Fuente: (SolarStore, 2017)



Figura 14. Diagrama de conexión aislada.
Nota. Fuente: (Autor)

4.3.2. Interconectados a la red

En este tipo de arreglo energético, el generador fotovoltaico aporta anualmente con un cierto porcentaje del total de la demanda requerida desde la red de interconexión (NAP, 2008)

Figura 15.



Figura 15. Sistemas conectados a la red.
Nota. Fuente: Autor tomado de (NAP, 2008, p. 22)

Existen varios modelos de instalaciones ya sea con o sin respaldo de baterías, además interviene un inversor de voltaje, este dependiendo de la red de distribución como puede ser de

120 V o 240 V, estos sistemas deben contener un dispositivo de medición de entrada y salida de energía llamados medidores bidireccionales, su conexión en la **Figura 16**.

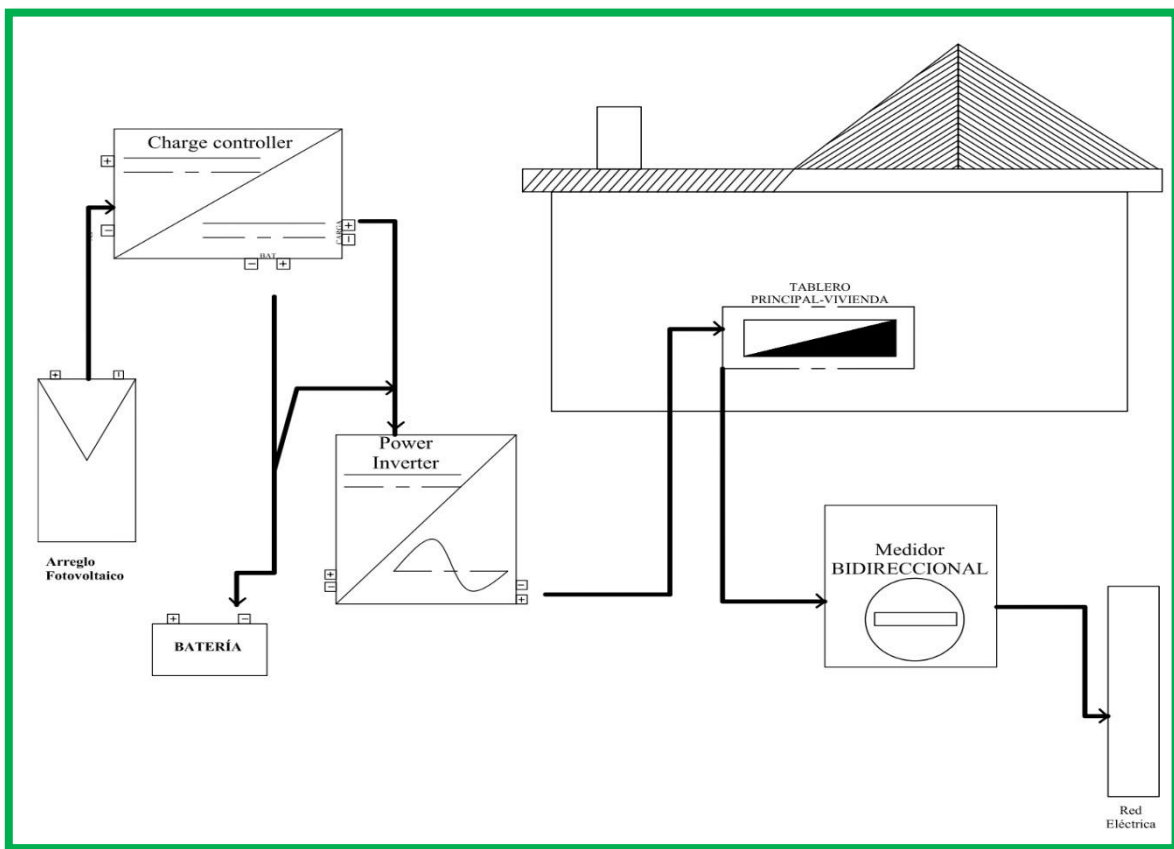


Figura 16. Diagrama de conexión conectada a la red.

Nota. Fuente: Tomado de (Abella, 2005, p. 9)

4.3.3. Elementos que conforman un SFV

4.3.3.1. Baterías.

O acumuladores de energía, especialmente en sistemas aislados de la red que dependiendo de nuestro diseño se tendrá que escoger entre los diferentes tipos de baterías que existen en el mercado, pues su desplazamiento temporal de vida útil dependerá de la carga que le inyecte el generador FV y descarga que le sustrae la demanda. La mayor parte de baterías existentes en el mercado son de Plomo Ácido también denominadas baterías solares o de ciclo profundo, rindiendo de mejor manera con un buen mantenimiento. En la **Figura 19** se muestran los tipos de baterías más utilizadas en un sistema solar fotovoltaico.

Según Abella (2005), en sistemas fotovoltaicos se aplican dos tipos de baterías o acumuladores: plomo ácido y níquel cadmio, esta última tiene una ligera ventaja en cuanto al precio pero poseen un rango mucho mayor para descargas profundas, sin sufrir un deterioro considerable.

Las baterías están diseñadas con cierto rango de voltaje para proporcionar según sea su conexión, sin antes mencionar que en serie se suman los voltajes y en paralelo se mantienen, a continuación, en la **Figura 17** y **Figura 18** se muestra la conexión.

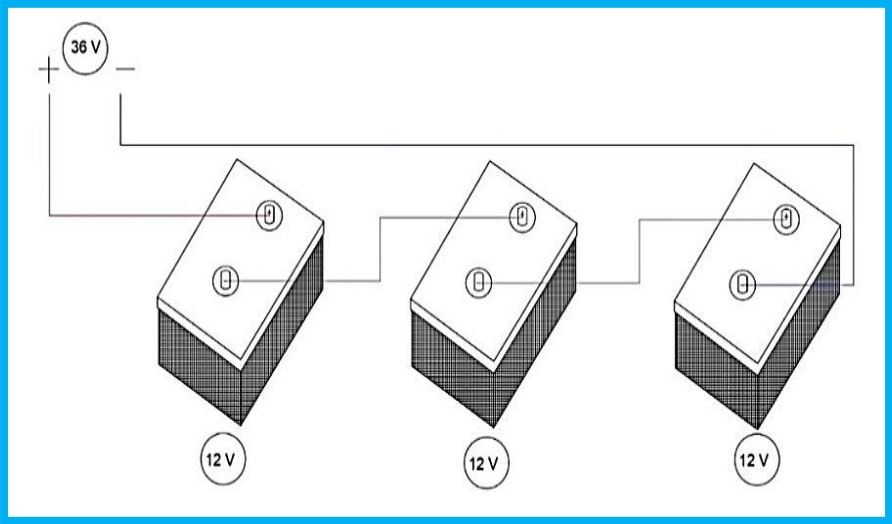


Figura 17. Distribución de baterías en serie.
Nota. Fuente: (Autor)

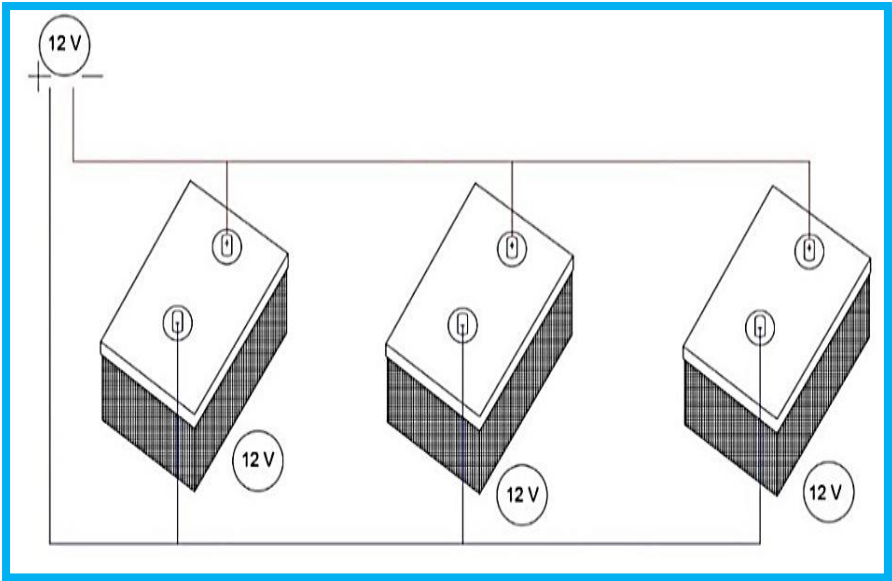
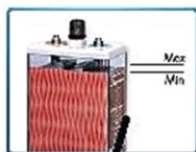


Figura 18. Distribución de baterías en paralelo.
Nota. Fuente: (Autor)

ESTACIONARIAS



Estacionarias de Plomo



Estacionarias de Gel

MONOBLOCK



Monoblock AGM



Monoblock de GEL



MonoBlock Plomo Ácido

DE LITIO



Figura 19. Tipos de baterías para SFV.
Nota. Fuente: (areatecnologica.com)

- Baterías Monoblock pensadas para un consumo más suave, con descargas pequeñas y tiempos cortos de vida, diferenciando las AGM con las de Gel por su durabilidad.
- Baterías Estacionarias de 2V con un mayor precio y una mejor durabilidad tienen tecnologías idénticas al monoblock con placas tubulares teniendo más plomo dentro de ellas que les permite mayor durabilidad. Utilizadas en viviendas con consumo superior al básico con ciclos de vida de 2500 a 3000 ciclos de vida, alrededor de 12 a 15 años de vida dependiendo su tecnología y uso.
- Baterías de Litio con una capacidad de descarga alrededor del 90% con un tamaño más reducido en comparación con las anteriores, no poseen un arranque alto ya que no brinda el 100% de su potencia, además su precio es muy alto, pero en el mercado siguen desarrollándose para entrar en un mercado más adaptable económicamente.

4.3.3.2. Regulador.

Su principal función es evitar una sobrecarga y descarga exagerada proveniente de un acumulador, cuando alcanzan determinados rangos a causa de las tensiones en los bornes de baterías. Para proteger la batería se basa en dos formas, desconectando de la misma esto en serie o cambiar hacia otro lugar mediante la conexión en paralelo, en este caso con la utilización de un diodo de bloqueo (Perpiñán Lamigueiro, 2020, pp. 101–102).

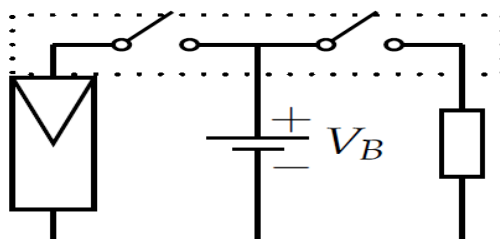


Figura 20. Regulador en serie, esquema eléctrico.
 Nota. Fuente: (Perpiñán Lamigueiro, 2020)

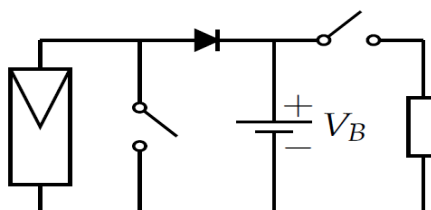


Figura 21. Regulador en paralelo, esquema eléctrico.
 Nota. Fuente: (Perpiñán Lamigueiro, 2020)

Consideraciones para un regulador: Las condiciones como reducción de voltaje o su respectiva construcción son puntos muy importantes, por ello se detallan sus características principales:

- Reducción de voltaje: No deberá existir una disminución de voltaje a causa del mismo porque interrumpirá el funcionamiento de los componentes FV y cargas.
- Condiciones de construcción: Considerar su diseño para condiciones de alta temperatura, polvo, humedad y una buena protección.

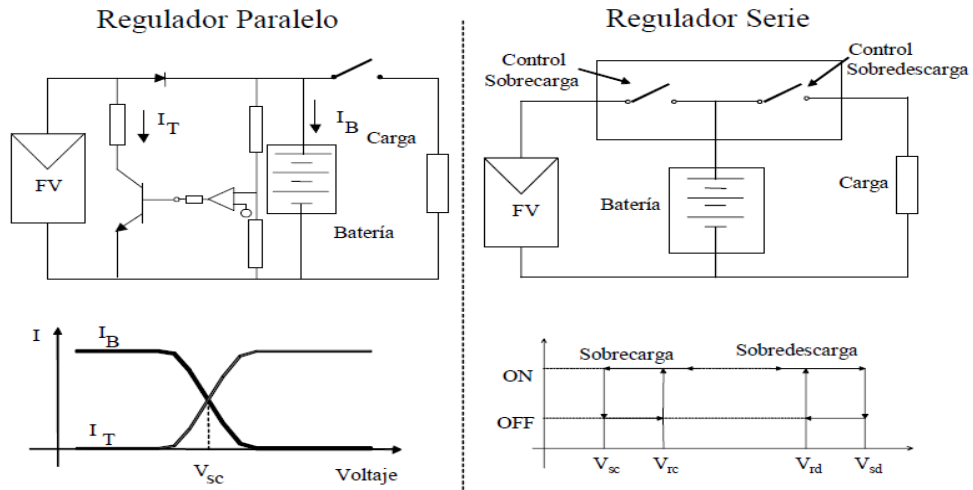


Figura 22. Esquema de regulador en serie y paralelo básico.

Nota. Fuente: (Abella, 2005, p. 34)

4.3.3.3. Inversor.

Componente principal en el SFV el cual permite la transformación de corriente continua a alterna (AC/DC), para su respectiva distribución hacia los dispositivos electrónicos o directamente a la red, **Figura 23**. El microprocesador se encarga de la onda senoidal para elevar el voltaje de entrada dependiendo si es de 12, 24 ó 48V hasta 311 V, logrando la inversión y así obtener la corriente alterna; algunos dispositivos alcanzan una eficiencia del 98 % (SERC Chile, 2019).



Figura 23. Inversor

Nota. Fuente: (SERC Chile, 2019)

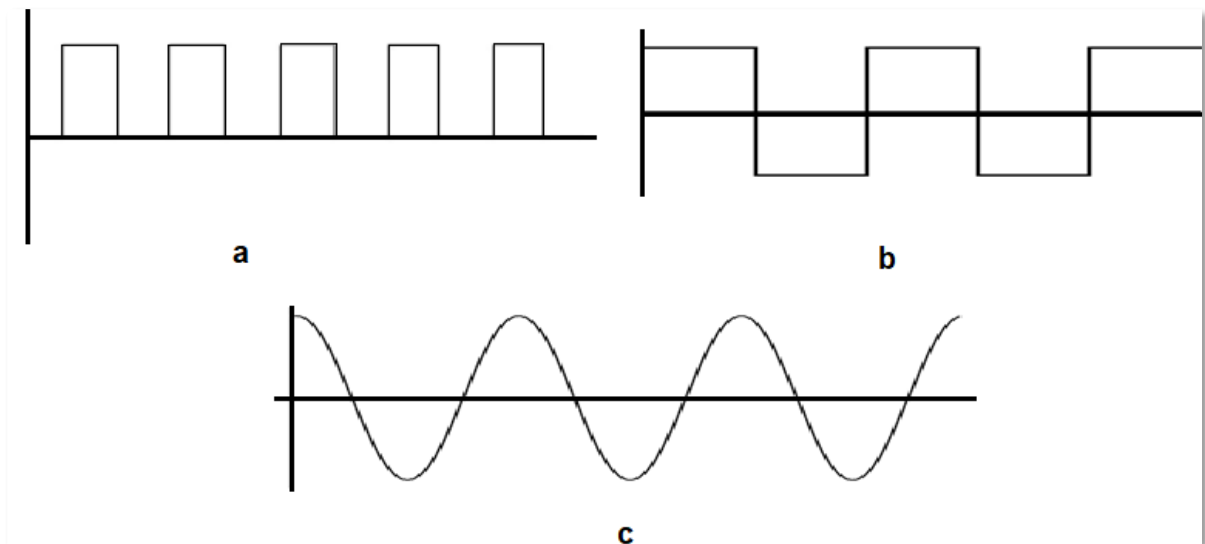


Figura 24. Salida de voltaje del inversor, a) Onda cuadrada modificada, b) Onda modificada cuadrada, c) Onda sinusoidal pura.

Nota. Fuente: (Autor)

En la **Figura 24** se muestra los tipos de ondas para un inversor los cuales son:

- **Onda cuadrada:** Poseen una eficiencia baja ya que su onda cambia de valores + y -, esto les hace poco eficientes porque no son compatibles con todo tipo de equipos eléctricos, necesitando más potencia de la óptima para abastecer algún equipo eléctrico.
- **Onda modificada:** Siendo de uso óptimo para equipos de demanda reducida, creando una onda cuadrada que abastece a equipos de uso doméstico.
- **Onda sinusoidal pura:** En este punto se crea una onda de alta calidad produciendo una onda de carácter pura y precisa, pueden abastecer cualquier tipo de aparatos hasta bombas de agua, siendo más óptimo para sistemas solares así aumentando su vida útil. (Sanz, 2021).

4.3.3.4. Panel Fotovoltaico o módulo fotovoltaico.

Está formada por la celda solar o fotovoltaica, que admite la radiación directa y difusa en forma de radiaciones electromagnéticas convirtiéndolas en energía de corriente continua, para posteriormente ser trasladada a un banco de baterías o cargas asignadas, utilizada también para calentadores de agua, calefacción y otros usos habituales que requieren energía, basado en el efecto fotovoltaico (Díaz & Carmona, 2018) **Figura 25.**

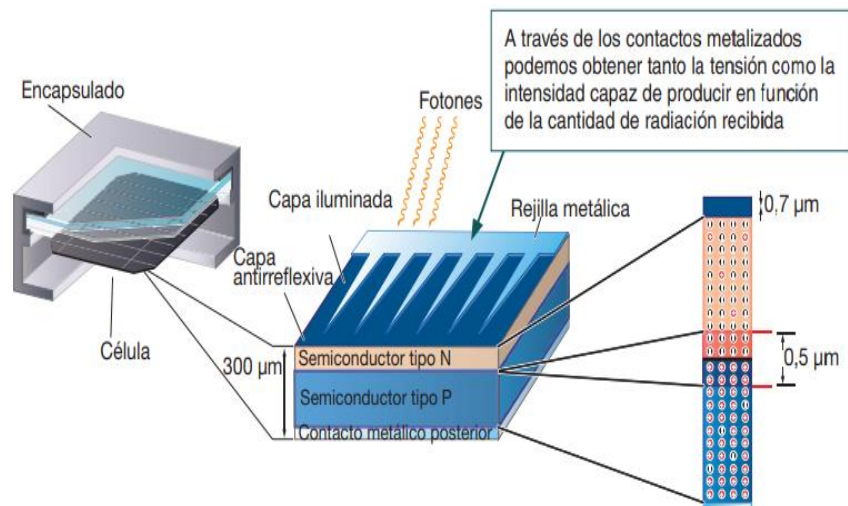


Figura 25. Célula Solar.

Nota. Fuente: (Díaz & Carmona, 2018, p. 12).

4.3.3.5. Parámetros de la celda solar.

Se tiene los siguientes puntos:

- Irradiancia: Cantidad de radiación que llega al panel (kWh/m²).
- IL: Se genera al incidir la radiación sobre la célula.
- Voc: Voltaje máximo obtenido en la célula solar sin conectar cargas.
- Isc: Corriente de cortocircuito, máxima corriente que puede circular por la célula.

4.3.3.6. Potencia máxima.

“Cuando la célula solar es conectada a una carga, los valores de tensión e intensidad varían. Existirán dos de ellos para los cuales la potencia entregada sea máxima: tensión máxima (V_m) e intensidad máxima (I_{max}), que siempre serán menores que V_{oc} e I_{sc} ” (Díaz y Carmona, 2018, p. 12), partiendo de esto la máxima potencia por parte de la célula solar será:

$$P_m = V_m * I_m \quad \text{Ecuación (2)}$$

Factor de forma (FF): Es la relación entre la máxima potencia teórica y la real.

$$FF = \frac{V_m * I_m}{I_{sc}} \quad \text{Ecuación (3)}$$

A pesar de poder calcular el FF mediante la fórmula (4), se establece que los estudios muestran el valor como una constante que varía dependiendo el tipo de células (Torres Pacheco et al., 2018b, p. 15):

- Células cristalinas: 0,7 a 0,85
- Células amorfas: 0.5 a 0.7

4.3.3.7. Módulo fotovoltaico.

Lo conforman las células o celdas fotovoltaicas unidas en un soporte, de tal forma que entrega un voltaje que va desde los 2 V dependiendo de su conexión en serie o paralelo de acuerdo a la salida que se requiera.

4.3.3.8. Celda fotovoltaica.

Su principal función es generar corriente eléctrica continua a partir de los rayos solares, con voltajes muy bajos para celdas de germanio como es 0,3 V y celdas de silicio de 0,7 V, estas celdas se arman en serie de 32 y 72, permitiendo así cargar baterías de 12 o 24 voltios.

Cada vez son más las demandas energéticas, por lo que las células deben ir incrementando sus eficiencias y sistemas de protección. Los más usados para potencias elevadas son de tipo silicio cristalino, estas poseen dimensiones de 4, 5, 6 y 10 cm hasta 15 cm, produciendo corrientes de 7,5 A (amperios), estas requieren fusibles de tipo gPV para su protección (Gómez et al., 2017).

4.3.3.9. Diseño de un panel solar.

En la **Figura 26** y **Figura 27** se tiene las partes de panel fotovoltaico y los componentes que los componen.

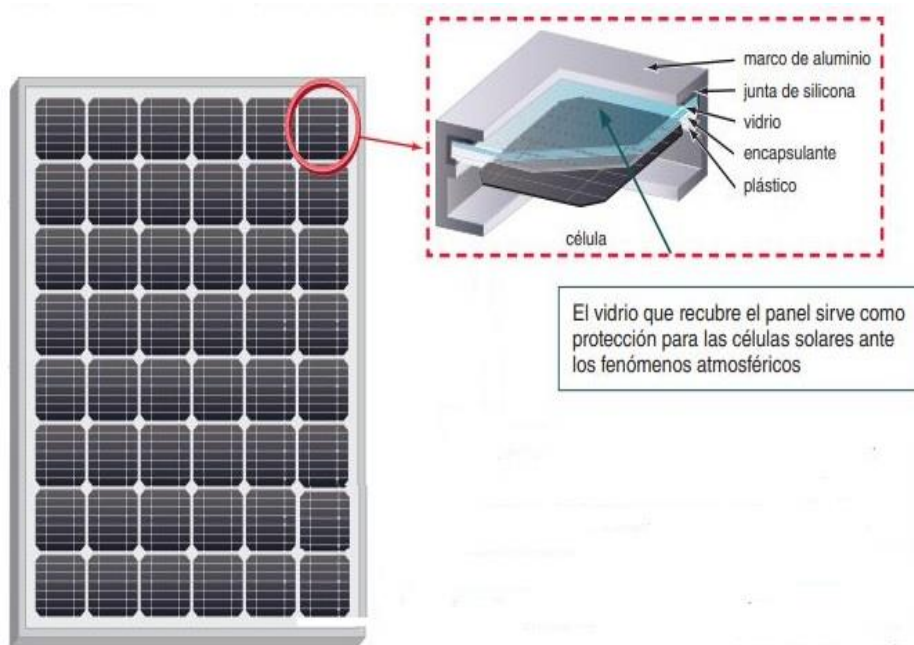


Figura 26. Características de un panel solar, célula solar.
Nota. Fuente: (Díaz & Carmona, 2018, p. 14)

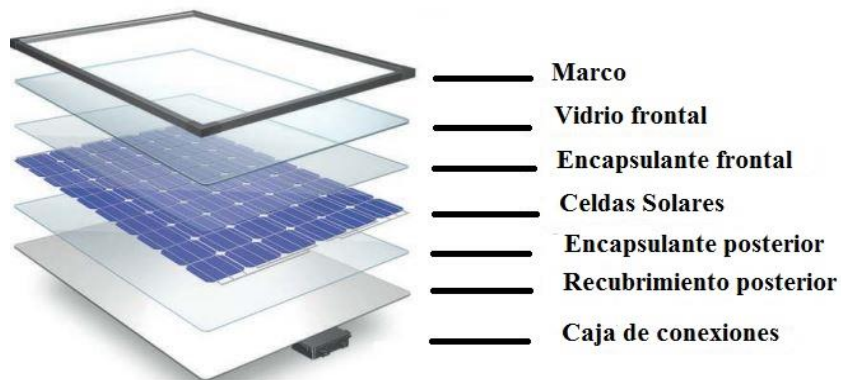


Figura 27. Partes de un Panel solar fotovoltaico.

Nota. Fuente: (SERC Chile, 2019, p. 6)

4.3.3.10. Conexión de paneles solares.

La conexión de los paneles solares puede ser de forma paralela **Figura 28**, en serie se aprecia en la **Figura 29** y mixta descrita en la **Figura 30**.

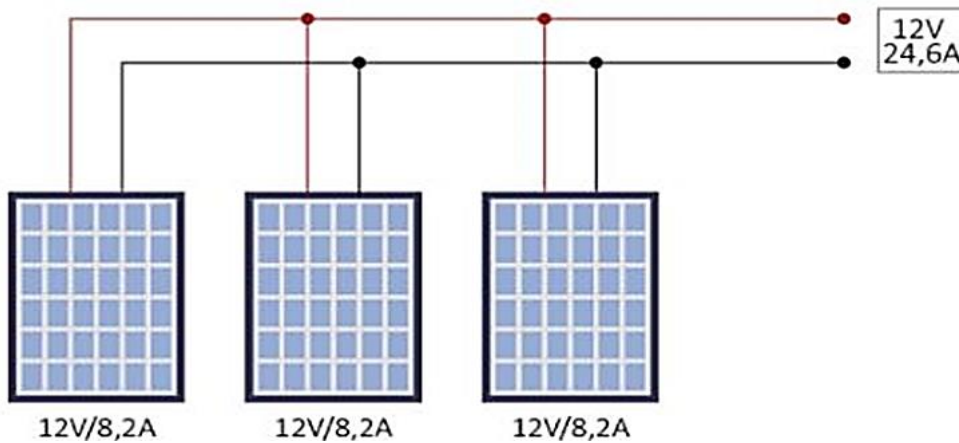


Figura 28. Conexión en paralelo.

Nota. Fuente: (Amazings.com, 2021)

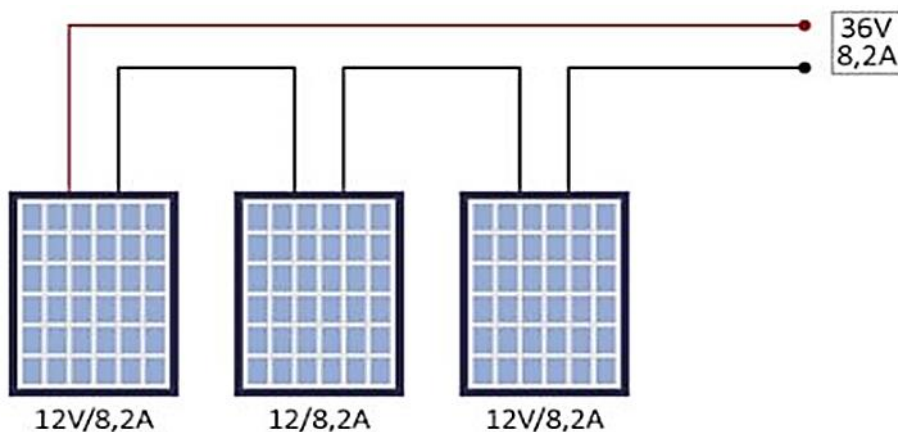


Figura 29. Conexión en serie.

Nota. Fuente: (Amazings.com, 2021)

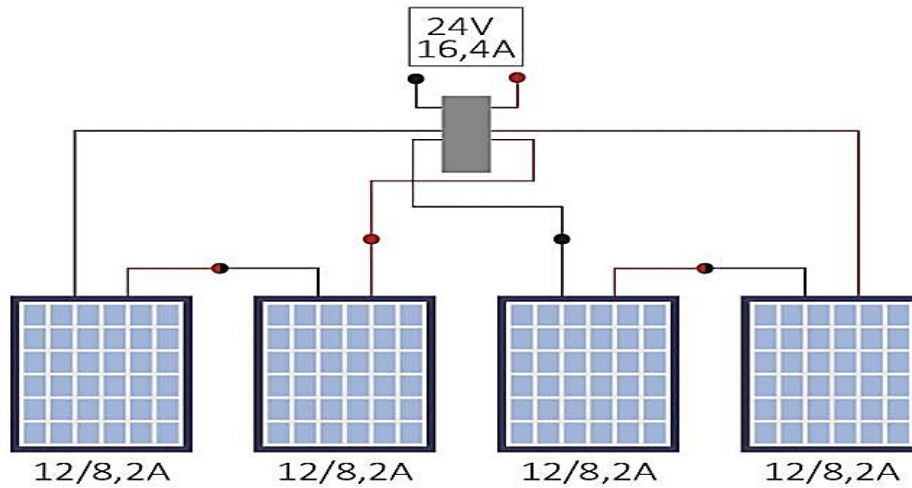


Figura 30. Conexión mixta.
 Nota. Fuente: (Amazings.com, 2021)

4.3.3.11. Conductores.

Aquellos que permiten hacer llegar energía a un punto determinado, a través de ellos viajan electrones los cuales producen calor generando pérdidas de energía. Por ende, es muy importante seleccionar una determinada sección de conductor, mientras mayor sea su área transversal menor será su resistencia al paso de los electrones.

El uso de conductores de cobre en un SFV trae una reducción del 30% de resistencia comparado con los de aluminio. A mayor voltaje menor corriente se tendrá en el cableado (Style, 2012). Para una instalación de SFV es mejor la opción de alambre de cobre ya que está conformado por varios cables o hilos y esto permite una mejor manejabilidad al momento de manipularlo, además soportan altas corrientes esenciales para corrientes continuas.

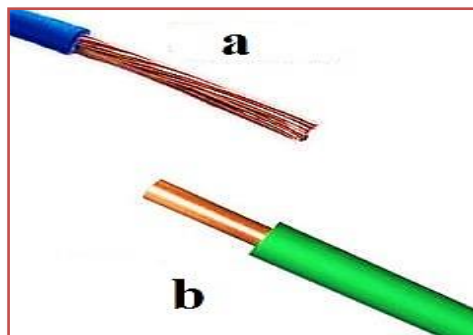


Figura 31. Alambre eléctrico (a), cable o hilo (b).
 Nota. Fuente: (Autor)

4.4. Tecnologías de paneles fotovoltaicos

Las más destacadas por su construcción, precio y eficiencia se clasifican en:

- Monocristalinos
- Policristalinos
- Capa fina

Estas tecnologías son las más comunes y usadas en el mercado global, contienen características y propiedades descritas y explicadas a continuación según (Torres Pacheco et al., 2018b):

4.4.1. Monocristalinos

El más eficiente por su durabilidad y trayectoria en desarrollo tecnológico, construido con un solo cristal de silicio. Empleado en el campo residencial y comercial con mayor énfasis, también forman parte de aparatos eléctricos muy pequeños como un celular **Figura 32**.

4.4.1.1. Sus principales promotores son:

Se tiene los promotores más grandes a nivel internacional como lo son:

- Sun Power: La más grande a nivel mundial con eficiencias de hasta 22,2 %.
- LG: Segunda productora a nivel mundial con una eficiencia de hasta 21,1 %, en el NeON R de 365 W.
- Panasonic: Diseñado y construido a partir de silicio cristalino y silicio amorfo, alcanzando hasta una eficiencia del 19,7 % en Panasonic N de 33 W.



Figura 32. Panel monocristalino.

Nota. Fuente: (SERC Chile, 2019, p. 7)

4.4.2. Policristalinos

Poseen menos cantidad de cristales de silicio, no cuentan con una eficiencia buena en comparación con los monocristalinos, varían dependiendo de su uso, desde los 5 W en adelante, son de capa fina y más económicos que los monocristalinos **Figura 33**.

4.4.2.1. Sus principales promotores son:

En cuanto a los paneles policristalinos se tienen los siguientes:

- Trina Solar: Diseña de hasta una eficiencia de 17,1 % muy buenos, con su panel versátil “ALLMAX-PD5.8” de 280 W.
- Yingli Solar: Especialmente para plantas productoras de energía con una eficiencia de 16 %.

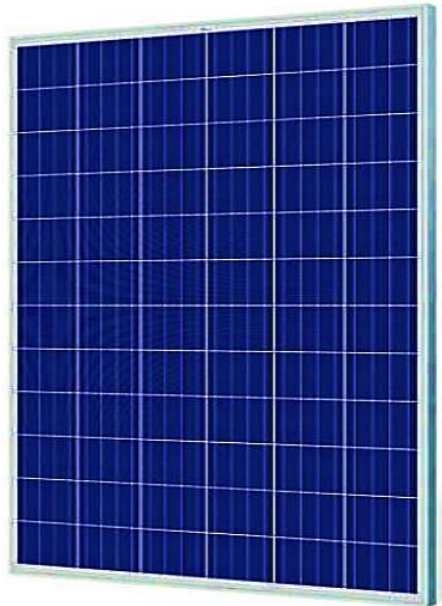


Figura 33. Panel policristalino.

Nota. Fuente: (SERC Chile, 2019, p. 7)

4.4.3. Capa fina

Diseñados para demandas bajas, por su construcción donde no aplica silicio, por lo que no posee una buena eficiencia. Su peso es manejable ya que sus materiales son muy actuales y su peso es de 10 onz/m² ó 3,05 kg/m² **Figura 34**.



Figura 34. Panel de capa fina flexible.
Nota. Fuente: (SERC Chile, 2019, p. 7).

4.4.3.1. Sus principales promotores son:

Siendo dos, los más destacados para el tipo de capa fina:

- Stion: Empresa líder enfocados a paneles de hasta 50 % en rendimiento para lugares donde existen sombras.
- SoloPower: Buen rendimiento, producción de paneles ligeros y flexibles.

4.5. Eficiencia de paneles fotovoltaicos

4.5.1. Eficiencia de celdas solares

Esta se enfoca en la conversión de energía luminosa en eléctrica, basada en la teoría llamada “Teoría de Balance” desarrollada por Shockley y Queisser, quienes manifiestan que “La corriente producida por una celda fotovoltaica es determinada por la diferencia del número de fotones que son absorbidos entre el número de fotones que son emitidos por el panel” (Torres Pacheco et al., 2018b, p. 11).

Esta teoría ha permitido demostrar la eficiencia máxima de una celda fotovoltaica de silicio en sus diferentes tipos, silicio monocristalino (mono-Si) y silicio policristalino (poli-Si) con una eficiencia del 30 al 31 %, con una radiación de 1,5 AM y un voltaje aproximado de 0,5 V y corriente de 35 mA/cm^2 , no obstante, la eficiencia de los paneles de silicio llega al 24 %, cada vez más cerca del porcentaje estudiado.

- Células de capa fina: Esta tecnología de capa delgada o fina se define como “Paneles solares de segunda generación”, logrando su fabricación con poco material de muy buena radiación electromagnética y se constituyen de telurio, cadmio y silicio amorfo.

- Células CdTe: Este tipo de tecnología de lámina fina ha incrementado su reputación en los últimos años alcanzando una eficiencia de 12,6 % de conversión en el mercado comercial.
- Células CIGS: Para el 2014 según las pruebas realizadas alcanzó una eficiencia del 19,8 %, siendo la más cercana a competir con la placa de silicio policristalino.
- Células multiunión: Una de las tecnologías existentes actualmente gracias a la unión de varias células construidas monolíticamente, utilizadas en compañías o empresas espaciales, llegando a una eficiencia del 40,7 %.

Las eficiencias demostradas en laboratorios para cada una de las células fotovoltaicas son muy distintas a las comerciales como se muestra en las siguientes tablas (Torres Pacheco et al., 2018).

Tabla 2. Eficiencia en laboratorios.

Laboratorios	%
CÉLULAS MONO-SI	24
CÉLULAS DE SI-CRISTALINAS	20,14
CÉLULAS CIGS	19,8
CÉLULAS CDTE	19,06

Nota. Fuente: (Torres Pacheco et al., 2018b, p. 13).

Tabla 3. Eficiencia en el mercado.

Comerciales (10 años)	%
CÉLULAS DE SILICIO	12-10
CDTE	9-13

Nota. Fuente: (Torres Pacheco et al., 2018b, p. 13).

En la siguiente **Figura 35** se muestran varios modelos de paneles de los cuales ya se los mencionó anteriormente incluyendo las células de tipo cuasi-mono cristalinas.

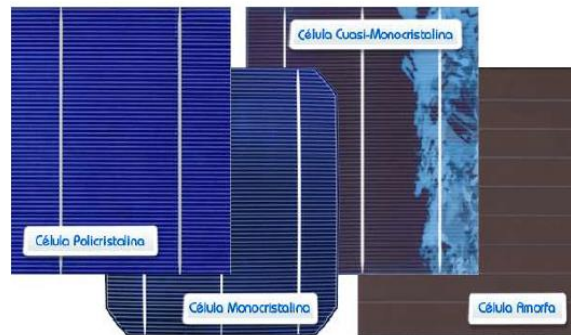


Figura 35. Según tipo de estructura.

Nota. Fuente: (Torres Pacheco et al., 2018b, p. 13)

4.5.2. Sombras en las células

Es muy importante calcular y determinar el lugar de instalación del sistema solar, debido a que su eficiencia se ve reflejada también en este punto muy importante, el cual es el punto caliente en donde en algunos meses del año por no calcular bien la distancia del lugar, o ya sea por suciedad, no todas las células reciben la misma radiación, aumentando la temperatura en algunas células originando daños en el módulo y sistema fotovoltaico.

Para brindar una mayor eficiencia en el módulo fotovoltaico se instalan: diodos de protección conectados en paralelo con grupos de células en serie o conectados en serie con grupos de células en paralelo, (Carta González et al., 2009).

4.5.3. Eficiencia de paneles solares.

A continuación, se muestran algunas de sus propiedades con sus respectivas eficiencias en cuanto a las tecnologías más usadas dentro del mercado fotovoltaico (Torres Pacheco et al., 2018b).

Monocristalinos:

Entre las más destacadas se tiene:

- Su eficiencia va desde los 15-18 %.
- Durabilidad de hasta 25 años.
- Adaptado para altas temperaturas.
- Su costo es elevado en comparación con los demás productores.
- Su cuidado es mayor por su alta fragilidad.

Policristalinos:

De menor eficiencia y con mayor accesibilidad económica.

- Durabilidad de hasta 25 años.

- Más económicos que los monocristalinos.
- Su eficiencia va desde los 13-17 %.

Capa fina:

También presentan características que se pueden utilizar en diferentes sistemas:

- Su eficiencia va desde los 7-13 %.
- Muy económicos.
- Se degradan con facilidad.

4.6. Producción de energía

Se calcula la producción anual del sistema solar con la radiación y horas de solar promedio en cada mes, para ello también se toma en cuenta las pérdidas que existen en cada tramo y componente de la instalación, este valor se denominará BOS (Balance del sistema).

4.6.1. Factor de planta

Muy importante al momento de describir la producción de una planta de generación eléctrica, este factor evalúa la energía generada en un tiempo determinado (ya sea un año o un mes) con la energía generada funcionando a plena carga en ese mismo periodo de tiempo. Para sistemas fotovoltaicos este valor varía entre el 10 y 30 % ya que su funcionamiento solo es en determinadas horas del día y depende de las condiciones climáticas de su ubicación.

$$Fp = \frac{E_{total}}{P_o * 8760} * 100\% \quad \text{Ecuación (4)}$$

Donde:

E_{total} : Energía producida en un año.

P_o : Potencia nominal.

8760: Horas del año.

4.7. Norma NEC

Se estableció con la finalidad de tener un estándar de fabricación, instalación y utilización de un Sistema Fotovoltaico (SFV), el cual es un sistema de energía renovable utilizada como una fuente alterna a la habitual, según la Norma Ecuatoriana de Construcción de Energías Renovables, capítulo 14 (NEC, 2011, p. 31).

4.7.1. Clasificación de los SFV

4.7.1.1. Aislados con respaldo de baterías.

En cuanto a los sistemas solares fotovoltaicos con baterías se contempla los siguientes puntos:

- SFVAR: Sistemas fotovoltaicos aislados residenciales con cargas de corriente alterna y continua.
- SFVAC: Sistemas fotovoltaicos para uso comunitario (escuelas, iglesias, centros de reunión, etc.) en corriente continua.
- SFVAE: Sistemas fotovoltaicos de usos especiales como: bombas, telecomunicaciones etc.

4.7.1.2. Conectados a la red.

Además, se tiene los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica o de distribución y contempla los siguientes puntos:

- SFVCS: sin respaldo en baterías
- SFVCB: con respaldo en baterías
- SFVCM: con micro inversores

En Ecuador se tiene voltajes de 240/120 para redes monofásicas y trifásicas a 210/121 V en general, a 60 Hz.

4.7.2. Características de cada componente que integra el SFVA

4.7.2.1. Paneles fotovoltaicos.

A continuación, se describe la normativa que aplica a paneles fotovoltaicos: escribir en todos los puntos siguientes.

- a) Se debe cumplir con la norma internacional IEC-61215 “Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Calificación del diseño y aprobación de tipo”, IEEE-1262 “Recommended Practice for Qualification of Photovoltaic (PV) Modules” o semejante. Para módulos de capa fina se emplearán las normas IEC-61646, SERI/TR-213-3624.
- b) Contar con su respectivo certificado de originalidad por parte de su fabricante e incluir todos los datos de corriente, voltaje, vida útil promedio y tiempo de garantía, además las propiedades técnicas para su operación.

- c) A partir de los 20 años de uso la potencia pico (Wp) del panel no debe bajar menos del 80%.
- d) Con potencias de 140 Wp o mayor, su voltaje se establecerá en 24 V de corriente continua (CC).

4.7.2.2. Reguladores de carga.

En el regulador de carga se tiene diferentes características y con sus respectivas descripciones, a continuación de las describe.

- a) Tener legitimidad a cargo de la norma UL 1741 o similares, estableciendo el trabajo conjuntamente con baterías solares como:
 - Las de descarga profunda de plomo ácido.
 - Las estacionarias tipo tubular.
 - Las selladas de AGM o GEL.
- b) Tener una vida útil de 10 o más años.
- c) Proteger a la batería de descargas profundas.
- d) Los límites de desconexión y reconexión para el arreglo fotovoltaico y las cargas dependen del voltaje en el banco de baterías, para 12 V y cargas similares:
 - Desconexión del arreglo fotovoltaico: entre 13,90 V y 14,60 V
 - Reconexión del arreglo fotovoltaico: entre 12,60 V y 13,50 V
 - Desconexión de la carga: entre 11,45 V y 11,90 V
 - Reconexión de la carga: entre 13,20 y 13,60 V.
- e) La temperatura del ambiente a instalar debe estar dentro del rango de -5 °C hasta los 60 °C.
- f) Tener entrada para cable N° 10 AWG como mínimo.
- g) Debe permitir las corrientes y voltajes máximos que brinda el panel fotovoltaico.
- h) El regulador de carga debe ser capaz de resistir cualquier situación posible de operación “sin batería” en condiciones de carga permitida, limitando el voltaje de salida a un máximo de 1,3 veces del voltaje nominal.
- i) Tener la capacidad para operar en condiciones como:
 - La corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico en Condiciones de prueba Estándar (STC=Standard Test Conditions) no debe superar en un 25 %.
 - La corriente de descarga no debe ser superior a un 25 % que corresponde a las cargas a voltaje nominal de operación.

- j) El recubrimiento del regulador debe estar acorde a las normas IEC 529 o DIN 40050:
- IP 32 en regiones andinas.
 - IP 44 en regiones del trópico y Amazonía.

4.7.2.3. Baterías.

Las baterías deben tener ciertas características muy importantes, buscando la manera de que se conserven conforme pasa el tiempo de uso, así conservando su vida útil y su eficiencia.

- a) Cumplir con la norma IEC 61427 (Secondary cells for solar photovoltaic energy systems. General requirements and test methods) u otra norma internacional aplicable.
- b) Conservar un régimen de descarga de por lo menos 5 % al mes.
- c) No tener descargas profundas al 50 % en más de 8 veces al año y que su vida útil no se vea afectada.
- d) Recarga al momento de su uso pasado los 3 meses de su fabricación.
- e) Colocarse en un lugar ventilado, protegido del ambiente y restringido solo para personal autorizado.
- f) Se recomienda que dispongan de válvula de seguridad o de alivio, de acción automática para regular la presión interna que puede incrementarse durante la operación.
- g) La máxima profundidad de descarga (PdDmax), referida a la capacidad nominal en 20 horas, debe acogerse a los valores propuestos en la tabla 3.
- h) La vida de la batería (es decir, antes de que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal) a 20°C, debe exceder un cierto número de ciclos (NOC), a una PdD del 50%, dada por la **Tabla 4**.

Tabla 4. MPD de acuerdo al tipo de batería.

Tipo de Batería	Máximo PdD (%) Recomendado	Número de ciclos NOC a 50% PdD
Tubular o estacionaria abierta	80	3600
Estacionaria sellada	60	600-1200
Plomo ácido solar abierta	50	900-1000
Plomo ácido sellada AGM	60	500-800
Plomo ácido sellada GEL	60	600-950
Ión Litio	100	Más de 1000
Sodio Azufre (NaS)	80	Más de 4000

Nota. Fuente: (NEC, 2011, p. 44)

4.7.2.4. Inversor.

Para entender mejor el inversor se deben acoplar ciertas características desde sus normas de construcción hasta su uso acorde al manejo del mismo inversor, a continuación, se presentan características que ayudan al manejo y conocimiento:

- a) Su construcción debe estar en relación con la norma UL 1741 u otras normas aplicables.
- b) La potencia nominal del inversor debe ser al menos igual a la carga instalada más un 25%.
- c) La sobrecarga instantánea debe ser al menos de un 50% de la potencia nominal del inversor.
- d) Debe ser capaz de operar óptimamente en el mismo rango de funcionamiento de voltaje del banco de baterías.
- e) Brindar un voltaje de salida AC con rangos de $\pm 5\%$.
- f) Su frecuencia debe estar dentro de los 60 Hz con un rango de variación de $\pm 5\%$.
- g) Que no sobrepase el 2% de la potencia nominal durante su consumo en vacío.
- h) Los inversores que sobrepasen una potencia de 1 kVA deben tener un sistema de “stand-by”, que le permitirá reducir pérdidas de energía al momento de trabajar en vacío.
- i) Operar en rangos de temperatura de $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ hasta los $60\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- j) Tener una distorsión armónica (THD) no mayor al 6%.
- k) Debe cumplir al menos las especificaciones de seguridad y compatibilidad electromagnética dada en las normas UL 458 / FCC, Class B.
- l) Se recomienda satisfaga la especificación e-Mark e-13* 72/245/EEC, 95/54/EC.
- m) Disponer de las siguientes protecciones:
 - Contra polaridad inversa
 - Voltajes fuera del rango de operación.
 - Cortocircuitos en la salida de corriente alterna.
- n) Los inversores deben ser de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda senoidal modificada si su potencia nominal es inferior a 400 W, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.
- o) El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la **Tabla 5**.

Tabla 5. Rendimientos para cada tipo de inversores

Tipo de inversor		Rendimiento al 20 % de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda senoidal	P _{nom} ≤ 500 VA	>80 %	>70 %
	P _{nom} > 500 VA	>85 %	>80 %
Onda no senoidal		>85 %	>80 %

Nota. Fuente: (NEC, 2011, p. 45)

4.7.2.5. Cables.

Se debe tomar en cuenta la ampacidad, voltaje de trabajo y su seguridad en cada tramo de instalación.

El cable interno del panel fotovoltaico debe regirse a la norma del código ecuatoriano NEC 2008 UL Type PV, UL-4703, USE-2, UNE-21123, UNE-20.460-5-52, UTE C-32-502 y los cables externos deben estar diseñados para soportar el ambiente externo basado en el Código Eléctrico Ecuatoriano o norma IEC 60811, a continuación, se describen algunas especificaciones del cableado eléctrico.

- a) Las caídas de voltaje no deben sobrepasar cierto porcentaje dependiendo el tramo de conexión:
 - Panel fotovoltaico-Regulador < 3%.
 - Baterías-Regulador de carga < 1%.
 - Regulador-Cargas o Inversor < 3 %.
- b) El tramo desde el arreglo fotovoltaico al regulador de carga debe estar establecido a un amperaje de 1,25 veces la corriente de circuito en vacío o cortocircuito de todo el campo fotovoltaico.
- c) Cumplir con el código de colores:
 - Rojo positivo
 - Negro negativo
 - Verde tierra
- d) Su construcción debe acogerse a usos donde exista la presencia de humedad, temperaturas a 90 °C, aislamientos multifilares dobles y con buena resistencia a rayos ultravioletas de tipo XHHN, SUPERFLEX o de iguales características físicas.
- e) En las instalaciones internas para SFV aislados, utilizar cables bipolares de doble aislamiento o unipolares en tubería, de tipo THW y multifilares.

- f) En cada terminal de conexión se debe tener una resistencia que no sobrepase el 0,5% del voltaje nominal, además tener una buena resistencia a la corrosión.
- g) Se recomienda para cables de sección mayor a 4 mm² tener terminales de cobre y para cables de sección menor a 4 mm² torcer y estañar, para obtener una conexión eficaz.
- h) Los fusibles deben trabajar a una corriente entre el 50 y 80 % de capacidad máxima.
- i) Se debe tomar en cuenta la capacidad y caída de tensión para obtener una sección estándar de conexión en el cableado utilizando la fórmula.

4.8. Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, resuelve expedir la regulación denominada “Marco normativo de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica” (ARCERNNR, 2021, p. 4). Tiene por objetivo dar las diferentes disposiciones para la correcta instalación, conexión, operación y finalmente la habilitación hacia diferentes tipos de energías renovables, con el propósito de autoabastecerse haciendo uso de la misma. Está disponible para usuarios que quieran un autoabastecimiento sincrónico con la red de la empresa eléctrica distribuidora.

Los puntos que se deben tomar en cuenta para obtener una generación distribuida de autoabastecimientos son:

- Tener una potencia nominal menor a 1 MW.
- Conectar sincrónicamente a las redes del sistema de distribución o a través de las instalaciones internas del consumidor.
- Permitir el aprovechamiento de recursos energéticos renovables de acuerdo a su ubicación geográfica.
- Utilizar cualquier tecnología de generación eléctrica con o sin almacenamiento de la misma.

4.8.1. Dimensionamiento de la potencia nominal

Se requiere tener ciertos puntos:

- Hacer uso de las planillas o recibos históricos de energía eléctrica en los 24 meses anteriores y tomar en cuenta el requerimiento de almacenamiento de ser necesario.
- El nuevo consumidor se apoyará en la proyección de demanda de energía durante la vida útil del Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento (SGDA).

4.8.2. Requisitos previos a la instalación de un SGDA

Tomar en cuenta los siguientes puntos:

- Presentar la solicitud de factibilidad a la empresa distribuidora, donde se adjunta los datos generales del proponente y el punto de conexión.
- Factibilidad de conexión para SGDA, esto dependiendo de las potencias expuestas en la **Tabla 6**, que requieran conectarse en sincronismo con la red de distribución.

Tabla 6. Tablas nominales para los SGDA categoría 1.

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

Nota. Fuente: (ARCERNNR, 2021)

En la normativa establecida se emitirá un certificado de calificación respectivo, por lo cual se acogerá a un proceso de normas y requisitos planteados en la (ARCERNNR, 2021, pp. 10–11), la vigencia del certificado será la vida útil del SGDA, establecido en la tabla 2.

Tabla 7. Vida útil promedio de los SGDA.

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

Nota. Fuente: (ARCERNNR, 2021, p. 11).

4.8.3. Instalación y conexión

Es responsabilidad directa del proponente, tanto para la construcción y conexión del equipo, además debe cumplir con las condiciones establecidas y diseños aprobados por la distribuidora para posteriormente proceder a realizar la conexión hacia la red eléctrica. Si por motivo de fuerza mayor existan retrasos se debe enviar una solicitud a la empresa distribuidora, la cual objetará un plazo de extensión para el inicio del funcionamiento con las pruebas a equipos de conexión. Se realiza conjuntamente entre el solicitante y la distribuidora, la cual dará todas las facilidades para obtener una respectiva inspección por parte de la empresa, tomando como referencia la norma IEEE STD 1547¹, para lo que amerite.

¹La Norma IEEE 1547 establece criterios y requisitos para la interconexión de recursos de energía distribuida con sistemas de corriente eléctrica (EPS, Electric Power Systems) e interfaces asociadas.

4.8.4. Operación y mantenimiento

El propietario deberá manejar el funcionamiento del sistema y será el principal responsable en caso de no cumplir con los parámetros establecidos de calidad, la distribuidora se verá obligada a suspender la operación del SGDA hasta su adecuación respectiva y será responsable de daños a terceros.

4.8.5. Balance de energía

En caso que el SGDA produzca un excedente de energía, se inyectará directamente a la red de distribución. La energía neta será establecida mediante un balance de energías entra la consumida y la inyectada a la red, establecida mediante la fórmula (1):

$$E_{net} = E_{red} - E_{iny} \text{ (kWh)} \quad \text{Ecuación (5)}$$

Donde:

E_{net} : Energía neta de consumo mensual (kWh)

E_{red} : Energía consumida desde la red (kWh)

E_{iny} : Energía inyectada por el SGDA en un periodo mensual (kWh)

En el proceso se establece que mientras no tenga ninguna demanda de consumo en su contra no cancelará ningún valor, caso contrario al establecer algún valor a su favor esto en el caso de que haya consumido más de lo producido, tendrá una facturación que se acumulará mensualmente, la cual le llegará el próximo mes, permitiendo eliminarlo en el siguiente mes de producción, al no haber cumplido se aplicarán cargos de deuda igual al pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica.

4.8.6. Medición de energía eléctrica

El SGDA deberá ser ubicado en el inmueble propio del consumidor, donde se procederá a la instalación de un medidor bidireccional y contará el consumo neto de energía por parte del solicitante, el trámite realizado por la distribuidora será de instalar y calibrar el equipo.

El costo aplicado es la diferencia entre un medidor bidireccional y un medidor sin un SGDA y se deberá cancelar en la primera planilla de consumo.

5. Metodología

5.1. Materiales

Para la presente investigación se utilizó los siguientes materiales:

5.1.1. *Materiales de Software*

- PvSyst 7.2
- Meteonorm
- Google Earth Pro
- Solarius-Pv
- Revit 2020
- AutoCAD 2020
- Paquete Microsoft Office

5.1.2. *Materiales de oficina*

Laptop, calculadora, voltímetro y USB.

5.2. Métodos de estudio hacia la investigación

Para el desarrollo del sistema de instalación de paneles solares fotovoltaicos, se planteó una metodología de manera coordinada con cada objetivo propuesto, tomando en cuenta los aspectos de menor a mayor jerarquía, como la ubicación geográfica de la vivienda de estudio, utilizando software y el reconocimiento del lugar de manera física, hasta un estudio económico. Por ende, se planteó los siguientes puntos.

5.2.1. *Cálculo de la demanda eléctrica en la vivienda*

Para ello se realiza una petición a la empresa distribuidora EERSSA la cual por medio de, facturas.eerssa.gob.ec, nos hace llegar la planilla de pago como la mostrada en la **Figura 36**. Se estableció un promedio de 16 meses que va desde mayo del 2020 hasta agosto del 2021, a partir de ello se realiza un balance donde resalta el mes de mayor consumo el cual es el mes modelo para el desarrollo del cálculo, este es electo porque con él se tendrá la base para todos los meses ya que está por encima de los demás meses y no dará problema alguno.



<p>EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL SUR S</p> <p>Dir Matriz: Rocafuerte 162-26 y Olmedo</p> <p>Dir Sucursal: Rocafuerte 162-26 y Olmedo</p> <p>Contribuyente Especial Nro: 00</p> <p>OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD SI</p>	<p>R.U.C.: 1190005646001</p> <p>FACTURA No. 001 - 003 - 002894857</p> <p>NÚMERO DE AUTORIZACIÓN 1101202101119000564600120010030028948571102608715</p> <p>FECHA Y HORA DE AUTORIZACION 2021-01-15T10:43:32-05:00</p> <p>AMBIENTE: PRODUCCIÓN EMISIÓN: NORMAL</p> <p style="text-align: center;">CLAVE DE ACCESO</p> <p style="text-align: center;">1101202101119000564600120010030028948571102608715</p>
--	--

INFORMACIÓN DEL CONSUMIDOR

Suministro: 1026/87	Código único eléctrico nacional: 1891026087
Nombre: SANTOS INES ORELLANA ZUMBA	CC / RUC: 110049394
Dirección: SAN FRANCISCO ALTO	
Provincia / Cantón / Parroquia: LOJA LOJA MALACATOS (VALLADOLÍ)	
Tipo de Tarifa: RESIDENCIAL O DOMESTICO	

1. FACTURACIÓN SERVICIO ELÉCTRICO Y ALUMBRADO PÚBLICO

Medidor: 1214503					
Mes de Consumo: Diciembre-2020					
Lectura Desde: 23-Nov-20	Lectura Hasta: 24-Dic-20	Días Facturados: 31		kWh Consumidos: 67	

Figura 36. Factura emitida por la empresa EERSSA
Nota. Fuente: (facturas.eerssa.gob.ec)

La demanda establecida que nos entrega la empresa eléctrica EERSSA viene establecida en kWh al mes, por lo que respecta establecer la medida en Wh al día para ello nos basaremos en la siguiente ecuación.

$$\frac{kWh}{mes} = \frac{kWh}{mes} * \frac{1000 Wh}{1kWh} * \frac{1 mes}{31 días} = \frac{Wh}{día} \quad \text{Ecuación (6)}$$

5.2.2. Geografía de la zona de estudio para el SFV

Se basa en describir geográficamente la vivienda de estudio, dónde se procederá por medio del software Google Earth a capturar la ubicación y el relieve de la vivienda para obtener los datos respectivos, además se utilizará la página del Gobierno Municipal <https://www.loja.gob.ec/contenido/malacatos>, para obtener los datos generales descriptivos como clima, altura, temperatura, provincia, parroquia y barrio.

5.2.3. Estudio solar: Recorrido del sol

Para el siguiente estudio se lo realiza mediante el Software REVIT 2020, la cual permitirá la visualización de la proyección del sol directamente a la vivienda, lo que permite observar si el lugar de estudio sufre algún defecto o mala interacción con la radiación solar.

Para ello se tiene que realizar el diseño de la vivienda con medidas y ubicación exactas en cuanto a latitud y longitud.

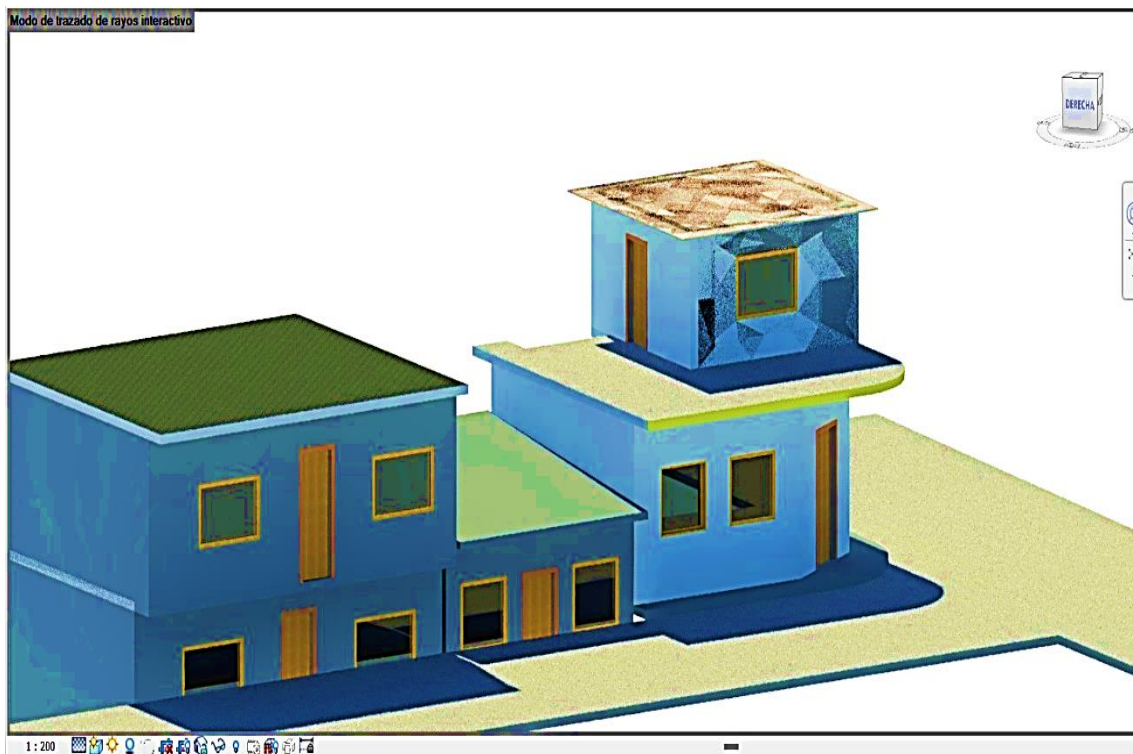


Figura 37. Diseño de la vivienda en 3D Revit 2020.

Nota. Fuente: (Autor)

En la **Figura 37** está plasmado un bosquejo de la vivienda de estudio en 3D, donde se expone parte del estudio solar con el software Revit 2020, mostrando las sombras producidas al mediodía, hora en la cual existe más intensidad solar.

5.2.4. Orientación de paneles solares

Para una instalación fija en paneles solares, se recomienda siempre aplicar la ecuación de orientación, establecida en la norma (NEC, 2011), para una mayor producción energética.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * |\phi| \quad \text{Ecuación (7)}$$

Donde:

β_{opt} : Ángulo de inclinación óptimo (°)

ϕ : Latitud del lugar de estudio (°)

La inclinación en Ecuador debe estar en el rango de 5° a 10° para los módulos fotovoltaicos debido a su posición con la línea ecuatorial.

5.2.5. Irradiación

Medida indispensable para los cálculos del SFV, porque viene siendo un dato fundamental que permitirá evidenciar la irradiación que recibe la vivienda, esta medida viene en unidades de kWh/m²*día. Existen varios portales para obtener la información de la irradiancia, tales como:

- Datos solares y meteorológicos de la investigación de la NASA.
- Atlas solar del Ecuador 2019
- PvSyst 7.2 Photovoltaic software

Gracias al diseño estructural bien desarrollado para proporcionar medidas en distintas unidades y tener un mejor enfoque, además es de fácil acceso y manejabilidad, desarrollado para un nivel profesional y educativo, se opta por utilizar el software PvSyst 7.2 Photovoltaic, el cual arroja todas las medidas de irradiación en cada uno de los meses del año dependiendo la ubicación según su latitud y longitud, como es el caso de San Francisco Alto-Malacatos.

5.2.6. Irradiación corregida

La irradiación obtenida en el apartado anterior, no es la medida exacta que se debe aplicar porque dependen muchos factores más, entre ellos el ángulo de inclinación, el cual se demostró cómo obtenerlo en el apartado “Orientación de paneles solares”, por ende se procede a utilizar la **Ecuación (8)**, en este punto se tiene que elegir el factor K el cual está designado en la **Tabla 8**, detallada para una latitud de -4° e inclinaciones que van desde 0 hasta los 25 grados.

Para más valores de diferentes inclinaciones y latitudes se puede ver en el **Anexo 5** tomadas de (NEC, 2011), además se ha sombreado de tal manera que los datos seleccionados sean los precisos para el presente cálculo con la inclinación correcta.

Tabla 8. Factor K para una latitud de -4° .

Meses	Inclinación ($^\circ$)					
	0	5	10	15	20	25
Enero	1	0.97	0.94	0.9	0.85	0.8
Febrero	1	0.98	0.96	0.93	0.9	0.86
Marzo	1	1	1	0.98	0.96	0.94
Abril	1	1.02	1.03	1.03	1.03	1.02
Mayo	1	1.03	1.05	1.06	1.07	1.07
Junio	1	1.03	1.05	1.07	1.08	1.08
Julio	1	1.02	1.04	1.05	1.06	1.05
Agosto	1	1.01	1.02	1.02	1.02	1.01
Septiembre	1	1	1	0.98	0.97	0.94
Octubre	1	0.99	0.96	0.94	0.9	0.86
Noviembre	1	0.97	0.94	0.9	0.85	0.8
Diciembre	1	0.97	0.93	0.88	0.83	0.77

Nota. Fuente: (NEC, 2011, p. 80).

$$HT = K * \bar{H} \left(\frac{kWh}{m^2 * día} \right) \quad \text{Ecuación (8)}$$

Donde:

HT : Irradiación corregida ($\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$).

\bar{H} : Irradiación diaria, promedio mensual ($\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$), correspondiente a la latitud del lugar de estudio y su ángulo de inclinación.

K : Factor de corrección.

Teniendo los datos de cada mes de irradiación corregida, se procede a ordenar ascendentemente desde el primer mes hasta el último (enero-diciembre), para poder evidenciar que mes tiene mayor o menor irradiación. En este caso, el mes de menor captación de irradiancia se denomina mes crítico.

5.2.7. Mes crítico

Como ya se mencionó anteriormente este punto hace referencia a; el mes de menor radiación obtenido a lo largo del año y la demanda de la vivienda (la cual será denominada “carga total”), para relacionarlas entre sí, dando como resultado un dato preciso entre consumo/radiación (C/R) establecida en la **Ecuación (12)**, que permita obtener el cálculo de los paneles fotovoltaicos (Bayod Rujula, 2009, pp. 277–279).

Para un caso de que no se tenga los datos directamente de la empresa distribuidora se procederá a realizar un levantamiento de cargas de consumo en la vivienda, guiándose con las ecuaciones del apartado siguiente.

5.2.7.1. Carga necesaria tanto para corriente continua como para alterna.

Se debe tener claro todas las cargas de manera precisa, además establecer un margen de seguridad en todos los componentes de instalación, a continuación, se presenta la Ecuación (9) y Ecuación (10), para corriente continua y alterna.

$$Cc = [(100 + Eb)] * \frac{Tcc}{100} \text{ (Wh/día)} \quad \text{Ecuación (9)}$$

Donde:

Eb : Consideración del margen de seguridad a cargo de los componentes de instalación (Al no tener un valor exacto se estima un 15%). Corresponde a las pérdidas en el cableado, variaciones en los consumos previstos inicialmente, consumo del regulador y ciclado de la batería, etc.

Tcc : Carga total de corriente continua.

Para las cargas de corriente alterna se utiliza la ecuación 9, donde además del margen de seguridad Eb se emplea Ei .

$$Ca = [(100 + Eb)] * \frac{Tac}{Ei} (Wh/día) \quad \text{Ecuación (10)}$$

Donde:

Tac: Carga total de corriente alterna.

Ei: Eficiencia del inversor (Al no tener un valor exacto se estima en 85%).

La carga total será:

$$C_{Total} = Cc + Ca (Wh/día) \quad \text{Ecuación (11)}$$

5.2.7.2. Consumo y radiación.

La ecuación siguiente relaciona la carga total con la irradiación corregida (C/R), la misma que queda establecida en condiciones de STC.

$$\frac{C}{R} = \frac{C_{Total}}{HT} (Wp) \quad \text{Ecuación (12)}$$

Donde

HT: Irradiación corregida (kWh/m²*día), explicada en la **Ecuación (8)**.

C_{total}: Demanda de la vivienda o carga total (Wh/día).

El proceso debe realizarse en todos los meses del año, así se tiene una base de datos para cada mes, en la Tabla 9 se puede observar el esquema de todos los datos mencionados, además se tiene una columna de C/R con valores de cada mes, quien presente el mayor valor será seleccionado para el cálculo de los paneles solares que conforman el SFVA.

Tabla 9. Consumo/Radiación.

	Consumo Total (Wh/día)	HT kWh/m ² *día	Consumo/Radiación Wp
Enero	Carga total	Radiación-1	Valor 1
Febrero	Carga total	Radiación-2	Valor 2
Marzo	Carga total	Radiación-3	Valor 3
Abril	Carga total	Radiación-4	Valor 4
Mayo	Carga total	Radiación-5	Valor 5
Junio	Carga total	Radiación-6	Valor 6
Julio	Carga total	Radiación-7	Valor 7
Agosto	Carga total	Radiación-8	Valor 8
Septiembre	Carga total	Radiación-9	Valor 9
Octubre	Carga total	Radiación-10	Valor 10
Noviembre	Carga total	Radiación-11	Valor 11
Diciembre	Carga total	Radiación-12	Valor 12
		V. máximo=>	Max(V1:V12)

Nota. Fuente: Autor.

Para condiciones STC (Bayod Rujula, 2009) el valor máximo establecido concuerda con la radiación mínima del mes menos productivo, por ende este valor en W_p será el elegido para el cálculo respectivo.

5.2.8. Eficiencias

Estas eficiencias dependen de las pérdidas en cada uno de los componentes, por ello se tomarán valores orientativos establecidos según Perpiñán Lamigueiro (2020), para dimensionar la capacidad total del sistema.

El cálculo de los paneles solares se debe establecer con una probabilidad de cuánto podrán rendir cada componente como: baterías, inversor, panel solar y los cables de baterías; para ello se estableció eficiencias orientativas estándares.

Tabla 10. Eficiencias estándares.

Eficiencias estándares	
$\eta_{\text{baterías (bat)}}$	0,85
$\eta_{\text{cableado (cab)}}$	0,98
$\eta_{\text{inversor (inv)}}$	0,90
$\eta_{\text{regulador (reg)}}$	0,95

Nota. Fuente: (Perpiñán Lamigueiro, 2020, p. 109).

La manera más prudente al momento de establecer una eficiencia es referirse hacia distintos tipos de autores bibliográficos debido a que están limitados a integrar valores de investigaciones ya realizadas, por ello plantean datos dentro del límite o rango normal, para una eficiencia correcta y un cálculo aproximado, a continuación, se establece una ecuación donde están integradas las eficiencias que demuestran una pérdida (Pr) en todo el sistema.

$$Pr = \eta_{bat} * \eta_{cab} * \eta_{reg} * \eta_{inv} \quad \text{Ecuación (13)}$$

Estas eficiencias nos ayudarán a dimensionar el sistema de producción en todo el sistema.

5.2.9. Determinación de los principales componentes del SFV

Mediante la investigación bibliográfica se demostró los principales componentes de un SFV, aparte de ello se dio a conocer las tecnologías que existen actualmente y se adaptan de mejor manera a la zona de estudio, para la selección de los mismos se tiene que tomar en cuenta

un sinnúmero de cálculos y características que se demostrarán a continuación y darán un resultado final acorde a las necesidades planteadas.

5.2.10. Cálculo de Paneles fotovoltaicos

Para el cálculo del número de paneles fotovoltaicos es necesaria una elección comercial, donde interviene la potencia, corriente y tecnología a la que esté sometido. En la **Tabla 11** está propuesto el panel fotovoltaico con sus datos técnicos necesarios para aplicar la **Ecuación (14)** y obtener un resultado de cuantos paneles solares se usarán exactamente, adicional a esto en el **Anexo 1** se tiene los datos completos del panel solar.

Tabla 11. Datos del panel solar.

Descripción	Unidad
Pmax	335 Wp
Tolerancia potencia	0~+3 %
Eficiencia	17 %
Vmp	38 V
Imp	8,82 A
Voc	46,2 V
Isc	9,43 A
C _{T,Voc}	-0,31 %/°C

Condiciones Estándar de Medida Radiación:1000 W/m² Temperatura de las celdas:25°C **AM:1.5**

Nota. Fuente: (Autor)

$$N_p = 1,15 * \frac{\left(\left(\frac{C}{R}\right)_{max}\right) / Pr}{P_p} \quad \text{Ecuación (14)}$$

Donde:

N_p : Número de paneles solares.

$(C/R)_{max}$: Relación máxima entre demanda o carga total e irradiación (Wp).

P_p : Potencia máxima del panel a instalar W_p.

Pr : Pérdidas en los componentes de la instalación, guiarse en la **Ecuación (13)**.

El coeficiente del cálculo de paneles solares se estima en 1,15 para errores en cuanto a pérdidas de orientación y aseo del panel.

5.2.10.1. Potencia total de instalación.

Calculado mediante la ecuación siguiente:

$$P_T = P_p * N_p (W_p) \quad \text{Ecuación (15)}$$

5.2.10.2. Área necesaria para la instalación.

Se establece dependiendo del número de paneles solares totales.

$$A_T = N_p * A_p \text{ (m}^2\text{)} \quad \text{Ecuación (16)}$$

Donde:

A_T : Área total de instalación (m²).

A_p : Área del panel (m²).

En la siguiente tabla se muestran las dimensiones del panel fotovoltaico anexadas también en el anexo 1.

Tabla 12. Medidas del panel fotovoltaico.

Alto (mm)	Largo (mm)	Ancho (mm)
1987	992	40
Area		1971104 mm ²
Area		1,971 m ²

Nota. Fuente: (Autor)

5.2.10.3. Potencia nominal.

Se debe calcular la potencia nominal y establecerla en kWp.

$$P_o = \frac{P_T}{1000 \frac{Wp}{kWp}} \quad \text{Ecuación (17)}$$

5.2.10.4. Conexión de los paneles fotovoltaicos.

La conexión de los paneles solares debe ser de forma paralela, tal que los 24 V se conserven ya que el sistema está diseñado para este voltaje.

5.2.11. Dimensionamiento del sistema de baterías

Se debe tener claro el concepto de días de autonomía en el cual va a estar fijado este parámetro de cálculo, esto hace referencia al tiempo de funcionamiento de las baterías sin recibir ningún tipo de radiación, la M_{pd} (Máxima profundidad de descarga) en lugares electrificados rurales puede tomarse hasta un 70% al no tener un valor exacto, además tener en cuenta el apartado de Norma NEC 4.7.2.3 baterías.

El número mínimo de días de autonomía estaría en los tres días, esto en caso de no recibir radiación en condiciones adecuadas. Tomar en cuenta el régimen de descarga que viene dada en los datos de la batería ya que tienen distintos de acuerdo al tipo de batería, puede ser de C10 C20 o C100 dependiendo su descarga al momento de trabajar explicado en Elementos que conforman un SFV, apartado 4.3.3.1.

Para el voltaje de un sistema de baterías establecer el voltaje a instalar, por lo general para paneles fotovoltaicos con células de 60 y 72 se establece un voltaje de 24 voltios. Potencias arriba de los 500 Wp tomar la potencia de 24 voltios para un mejor rendimiento en su conexión ya sea en serie o paralelo.

A tener en cuenta:

- La vida de la batería dependerá de los NOC (número máximo de ciclos de carga y descarga)
- La profundidad de descarga de la batería viene dada por el fabricante además debe tener en cuenta el tipo de batería ya que de ahí depende la vida de la batería.
- Acogerse a los términos de uso del fabricante ya que si no lo hace perderá su garantía y vida de la batería.
- Recargar la batería de más de 3 meses desde su creación.
- Tener un lugar donde pueda circular el aire para evitar temperaturas elevadas
- Guiarse por la tabla donde presenta ciertos valores para la “Profundidad de Descarga” (PdD), para diferentes tipos de baterías.
- Tratar de evitar la conexión en paralelo esto evitará la reducción de vida de las baterías, esto impuesto por los fabricantes.

Para el cálculo del amperaje total del sistema aplicar la ecuación siguiente:

$$Q_{acum} = \frac{(110 * C_{Total} * D)}{(V * M_{pd})} (Ah) \quad \text{Ecuación (18)}$$

Donde:

Q_{acum} : Capacidad de acumulación del sistema (Ah).

C_{Total} : Demanda energética o carga total en kWh al día.

D : Días de autonomía.

V : Voltaje de la instalación a 24V.

M_{pd} : Máxima profundidad de descarga ver tabla de la norma NEC.

Datos principales de la batería, establecidos en la tabla siguiente, además todas las características y especificaciones están en el **Anexo 2**.

Tabla 13. Datos de la batería.

Ultracell UZV600-6 Flat Gel Series		
$Q_{amp_batería}$	600	Ah
$V_{batería}$	6	V
Máxima corriente de descarga	1450	A
Máxima corriente de carga	80	A

Nota. Fuente: Autor.

Cálculo para la conexión de baterías, en serie y paralelo.

$$B_{paralelo} = \frac{Q_{acum}}{Q_{amp_bat}} \quad \text{Ecuación (19)}$$

$$B_{serie} = \frac{V}{V_{bat}} \quad \text{Ecuación (20)}$$

Donde:

Q_{amp_bat} : Capacidad de amperaje de la batería

V_{bat} : Voltaje de la batería.

V: Voltaje asignado para el sistema de baterías.

5.2.12. Dimensionamiento del regulador de voltaje MPPT (Seguidor del punto de máxima potencia)

Es una de las partes más importantes del SFV, la cual permite la conversión de la corriente de DC a AC generalmente de 12, 24, 48 voltios a 120 V, para alimentar las cargas que requieren corriente alterna, estos inversores se seleccionan dependiendo el tamaño en que se va a trabajar, esto lo manda el número de paneles solares fotovoltaicos. Para la selección se tiene que tomar en consideración los voltajes de entrada en cortocircuito del panel, ya que el inversor tendrá que soportarlo.

El voltaje a circuito abierto del panel es el que predomina en el diseño ya que depende de dos temperaturas, la caliente y fría dependiendo de la ubicación geográfica, para diseñar el voltaje a soportar y demostrar que, mientras menor sea la temperatura mayor voltaje tendrán los paneles, para ello se basará en la **Ecuación (21)** y **Ecuación (22)**.

Se toma en cuenta el número de paneles con su respectivo voltaje en circuito abierto (V_{oc}) en STC, y se limita con dos temperaturas mínima y máxima. En este caso lo demostraremos con las temperaturas de $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $60\text{ }^{\circ}\text{C}$.

A continuación, las ecuaciones para delimitar voltajes con respecto a su temperatura.

$$V_{co.T.min} = \left(V_{oc} - \%_{min} * \frac{V_{oc}}{100 \%} \right) (V) \quad \text{Ecuación (21)}$$

$$V_{co.T.max} = \left(V_{oc} - \%_{max} * \frac{V_{oc}}{100 \%} \right) (V) \quad \text{Ecuación (22)}$$

Donde:

$V_{co.T(min \text{ o } máx.)}$: Voltaje en circuito abierto a una temperatura mínima y máxima (V).

V_{oc} : Voltaje en circuito abierto en STC, viene dada en la tabla de datos del panel (V).

$\%$: Porcentaje en STC.

El cálculo del porcentaje (%) a la temperatura de 25°C en STC, depende de las temperaturas establecidas que son -5 °C y 60 °C.

$$\%_{min} = C_{T.Voc} * (\Delta_{T.min}) \quad \text{Ecuación (23)}$$

$$\%_{max} = C_{T.Voc} * (\Delta_{T.max}) \quad \text{Ecuación (24)}$$

Donde:

$C_{T.Voc}$: Coeficiente de temperatura en circuito del voltaje abierto, adjunto en la Tabla 11, datos del panel en (%/°C).

$\Delta_{T.min}$: Diferencia de temperatura con -5 °C.

$\Delta_{T.max}$: Diferencia de temperatura con 60 °C.

La diferencia de temperaturas se establece entre: la estándar de 25 °C en STC y las temperaturas asignadas.

$$\Delta_{T.min} = T_{STC} - T_{min} \quad \text{Ecuación (25)}$$

$$\Delta_{T.max} = T_{STC} - T_{max} \quad \text{Ecuación (26)}$$

Donde:

T_{STC} : 25 °C.

T_{min} : -5 °C.

T_{max} : 60 °C.

Al momento de calcular el voltaje con la temperatura mínima y máxima no se toma en cuenta el número de paneles, porque estarán conectados en paralelo por lo tanto mantienen su voltaje, ahora se aplica la **Ecuación (21)** y **Ecuación (22)** para obtener los voltajes con sus porcentajes incluidos.

Estos datos de voltaje máximo y mínimo a temperaturas diferentes ya establecidas nos dan un límite de entradas para seleccionar el inversor, así como el rango máximo de voltaje que pueden llegar a alcanzar. Para una mejor captación establecer estos valores como:

- Voltaje a circuito abierto mínimo.

$$V_{co.min} (V) \quad \text{Ecuación (27)}$$

- Voltaje a circuito abierto máximo.

$$V_{co.max} (V) \quad \text{Ecuación (28)}$$

5.2.12.1. Condiciones para diseño del regulador de voltaje MPPT.

Se establecen tres criterios importantes sobre y para el diseño del regulador de voltaje:

- El voltaje en circuito abierto máximo de los paneles será menor o igual a el voltaje máximo de la entrada del regulador.

$$V_{co.max} \leq V_{MPPT.max} \quad \text{Ecuación (29)}$$

- La corriente en corto de los paneles será menor o igual a la corriente máxima que pueda soportar el regulador.

$$I_{sc} \leq I_{max} \quad \text{Ecuación (30)}$$

- El voltaje en cortocircuito de un arreglo fotovoltaico en serie no debe superar los 1000 V.

5.2.12.2. Corriente del regulador.

La corriente del regulador debe ser un 25 % más que la de cortocircuito del generador fotovoltaico. Esto en condiciones estándar de prueba, en descarga debe ser de igual manera superior con un 25% con todas las cargas encendidas al voltaje nominal de funcionamiento.

Corriente total de los paneles conectados en serie:

$$I_{total} = Imp * 25\% (A) \quad \text{Ecuación (31)}$$

Conexión de paneles solares en paralelo:

$$I_{total} = Imp * Np * 25\% (A) \quad \text{Ecuación (32)}$$

Donde:

Imp: Corriente de máxima capacidad del panel fotovoltaico, ver especificaciones en tabla 12 ó anexo 1.

N_p : Número de paneles fotovoltaicos.

5.2.13. El inversor

Se debe tener en cuenta los parámetros de contención para seleccionar el inversor de modo correcto.

- La potencia nominal podrá estar a un (10 y 25) % mayor a la carga instalada para una mayor eficiencia.
- Operar en el mismo rango de voltaje de las baterías.
- Debe ser de onda senoidal pura a no ser que tenga menos de 400 W de potencia nominal.
- El voltaje de todos los paneles sumados en serie no debe superar los 1000 V.

La potencia del inversor se demuestra a continuación con un índice de seguridad del 25%.

$$P_{inversor} = P_o * 25\% (Wp) \quad \text{Ecuación (33)}$$

Se obtendrá el factor de dimensionamiento del inversor mediante la siguiente ecuación

$$F_{dimensionamiento} = \frac{P_{inversor}}{P_o} * 100 \quad \text{Ecuación (34)}$$

Donde:

P_o : Potencia total producida por los paneles fotovoltaicos (W)

$P_{inversor}$: Potencia del inversor (W)

5.2.14. Diseño del cableado

Para el respectivo diseño del cableado se tiene que tomar en cuenta las especificaciones de la norma NEC-11, tanto en corriente continua como en alterna.

5.2.14.1. Para corriente continua.

En esta sección tomar en cuenta las caídas de voltajes permisibles para cada tramo, como establece la norma NEC para cables en la sección 4.7.2.5. Para determinar la caída de voltaje aplicar la siguiente ecuación.

$$S = \frac{2 * 0,0178 * l * i}{\Delta V} (mm^2) \quad \text{Ecuación (35)}$$

Donde:

S : Sección mínima del cable (mm^2).

l : Longitud del cableado del tramo correspondiente (m).

ΔV : Caída de voltaje, dependiendo de cada tramo.

i : Intensidad máxima demandada por los paneles (A).

0,0178: Resistividad del material conductor ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$) a 20 °C.

La intensidad máxima en amperios está basada en la condición de tener un 25% más de corriente en cortocircuito que brindan los paneles, porque es potencialmente factible que llegue a estos casos extremos, por ende, se debe aplicar esta corriente con sus respectivos códigos de colores descritos en la sección 4.7.2.5.

Para determinar el porcentaje equivalente, aplicar la siguiente ecuación y verificar si está dentro del rango establecido descrito en la sección de cables, apartado 4.7.2.5.

$$\% = \frac{100 \% * \Delta V}{V} \quad \text{Ecuación (36)}$$

5.2.14.2. Para corriente alterna.

En corriente alterna se debe tener en cuenta los tramos para línea monofásica, para ello primero se calcula de la corriente del inversor y seguidamente la caída de voltaje.

$$i_{inv} = \frac{P_s}{V} \quad \text{Ecuación (37)}$$

Donde:

P_s : Potencia de salida AC del inversor.

V : Voltaje de la vivienda.

$$S = \frac{2 * 0,0178 * l * i_{inv} * \cos(\varphi)}{\Delta V} \quad (\text{mm}^2) \quad \text{Ecuación (38)}$$

Donde:

S : Sección del conductor.

$\cos(\varphi)$: Factor de potencia permitido (0,96).

i_{inv} : Corriente del inversor a plena potencia.

l : Longitud del cableado del tramo correspondiente (m).

ΔV : Caída de voltaje en el respectivo tramo en porcentaje (%).

5.2.15. Puesta a tierra

Es muy importante la instalación de puestas a tierra para los equipos de SFV, porque servirán de protecciones en caso de sobretensiones, cortocircuitos, garantizar la seguridad de las personas, esto estará coordinado con la Norma Ecuatoriana de construcción.

Para una instalación de tierra se debe tener en cuenta la norma NEC de energías renovables que establece puntos estratégicos como:

- El electrodo de tierra es una varilla de acero recubiertas de cobre de 16 mm o 5/8 de pulgadas de diámetro y una longitud de 1,80 m a 2 m, debe estar enterrada en el suelo completamente, unida al cable a través de una abrazadera de cobre o soldada térmicamente.
- El neutro nunca debe unirse con la tierra en el tablero de distribución.
- Se debe unir o fijar terminales bimetálicas o especiales al marco de cada panel, quienes soportan conductores de cobre o aluminio y no tendrán sulfatación alguna.

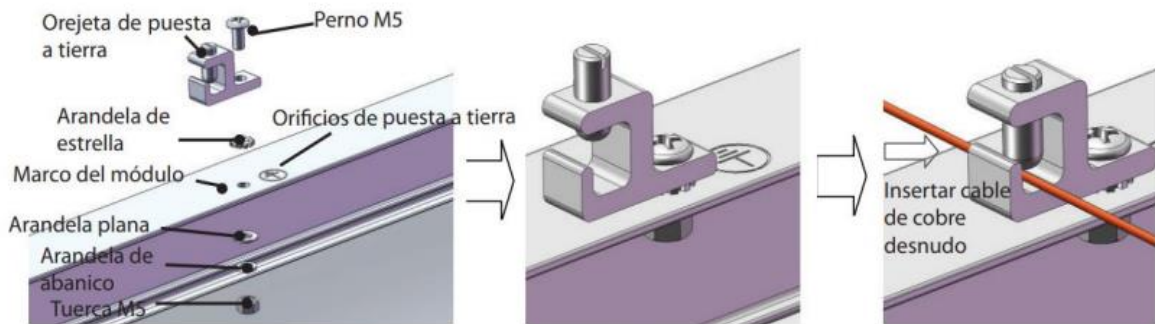


Figura 38. Instalación de terminales para tierra en paneles fotovoltaicos.

Nota. Fuente: (Suntech, n.d.)

En la siguiente tabla se observa el calibre de los conductores para tierra el color tiene que ser de color verde según la norma establecida.

Tabla 14. Tamaño de conductores de tierra.

Capacidad de protección	Tamaño nominal mm ² (AWG o kcmil)	
	Cobre	Aluminio
A		
15	2,08 (14)	---
20	3,31 (12)	---
30	5,26 (10)	---
40	5,26 (10)	---
60	5,26 (10)	---
100	8,37 (8)	13,3 (6)
200	13,3 (6)	21,2 (4)
300	21,2 (4)	33,6 (2)
400	33,6 (2)	42,4 (1)

Nota. Fuente: (MIDUVI, 2018).

5.2.16. Protecciones eléctricas

El circuito debe tener protecciones por norma, ya que de ellas depende la seguridad del SFV, con un fin de evitar incendios, fallos eléctricos, cortocircuitos y sobrecargas, con el objetivo de conservar la vida útil de todos los componentes del sistema, ayudando a tener un sistema eficaz y confiable. Se debe proteger el sistema tanto para DC y AC que por lo general están distribuidos en diferentes tableros, en la **Figura 39** se aprecia un diagrama que hace referencia a una distribución de la conexión de dichos componentes.

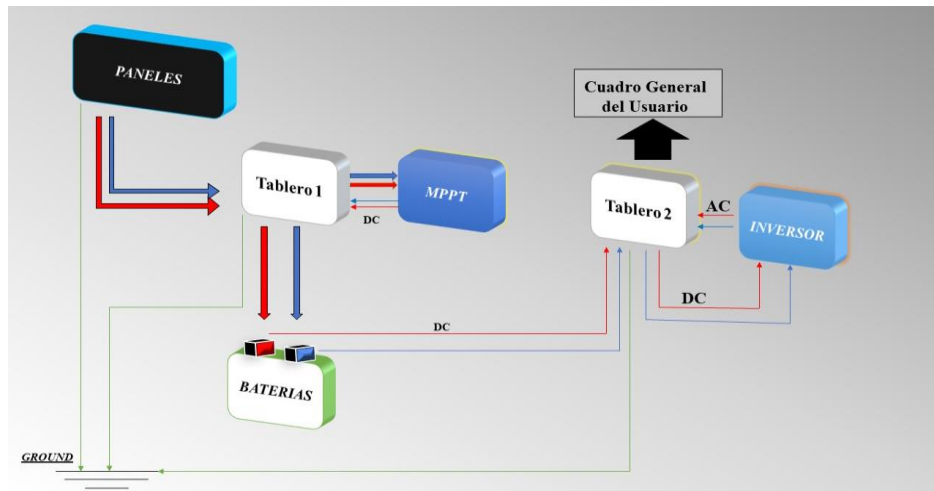


Figura 39. Diagrama de distribución para la conexión del SFV.

Nota. Fuente: Autor.

En la **Figura 40** se observa el diagrama del tablero 1 enfocado al tramo de corriente continua, que proviene directamente de los paneles fotovoltaicos, donde se debe tener los siguientes componentes en corriente continua:

- Interruptor termomagnético
- Fusibles
- Protector de sobretensiones (SPD)
- Bornera de tierra

En la **Figura 40** se puede visualizar los componentes que van dentro del tablero 1 debidamente ordenados, estas protecciones deben estar construidos para tipo riel DIN (barra metálica normalizada para el acople de elementos eléctricos).

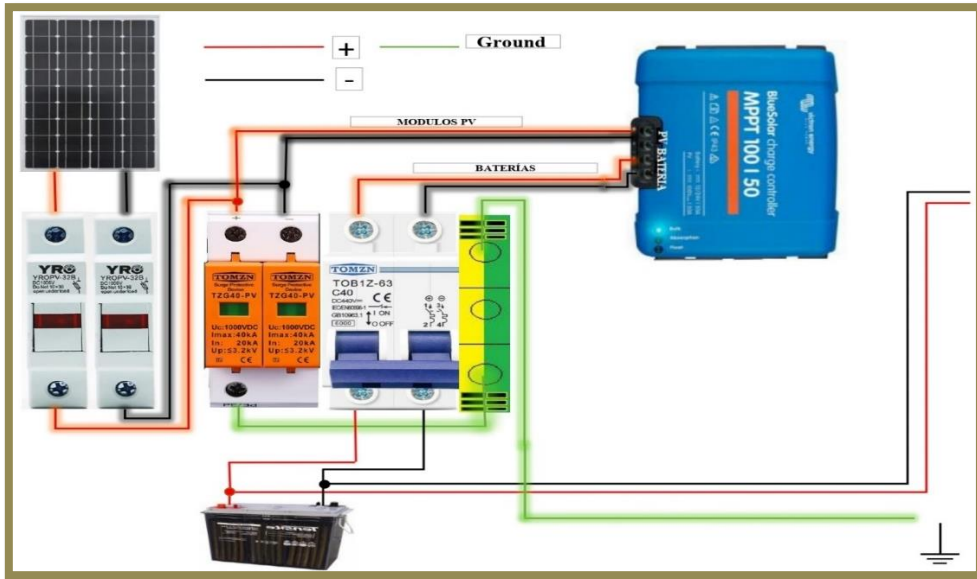


Figura 40. Diagrama del tablero 1 con sus componentes.
Nota. Fuente: Autor.

Fusibles DC: Son uno de los componentes más importantes que ayudan a proteger de sobrecargas, existen muchas variedades de fusibles, pero los utilizados en el presente sistema es de tipo cartuchos especialmente para SFV, de carácter obligatorio tener características de protección de rango completo específicamente de clase gPV, destinados a una operación rápida, con sus respectivos portafusibles. Se utilizarán para el polo positivo y negativo, el valor de la corriente del SFV debe ser menor al valor del fusible.

La norma IEC (Comisión Electrotécnica Internacional), especifica condiciones en referencia a STC para diseño y construcción de fusibles que son utilizados como protección y prevención de riesgos eléctricos de sistemas de generación fotovoltaica, norma llamada específicamente como IEC 60269-6.

Para corrientes de 1/10 A hasta 30 A con 1000 Vcc, se utilizan del tamaño de 10*38 mm esto establecido por fabricantes de los mismos. Para voltajes que van desde 32 o más hasta los 160 A y 1000 Vcc existen NH y NH1, NH2, NH3 este último que cubre hasta los 400 A, de tipo cuchilla (IEE gPV).

Para su determinación es necesario un valor arriba del 25% de la corriente de máxima potencia de todo el ramal de los paneles fotovoltaicos.

$$I_{F-p} = 1,25 * I_{mp.total} (A) \quad \text{Ecuación (39)}$$

Donde:

I_{F-p} : Intensidad del fusible que proviene del arreglo fotovoltaico.



Figura 41. Portafusibles DC PV 32 A.
Nota. Fuente: (TOMZN tienda oficial)

Interruptor termomagnético DC: Permite el paso y protección de corriente desde el regulador hasta las baterías.

$$I_{Tmg} = \frac{P_o}{V} * 1,10 \quad \text{Ecuación (40)}$$

Donde:

I_{Tmg} : Intensidad del interruptor magnetotérmico DC



Figura 42. Interruptor termomagnético.
Fuente: (TOMZN tienda oficial)

Protector de sobretensiones (SPD) DC: Permite el paso a sobretensiones a causa de descargas atmosféricas desviando miles de voltios en microsegundos evitando la destrucción de los componentes eléctricos del sistema FV, se utilizará de 2P (2 polos F+N).



Figura 43. SPD de DC.
Nota. Fuente: (TOMZN tienda oficial)

Bornera de tierra: Especialmente para desviar las sobretensiones producidas por situaciones mecánicas o naturales en el sistema tanto para los componentes como para los equipos.



Figura 44. Bornera de tierra.
Nota. Fuente: (FCM solutions)

Las conexiones desde los paneles hasta el regulador de voltaje se deben realizar con conectores MC4 PV, especiales para SFV ya que aíslan y empalman de forma segura los conductores funcionando como candado, existen macho y hembra según sea el requerimiento.



Figura 45. Conectores MC4.
Nota. Fuente: (Electro sistemas)

En la **Figura 46** se aprecia el diagrama del tablero 2 el cual muestra la conexión de las protecciones para la conversión de corriente alterna.

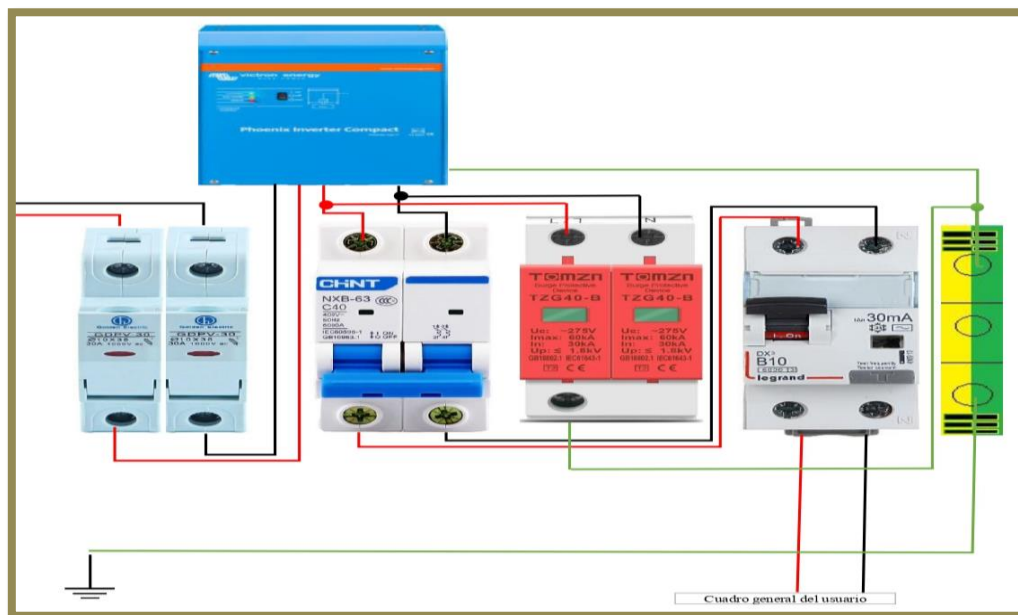


Figura 46. Diagrama del tablero 2 con sus componentes.
Nota. Fuente: (Autor)

Fusibles DC: En el diagrama de la **Figura 46** nos muestra los fusibles que protegen al circuito y sirven como interruptor de corriente continua, proveniente desde las baterías hasta el inversor.

$$I_{F-Inv} = 1,25 * I_{mp.total} (A) \quad \text{Ecuación (41)}$$

Donde:

I_{F-Inv} : Intensidad del fusible que proviene desde las baterías hasta el inversor.

Interruptor termomagnético AC: Se encarga de proteger y cortar el paso de corriente desde el inversor al cuadro general de distribución de la vivienda puede ser en forma manual o automática.

$$I_{Tmg} = \frac{P_{inversor}}{V_{\sim}} * 1,25 \quad \text{Ecuación (42)}$$

Donde:

I_{Tmg} : Intensidad del interruptor termomagnético AC.

V_{\sim} : Voltaje de corriente alterna de la vivienda.

Interruptor diferencial AC: Es un equipo que permite la conexión y desconexión del sistema cuando detecta una derivación con la tierra mayor a su sensibilidad por lo general en 30 mA, cortando el paso de forma instantánea.



Figura 47. Interruptor diferencial.

Nota. Fuente: Schneider Electric.

El sistema propuesto con cada componente eléctrico y su respectiva conexión está diseñado con el Software AutoCAD, mostrado en el **Anexo 10**. Plano del Sistema Solar Fotovoltaico Aislado.

5.2.17. Evaluación económica

En esta etapa se dará paso a la factibilidad del proyecto, en la forma en que se debe llevar a cabo de manera técnica y económica, se debe tomar en cuenta cada componente, imprevistos generales y protecciones.

La eficiencia del proyecto también tiene su valor porcentual de desgaste conforme pasa el tiempo, para ello se establece en el 0,5% anual de pérdida de eficiencia. Se toma la

producción anual del primer año y en un promedio de 25 años se devalúa la eficiencia año por año, para ello se debe obtener los datos de la producción mensual aplicando la fórmula siguiente:

Potencia mensual:

$$P = P_o * HT * BDS * D_{mes} \quad \text{Ecuación (43)}$$

Donde:

P_o : Potencia total producida por los paneles (kW)

HT : Irradiación corregida (kWh/m²*día)

BDS : Balance del sistema (Perdidas en el sistema)

D_{mes} : Días del mes

Y al final la sumatoria de todos los meses del año para la obtención del consumo total. También se toma en cuenta el aumento del consumo anual aumentado en 1%, y una inflación del costo de la energía en los próximos 25 años en un 2% anual, siendo el costo de ahorro energético anual que se llevará a cabo con la implementación del SFV, el cual paga a la empresa distribuidora, que al paso de los años tendrá una inflación en cuanto al precio establecido.

En este punto se tiene que ser muy deductivo, ya que este valor de inflación no será de manera determinada, esto dependerá de muchos factores tanto políticos como económicos a lo largo de los años donde se implementan medidas donde el costo de la energía puede subir y bajar. En el año 2000 el precio de la energía se establecía en 3,62 c\$/kWh (centavos de dólar por kilovatio-hora) para el 2009 llegó a los 8,243 c\$/kWh, teniendo una alza notoria, en el año 2017 subió a los 10,17 c\$/kWh, así llegando a la actualidad con un precio de 9,2 c\$/kWh para el 2022, en el ámbito residencial (Macías Centeno et al., 2018). Además de ello en la actualidad existen diferentes fuentes de energía; como las hidroeléctricas, las cuales permiten una alta inyección a la red de distribución ayudando a la demanda del usuario que de igual manera sin desestimar crece notoriamente y por ende más demanda energética, dejando así abierta una brecha hacia los recursos energéticos.

5.2.17.1. Cálculo del VAN y el TIR.

El uso del VAN es el valor actual neto de un proyecto el cual nos dará una viabilidad o aceptación para el mismo, mostrándonos si es rentable o no. Los flujos netos se calculan con la **Ecuación (44)** (Roberto Mete, 2014, pp. 67–85). En este punto se usa la tasa de descuento o el costo de

oportunidad, que es la rentabilidad del proyecto exigida a futuro para recuperar la inversión, se estima en un 4 a 7 % (González et al., 2020).

$$VAN = -Inv + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad \text{Ecuación (44)}$$

Donde:

F_t: Ingresos periódicos.

n: Número de periodos o años, en este caso 25.

Inv: Es el capital a invertir.

i: Tasa de descuento o costo de oportunidad.

El TIR o tasa interna de retorno se lo toma en cuenta para una toma de decisiones en cuanto a la inversión del proyecto, este valor se encarga de igualar a cero: el valor actual de los ingresos en los periodos futuros con los valores presentes de los egresos o inversión; en tal caso si este valor es 0 no se tendrá ganancias ni pérdidas, si el valor es positivo se tendrá ganancias, caso contrario si es negativo se tendrá pérdidas. Para el cálculo del mismo se utiliza la ecuación siguiente:

$$VAN = 0 = -Inv + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} \quad \text{Ecuación (45)}$$

Mediante la herramienta Excel se calculan los resultados del VAN y el TIR de la manera más rápida y precisa.

VAN	TIR
=VNA(tasa;V1:Vn)-Inv	=TIR(-Inv:Vn)

Figura 48. Comandos de Excel para el cálculo del VAN y TIR.

Nota. Fuente: (Autor)

5.2.17.2. LCOE (Levelized cost of electricity).

Costo balanceado de Energía, utilizado para comparar precios propiamente de energías generadas por diferentes fuentes renovables, este valor nos permite conocer el costo del sistema de generación energética del proyecto, a partir de la energía generada durante el proceso de vida útil y su inversión a largo plazo se obtiene el precio de la misma en \$/kWh.

$$LCOE = \frac{\text{Inversión del proyecto}}{E_{T_o}} \quad \text{Ecuación (46)}$$

Donde:

Inversión del proyecto: Costo total del proyecto presente y futuro.

E_{T_o}

: Energía producida en los 25 años de vida.

5.2.18. Emisiones de gases contaminantes

En los sistemas fotovoltaicos se presenta una gran ventaja por ser un tipo de energía limpia y sin dañar el medio ambiente evitando efectos invernaderos por el CO₂, ruidos ni uso relevante de otros tipos de recursos como combustibles o agua, otro punto muy importante es que este tipo de proyectos no causa daños a la producción agrícola, siendo removibles sin impactos ambientales incontrolables, con cero contaminación a las personas (Bayod Rujula, 2009).

Para calcular el número aproximado de las emisiones de gases que expulsan las principales plantas de generación eléctrica, nos basamos en la **Figura 49**, estos gases como el metano y carbono que al formarse con el oxígeno forman un dióxido que es liberado a la atmósfera agravando seriamente las condiciones climáticas y la salud del ser humano. Por ende, las plantas de energías renovables como las fotovoltaicas, eólicas, se están implementando en Ecuador.

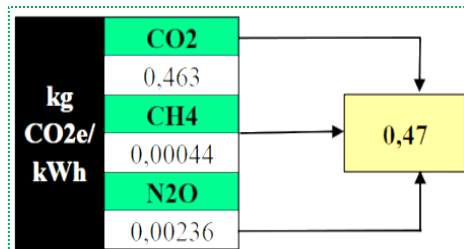


Figura 49. Conversión de gases contaminantes. Factor de gases.

Nota. Fuente: (Márquez, 2020)

Para el cálculo se debe tomar en cuenta los datos de la **Figura 49**, basado en el cálculo de (Márquez, 2020) utilizando la ecuación descrita a continuación.

$$E_{vu} = E_{T_o} * Fg * V_u * P_{ea} \quad \text{Ecuación (47)}$$

Donde:

E_{vu}: Emisiones de gases evitadas en la vida útil (kgCO₂e).

Fg: Factor de gases (kgCO₂e/kWh).

E_{T_o}

: Energía anual del sistema (kWh)

P_{ea}: 0,6 % (Pérdida de eficiencia anual de SFV).

V_u : Vida útil del sistema.

Para el cálculo de las emisiones de CO₂ se hace una relación al planteamiento de la ONU (Organización de Naciones Unidas), donde establece la reducción de emisiones de carbono en pleno siglo 21, se ven respaldados por las tecnologías de energía solar, representando la forma de generar electricidad de la manera menos contaminante. De acuerdo a “Federación Europea de la Industria Solar Térmica” 1 MWh de capacidad instalada energética solar térmica evita 600 kg CO₂ en un aproximado de vida de 25 a 30 años de la instalación, así tendremos un valor aproximado real de las emisiones de gases evitados al poner en marcha nuestro sistema.

Para convertir en Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP) y tener un equivalente de cuánto petróleo se necesitaría para producir dicha energía se procede a utilizar la siguiente ecuación.

$$TEP = E_{To} * \frac{0,22 * TEP}{MWh} * V_u * P_{ea} \quad \text{Ecuación (48)}$$

Donde:

E_{to} : Energía anual del sistema (MWh)

P_{ea} : 0,6 % (Pérdida de eficiencia anual de SFV).

V_u : Vida útil del sistema.

0,22 TEP/MWh: Dato tomado del punto 4.1.4.

5.2.19. Mantenimiento del SFV

Para el mantenimiento se debe tener en cuenta el equipo técnico necesario de seguridad como casco tipo E, botas dieléctricas, pantalones y camisa de algodón además guantes de carnaza, herramientas eléctricas: multímetro, pinzas eléctricas etc.

A continuación, se presentan las principales aplicaciones hacia un mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo en caso de ser necesario, en los principales equipos con mayor vulnerabilidad.

Módulo

No es necesario un mantenimiento a gran escala o con excelentes equipos, esto basta con un mantenimiento mínimo.

- Verificar su estructura no tenga cambios en su inclinación o deterioro
- Limpiar en caso de polvo o piedras en el vidrio de cada panel con agua y una tela suave evitando rayones.

- Siempre tenerlo libre al 100% de sombras u objetos que interrumpan el trabajo eficiente del panel.
- Revisar de manera cautelosa las conexiones en el cableado eléctrico, de tal manera que se evidencie que todos están conectados correctamente.
- Mediante el uso de herramientas como multímetro medir corrientes y voltajes, midiendo los límites establecidos en los cálculos, evitando así arcos eléctricos.

Controlador

- Revisión de las protecciones como fusibles y cambiar si es necesario
- Verificar el ajuste de las conexiones y uniones en las baterías, paneles y cargas si es necesario.
- Verificar su conexión a tierra en caso de contenerla

Baterías

- Recargar si las baterías contienen electrolito para su funcionamiento
- Medición del voltaje este dentro de los rangos establecidos.
- En caso de presencia de sulfato en los bornes limpiar con agua y cepillo de cerdas.

6. Resultados

6.1. Cálculo de la demanda eléctrica

La demanda eléctrica arroja valores tomados de la empresa “EERSSA”, distribuidora de electricidad, distribuidos en cada mes empezando desde mayo del año 2020 hasta agosto del 2021, en la siguiente tabla se especifican dichos valores, además se realizó un plano eléctrico de la vivienda en donde presenta los diferentes puntos de conexión e iluminación mostrados en el **Anexo 11**.

Tabla 15. Datos obtenidos de la empresa eléctrica EERSSA.

Año-2020		Año-2021	
Mes	kWh/mes	Mes	kWh/mes
Enero	39	Enero	78
Febrero	27	Febrero	76
Marzo	26	Marzo	67
Abril	28	Abril	70
Mayo	79	Mayo	75
Junio	65	Junio	79
Julio	59	Julio	71
Agosto	79	Agosto	62
Septiembre	80		
Octubre	62		
Noviembre	68		
Diciembre	67		

Nota. Fuente: Obtenido de la EERSSA, editado por Autor.

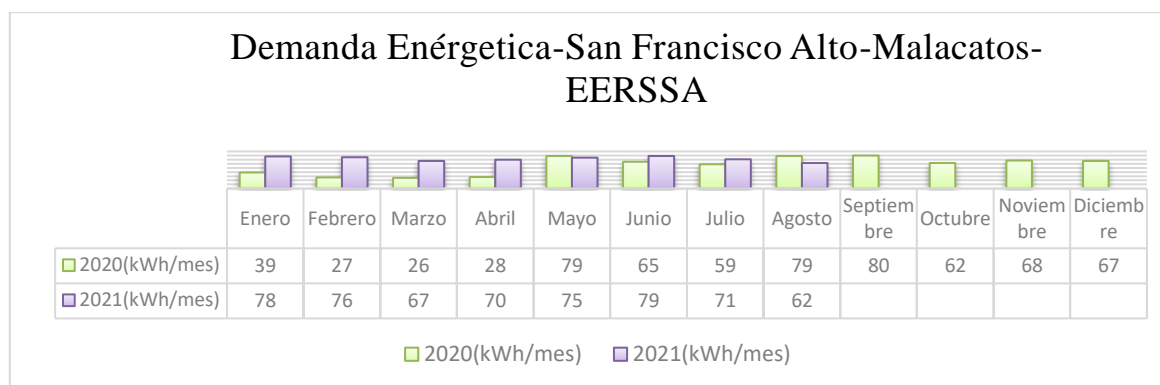


Figura 50. Gráfica del consumo para el año 2020-2021

Nota. Fuente: (Autor)

En la **Figura 50** está la demanda energética gráficamente, de tal manera que se demuestre de una forma fácil y lógica, la visualización e interpretación de la misma. El valor máximo del consumo mensual durante 16 meses o 1,33 años es el siguiente:

Tabla 16. Mes de mayor consumo.

Promedio (kWh/mes)
80,00

Nota. Fuente: (Autor)

Conversión de kWh/mes a kWh/día con ayuda de la **Ecuación (6)**, esto con el fin de tener la demanda clara y directa para la producción solar diaria.

$$C_{total} = \frac{80 \text{ kWh}}{\text{mes}} = \frac{80 \text{ kWh}}{\text{mes}} * \frac{1000 \text{ Wh}}{1 \text{ kWh}} * \frac{1 \text{ mes}}{31 \text{ días}} = \frac{2581 \text{ Wh}}{\text{día}}$$

6.2. Geografía de la zona de estudio

La vivienda de estudio está ubicada en la parroquia Malacatos, barrio San Francisco Alto, perteneciente al cantón Loja, posee un clima subtropical seco, y cuenta con 65 m² de construcción aproximadamente. Mediante la página del Municipio de Malacatos y Google Earth se reunieron los datos mostrados a continuación.

Tabla 17. Ubicación de la vivienda.

Datos Generales y Geográficos	
Provincia	Loja
Parroquia	Malacatos
Barrio	San Francisco Alto
Altura	1910 msnm
Latitud	4°11'9''-Sur
Longitud	79°14'30''-Oeste
Clima	Subtropical-Seco
Temperatura	20° C (promedio)

Nota. Fuente: (<https://www.loja.gob.ec/contenido/malacatos>)



Figura 51. Ubicación de la vivienda-San Francisco Alto
Nota. Fuente: (Google Earth)

6.3. Estudio solar: Recorrido del sol

Con ayuda del Software REVIT-2020, se tiene un estudio acorde a la realidad del sistema solar con la ubicación real utilizando la latitud y longitud de la vivienda. En la **Figura 52** se tiene un estudio basado en el solsticio de invierno (diciembre), esto nos da a conocer el impacto directo que tiene la irradiación en el lugar exacto donde se instalarán los paneles solares.

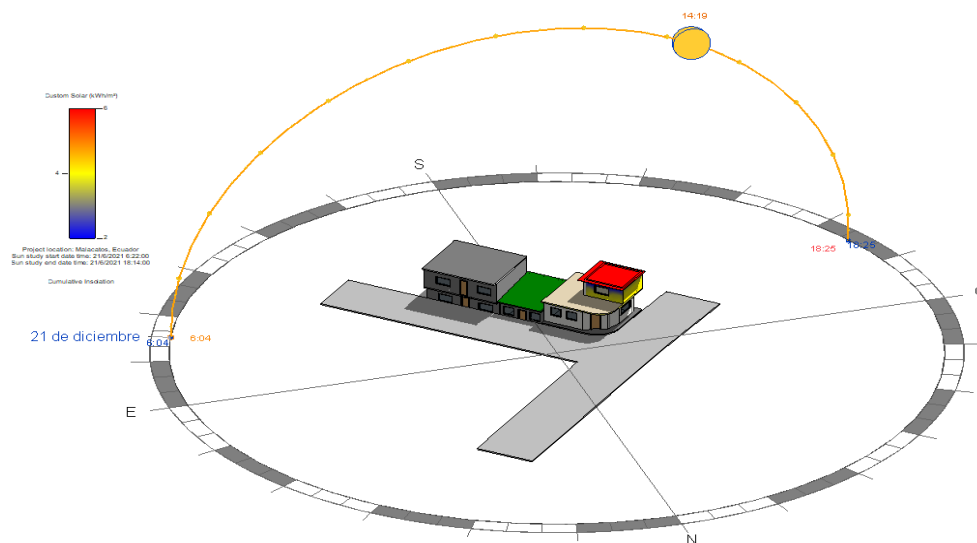


Figura 52. Proyección del sol en el solsticio invierno.
Nota. Fuente: (Autor)

En la **Figura 53** podemos observar la inclinación del sol y el efecto que mantiene sobre el tejado donde se colocarán los paneles solares: a las 14:19 pm hora en donde se obtiene mayor beneficio de parte de las radiaciones solares desde una vista con perspectiva noroeste, además muestra una irradiación medida entre 5 y 6 kWh/m². Además, muestra que el sistema a instalarse estaría libre de sombras en las horas pico de radiación solar.

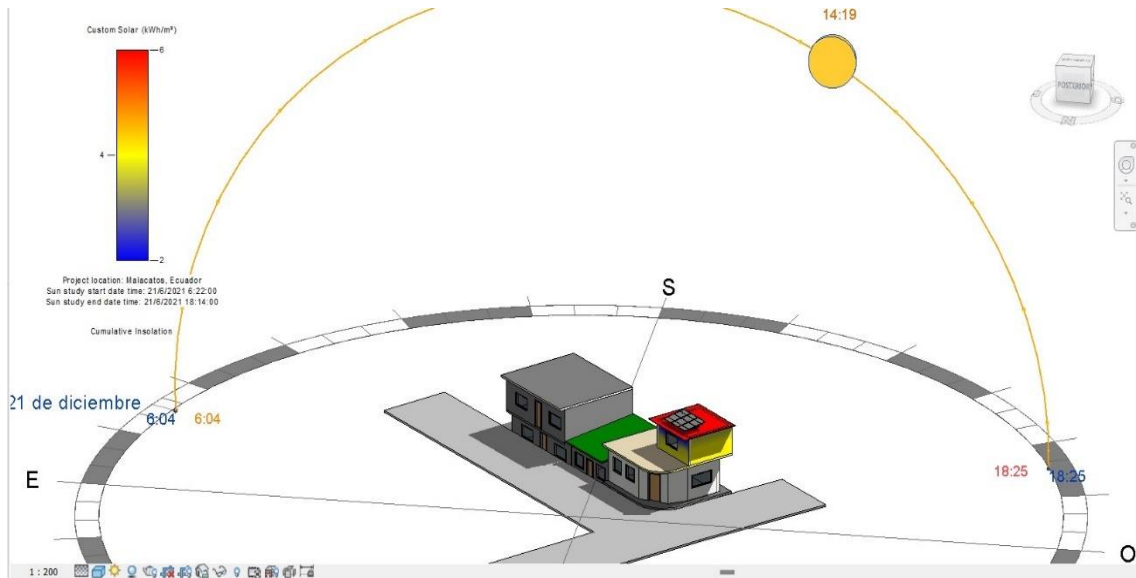


Figura 53. Inclinación del sol a las 14:19, vista noroeste.
Nota. Fuente: (Autor)

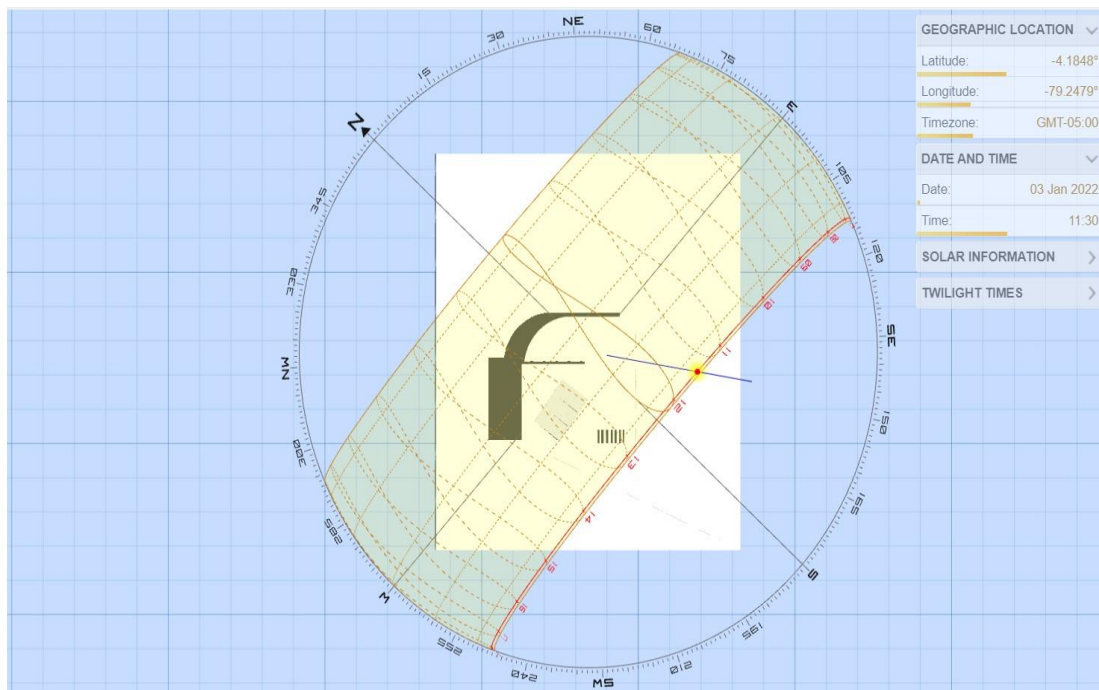


Figura 54: Recorrido del Sol en todo el año con respecto a la vivienda (Vista Superior).
Nota. Fuente: (Autor)

En el estudio solar también podemos interactuar con el recorrido solar a lo largo de todo el año esto demostrado en la **Figura 54** y **Figura 55**, que muestran el recorrido solar en todos los meses del año ejemplificando así la posición de los paneles fotovoltaicos con respecto al sol, en la **Figura 54** se observa que empieza su recorrido en Enero desde el sur hacia el norte desplazándose con un aproximado de 40 grados terminando su recorrido en Junio para volver a la misma posición en Diciembre y comenzar nuevamente el ciclo.

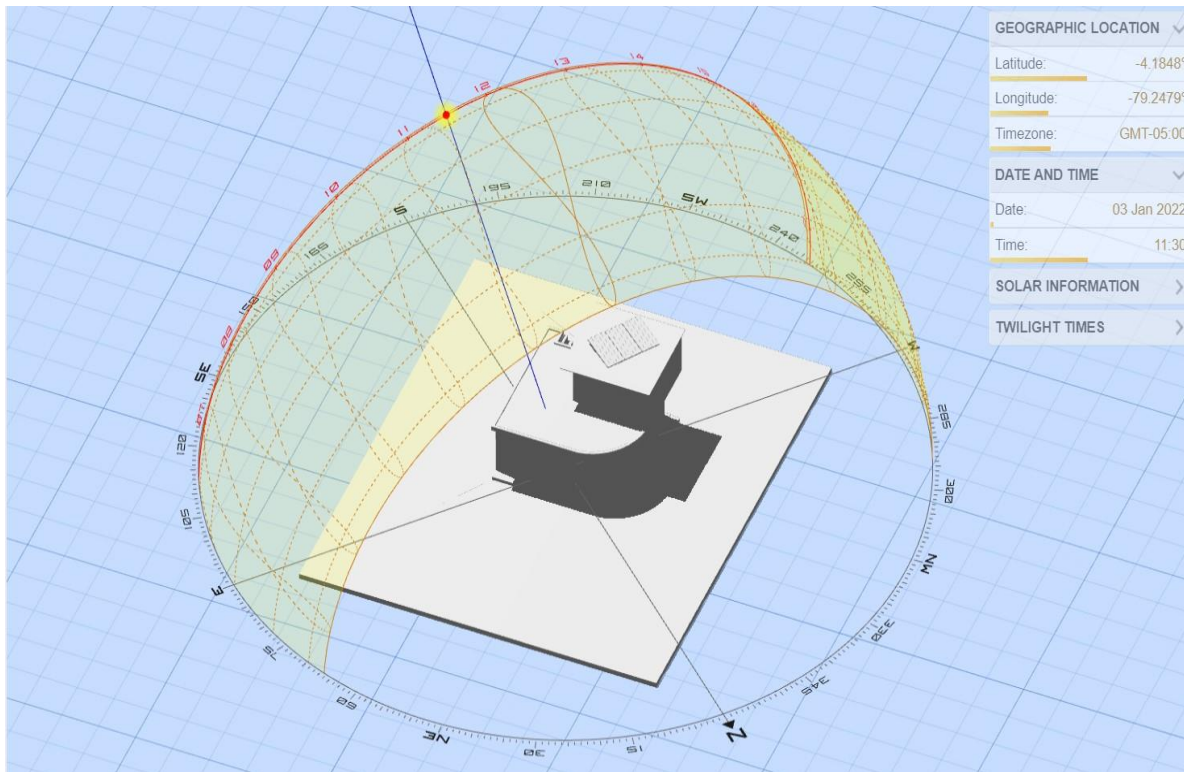


Figura 55: Recorrido del Sol en todo el año con respecto a la vivienda (Vista en Perspectiva Norte).
 Nota. Fuente: (Autor)

La **Figura 55** describe desde una vista en perspectiva norte a la vivienda en formato 3D, la simulación de la proyección solar a las 11:30 am, se aprecia las sombras del recorrido en el mes de enero, además se ejemplifica la instalación de los paneles solares ubicados en la parte superior de la vivienda en el techo del piso dos en donde no se interfieren con ninguna sombra.

6.4. Orientación de paneles

La orientación está dada en la por la Ecuación (7), demostrando que el ángulo de inclinación está dentro del rango establecido en la norma NEC.

Datos:

$$\phi: -4^{\circ}$$

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * |-4| = 6,46^{\circ}$$

El ángulo de inclinación es 6,46°, por ende, se establece a 10° de inclinación, para un mejor manejo en cuanto a limpieza del panel. Con una inclinación hacia el norte siempre cuando se tenga una posición estática en los paneles fotovoltaicos.

6.5. Irradiaciones promedio mensual

Para obtener los datos de la irradiación nos ayudamos del software PvSyst, el cual mediante la latitud y longitud nos brinda los datos en kWh/m² al día, a continuación, se designa la tabla para cada uno de los meses del año.

Tabla 18. Irradiación promedio mensual, San Francisco Alto-Malacatos.

Mes	Irradiación kWh/m ² * día
Enero	5,01
Febrero	4,85
Marzo	5,23
Abril	4,98
Mayo	5
Junio	5,18
Julio	5,44
Agosto	5,97
Septiembre	6,21
Octubre	6,04
Noviembre	6,11
Diciembre	5,48
Anual	5,46

Nota. Fuente: (PvSyst, datos de la NASA)

Para tener un mejor enfoque en cuanto a los meses de mayor o menor radiación solar se ejemplifica con la figura siguiente la cual tiene un esquema más detallado el cual nos permite entender cuál es el mes con una irradiancia menor, este siendo en febrero con un valor de 4,85 kWh/m²* día.

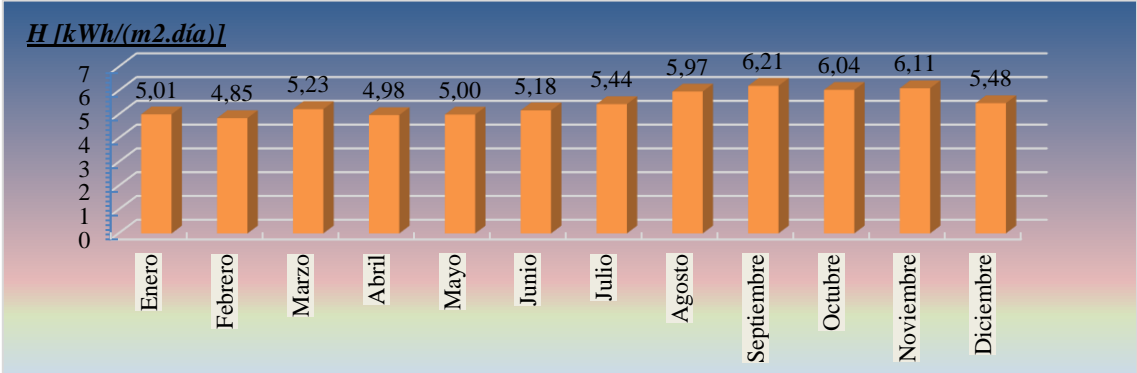


Figura 56. Barras de datos de Irradiación anual.

Nota. Fuente: (Autor, basados en la tabla 14)

6.6. Irradiación corregida

Con la irradiación ya designada en la Tabla 18 y con la ayuda de la Tabla 8 se elige el factor K, se aplica la **Ecuación (8)**, la cual nos permite tener una irradiancia corregida más adecuada para el cálculo.

$$HT = 0,94 * 5,01 = 4,709 \frac{kWh}{m^2 * día}$$

Se debe aplicar para cada mes, con su respectivo factor de corrección K, a continuación, se presenta de la manera más clara el resultado de la irradiación corregida.

Tabla 19. Datos a partir de la irradiación corregida.

Mes	H (kWh/m ²)	k (10°)	HT (kWh/m ² *día)
ENERO	5,01	0,94	4,71
FEBRERO	4,85	0,96	4,66
MARZO	5,23	1,00	5,23
ABRIL	4,98	1,03	5,13
MAYO	5	1,05	5,25
JUNIO	5,18	1,05	5,44
JULIO	5,44	1,04	5,66
AGOSTO	5,97	1,02	6,09
SEPTIEMBRE	6,21	1,00	6,21
OCTUBRE	6,04	0,96	5,80
NOVIEMBRE	6,11	0,94	5,74
DICIEMBRE	5,48	0,93	5,10

Nota. Fuente: (Autor)

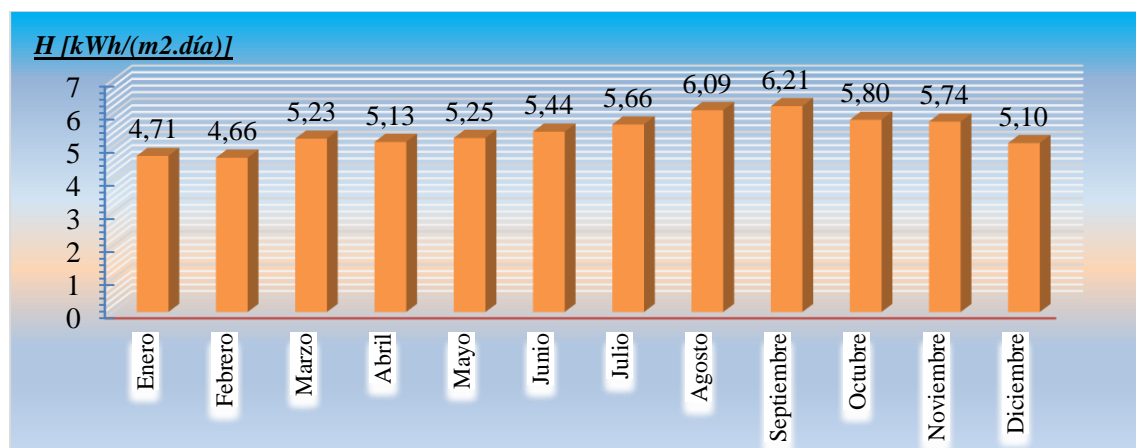


Figura 57. Barras de datos de Irradiación anual corregida.

Nota. Fuente: (Autor, basados en la tabla 18)

6.7. Relación entre Consumo y Radiación

Mediante la **Ecuación (12)**, se obtiene el valor de C/R, estos valores deben establecerse para cada mes del año, con su respectiva radiación corregida y carga total.

$$\frac{C}{R} = \frac{2581 \frac{Wh}{día}}{4,709 \frac{kWh}{m^2 * día}} = 548 Wp$$

Este valor pertenece al mes de enero y de igual manera se realizará para todos los meses, cuyos datos están presentes en la siguiente tabla.

Tabla 20. Datos de Consumo/Radiación.

Mes	Consumo Total (Wh/día)	HT (kWh/m ² *día)	Consumo/Radiación
Enero	2581	4,709	548
Febrero	2581	4,656	554
Marzo	2581	5,230	493
Abril	2581	5,129	503
Mayo	2581	5,250	492
Junio	2581	5,439	474
Julio	2581	5,658	456
Agosto	2581	6,089	424
Septiembre	2581	6,210	416
Octubre	2581	5,798	445
Noviembre	2581	5,743	449
Diciembre	2581	5,096	506

Nota. Fuente: (Autor)

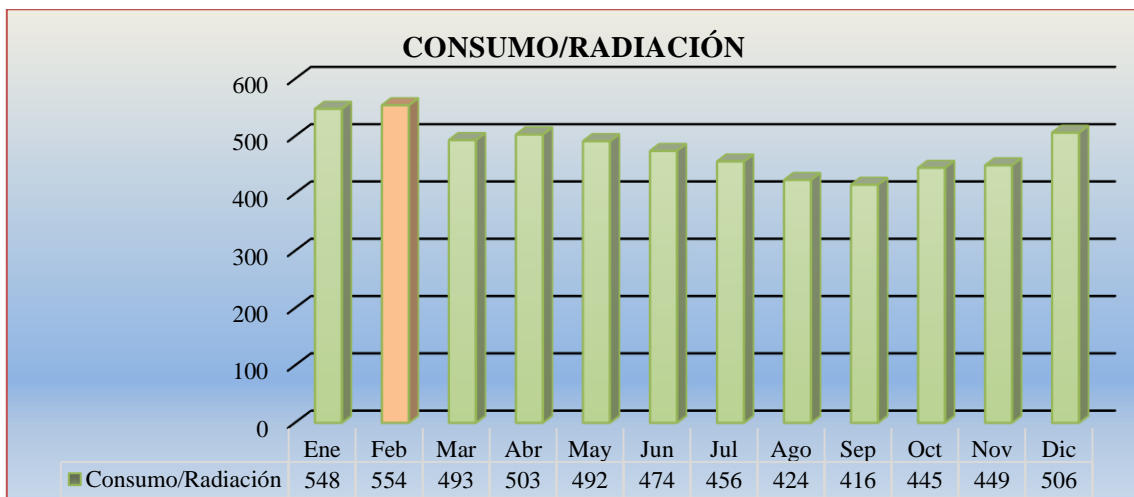


Figura 58. Consumo/Radiación.

Nota. Fuente: (Autor)

Se establece con los datos obtenidos, que el mes de mayor valor viene siendo dado por el mes de febrero, el cual demuestra que es el mes de menor radiación solar, lo cual queda indicado para los cálculos de los paneles fotovoltaicos.

6.8. Cálculo de paneles solares fotovoltaicos

Tener en cuenta las características del panel solar, como la potencia, voltaje e intensidad y su eficiencia, ver especificaciones en la Tabla 11 y las características de construcción del panel seleccionado, en el **Anexo 1**.

El P_r se refiere a las pérdidas en cada componente por ello se toma los valores de la Tabla 10 y se aplica en la **Ecuación (13)**

$$P_r = 0,85 * 0,98 * 0,95 * 0,9 = 0,712$$

Aplicando la **Ecuación (14)**, se obtiene la cantidad total de paneles:

$$N_p = 1,15 * \frac{(554 \text{ Wp})}{0,712} = 2,67 = 3 \text{ paneles}$$

6.8.1. Potencia total

Este dato es imprescindible porque nos demuestra la potencia total que se estará entregando por parte de los paneles fotovoltaicos, aplicaremos la **Ecuación (15)**.

$$P_T = 335 \text{ Wp} * 3 = 1005 \text{ (W}_p\text{)}$$

6.8.2. Área de instalación

Se toman los datos del panel establecidos en la Tabla 12, para calcular el área necesaria que requerirá en su instalación.

$$A_T = 3 * 1,971 \text{ m}^2 = 5,91 \text{ (m}^2\text{)}$$

6.8.3. La potencia nominal

Debe ser expresada en kWp, calculada mediante la Ecuación (17).

$$P_o = \frac{1005 \text{ W}_p}{1000 \frac{\text{Wp}}{\text{kWp}}} = 1,005 \text{ kW}_p$$

6.9. Dimensionamiento de baterías

Cálculo de las baterías, se lo realiza a través de la **Ecuación (18)**, en el anexo 1 se encuentra todos rangos de voltajes, corrientes y características de construcción de la batería seleccionada.

$$Q_{acum} = \frac{(110 \% * 2581 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{día}}\right) * 3 \text{ día})}{(24 \text{ V} * 60 \%)} = 591,48 \text{ Ah}$$

Para establecer el número de baterías, se debe tomar en cuenta el amperaje a cumplir y el voltaje de diseño, en este caso se trabajará con 24 V como ya se explicó en el apartado de métodos de dimensionamiento de baterías sección 5.2.11.

Se utiliza la **Ecuación (19)** y **Ecuación (20)** para distribuir en serie y paralelo respectivamente, tomando datos de la **Tabla 13**.

$$B_{paralelo} = \frac{591,48 Ah}{600 Ah} = 0,986 \cong 1$$

$$B_{serie} = \frac{24 V}{6 V} = 4$$

Se tiene un total de 4 baterías distribuidas en serie, porque se tiene que conseguir un voltaje de 24 V.

6.10. Cálculo del regulador MPPT

Las temperaturas de trabajo son:

- Tmin: -5°C
- Tmax: 60°C

El voltaje en circuito abierto del panel se toma de la Tabla 11, y se aplica las ecuaciones para determinar el voltaje máximo y mínimo del arreglo fotovoltaico, para ello se desglosa en los siguientes puntos:

- Como primera instancia se calcula la diferencia de temperaturas para una mínima y máxima, con ayuda de la **Ecuación (25)** y **Ecuación (26)** respectivamente.

$$\Delta_{T.min} = 25^{\circ}\text{C} - (-5^{\circ}\text{C}) = 30^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta_{T.max} = 25^{\circ}\text{C} - 60^{\circ}\text{C} = -35^{\circ}\text{C}$$

- A continuación, se determina el porcentaje con cada diferencia de temperatura, aplicando la **Ecuación (23)** y **Ecuación (24)**.

$$\%_{min} = -0,31 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} * 30^{\circ}\text{C} = -9,3\%$$

$$\%_{max} = -0,31 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} * -35^{\circ}\text{C} = 10,85\%$$

- Finalmente se aplica la **Ecuación (21)** y **Ecuación (22)**.

$$V_{co.T.min} = \left(47,12 V - 9\% * \frac{47,12 V}{100 \%} \right) = 50,38 V$$

$$V_{co.T.max} = \left(V_{oc} - \%_{max} * \frac{V_{oc}}{100 \%} \right) = 41,1 V$$

Voltaje máximo y mínimo:

$$V_{co.min} = 41,1 V$$

$$V_{co.max} = 50,38 V$$

En la selección del regulador del voltaje, esté deberá soportar un máximo de: 50,38 V.

6.10.1. Corriente del regulador

La corriente del regulador es calculada por la **Ecuación (32)**.

$$I_{total} = 8,82 A * 3 * 25\% = 33 A$$

Por ende, la corriente a soportar por parte del regulador es de: 33 A, en el anexo 1 se puede visualizar la tabla de datos del regulador de voltaje.

Condiciones:

El regulador presenta los siguientes valores de corriente y voltaje establecidos en la siguiente tabla.

Tabla 21. Datos del regulador MPPT.

Regulador		
Victron Energy Smart Solar MPPT		
100/30 (12/24V-30^a)		
	Valor	Unidad
Tensión de batería	24	V
In	30	A
PFV-24V	880	W
V _{oc} -FV (máximo)	100	V
I _{sc} -FV (máxima)	35	A
Eficiencia	98	%

Nota. Fuente: (Victron Energy)

Obedeciendo a las normas o condiciones ya expuestas para la elección del regulador MPPT, vea sección 5.2.12.1, se afirma la elección del regulador el cual soportara los valores de corriente y voltaje que demandan los paneles solares:

$$\checkmark \quad 50,38 V \leq 100 V$$

$$\checkmark \quad 33 A \leq 35 A$$

6.11. Cálculo del inversor

La Potencia del inversor será aumentada en un 15 % se representa con la **Ecuación (33)**.

$$P_{inversor} = 1005 \text{ W} * 1,15 = 1155,75 \text{ Wp}$$

El voltaje establecido del sistema es de 24 V-DC de entrada y salida en AC a 120 V. El factor de dimensionamiento por parte del inversor es calculado por la **Ecuación (34)**, para ello se debe establecer los datos del inversor expuestos en el **Anexo 4**.

$$F_{dimensionamiento} = \frac{1200 \text{ W}}{1155,75 \text{ W}} * 100 = 3,83\%$$

6.12. Cableado

Para el tramo desde los paneles hasta el regulador MPPT debe ser específicamente para conexión solar fotovoltaica, por lo que se implementa cable H1Z2Z2-K de 6mm², para ello se aplicará la **Ecuación (35)** para sacar la caída de voltaje.

6.12.1. Paneles-Regulador

Posee una distancia de 5 m desde los paneles solares hasta el regulador de voltaje.

$$\Delta V = \frac{2 * 0,0178 \frac{\Omega * mm^2}{m} * 5 \text{ m} * 33 \text{ A}}{6 \text{ mm}^2} = 0,98 \text{ V}$$

Determinación en porcentaje con la **Ecuación (36)**.

$$\% = \frac{100 \% * 0,98 \text{ V}}{51,36 \text{ V}} = 1,95 \%$$

En los rangos establecidos sección **4.7.2.5** establece que no debe superar el 3% y efectivamente se tiene un valor menor, con 1,95% estando dentro del rango: $1,95\% \leq 3\%$.

6.12.2. Regulador-Baterías

Incorporar un cable de sección 35 mm²:

- L: 1,5 m

$$\Delta V = \frac{2 * 0,0178 \frac{\Omega * mm^2}{m} * 2 \text{ m} * 33,71 \text{ A}}{35 \text{ mm}^2} = 0,051 \text{ V}$$

$$\% = \frac{100 \% * 0,069 \text{ V}}{24 \text{ V}} = 0,21 \%$$

En la sección de baterías no debe superar el 1% por lo que está dentro del rango: $0,21\% \leq 1\%$.

6.12.3. Baterías-Inversor AC

Incorporar un cable de sección 35 mm²:

- L: 2 m

$$\Delta V = \frac{2 * 0,0178 \frac{\Omega * mm^2}{m} * 2 m * 33 A}{35 mm^2} = 0,17 V$$

$$\% = \frac{100 \% * 0,051 V}{24 V} = 0,71 \%$$

En la sección de baterías no debe superar el 1% por lo que está dentro del rango: 0,71% ≤ 3%.

6.12.4. Inversor AC-Cuadro general de distribución

Con ayuda de la **Ecuación (37)** y **Ecuación (38)** se establece lo siguiente en cuanto a carga de corriente alterna, desde el inversor hasta el cuadro general de cargas de la vivienda:

- L: 8 m

$$i_{inv} = \frac{1200 W}{120 V} = 10 A$$

$$\Delta V = \frac{2 * 0,0178 \frac{\Omega * mm^2}{m} * 8 m * 10 A * 0,96}{6 mm^2} = 0,521 V$$

$$\% = \frac{100 \% * 0,76 V}{120 V} = 0,43\%$$

En el presente tramo de corriente alterna tiene una caída de voltaje de 0,43% estando dentro del rango establecido: 0,43 % ≤ 3 %.

6.12.5. Puesta a tierra

Se determinó los siguientes elementos conforme lo planteado en la metodología.

- Varilla 16 mm de diámetro de 1,80 m de largo.
- Cable 10 AWG; 5,26 mm² de sección.

6.13. Producción de energía

Se toma en cuenta las pérdidas y se suma la producción anual, contando cada mes con la **Ecuación (43)**.

Tabla 22. Energía producida anualmente.

Mes	Po kW	HT	BOS	Días	Po (Total) kWh/mes
Enero	1,005	4,7094	0,712	31	104,466
Febrero	1,005	4,656	0,712	28	93,286
Marzo	1,005	5,23	0,712	31	116,014
Abril	1,005	5,1294	0,712	30	110,112

Mayo	1,005	5,25	0,712	31	116,457
Junio	1,005	5,439	0,712	30	116,758
Julio	1,005	5,6576	0,712	31	125,499
Agosto	1,005	6,0894	0,712	31	135,077
Septiembre	1,005	6,21	0,712	30	133,309
Octubre	1,005	5,7984	0,712	31	128,622
Noviembre	1,005	5,7434	0,712	30	123,292
Diciembre	1,005	5,0964	0,712	31	113,050
Potencia total kWh/año					1415,942

Nota. Fuente: (Autor)

6.14. Factor de planta

$$Fp = \frac{1415,942}{1,005 * 8760} * 100\% = 16,1\%$$

6.15. Protecciones eléctricas

Las protecciones eléctricas van acorde a cada tramo del sistema con su respectivo cálculo mostrado en el punto 5.2.16, sobre protecciones eléctricas, para ello se describe en la **Tabla 23** el producto que evitará riesgos eléctricos dentro del Sistema Fotovoltaico.

Tabla 23. Protecciones Eléctricas.

N°	Producto	Descripción
1	SPD	DPS Protector de sobretensiones 1000 VDC-SHNAI-SNC-40
2	SPD	Apm40ka 150V 120V Dispositivo de protección contra sobretensiones.
3	Fusible	PV-40ANH1-1000Vcc-#2
4	Interruptor termomagnético	5SL3250-7MB-50A-6kA-2Polos
5	Fusible	PV-50ANH1-1000Vcc-#2
6	Caja	Caja sobrepuesta-#2
7	Diferencial	NL1-2-25-30AC 2 25 A 30 mA
8	Interruptor termomagnético	NXB-63 2P 20A 6KA-2Polos

Nota. Fuente: (Autor)

6.16. Evaluación Económica

Se tiene que especificar todos los materiales y equipos incluyendo imprevistos de manera referencial, a continuación, se presentan los costes de los equipos principales de la instalación SFV-A.

Tabla 24. Equipos principales de la instalación fotovoltaica.

N°	Producto	Descripción	Cantidad	Costo unidad (\$)	Costo Total (\$)
1	Panel FV	JKM335PP-72H-V Panel Solar Fotovoltaico Poly Jinko Solar Eagle 72 celdas Media Celda 335Wp	3	\$165,38	\$496,14
2	Batería	Ultracell UZV600-6V(6v- 600Ah) C120	4	\$586,21	\$2.344,84
3	Regulador	Victron Energy SmartSolar MPPT 100/30 (12/24V)	1	\$302,40	\$ 302,40
4	Protecciones, seccionamientos y cableado. Cable H1Z2Z2-K de 6mm ² , 35mm ² Cable AWG 12		1	\$274,62	\$ 274,62
5	Imprevistos			\$100,00	\$ 100,00
6	Inversor	MUST Solar EP30-1524LV Series Low Frequency Power Inverter	1	\$350,00	\$ 350,00
Total					\$3.868,00

Nota. Fuente: (Autor)

En la tabla a continuación se establecen los valores de sustitución de equipos, los cuales hacen que la línea de recuperación de inversión tienda a bajar, con su respectiva inflación y degradación de valores a un futuro.

Tabla 25. Factores para la evaluación económica del SFV.

Precio del kWh	\$	0,092
Pérdida de eficiencia anual	%	0,50
Tasa de descuento o costo de oportunidades.	%	4,00
Tarifa de Inflación de la energía	%	2,00

Nota. Fuente: Autor

6.16.1. Producción de energía anualmente

Se tiene en cuenta lo planteado en el punto de evaluación económica, donde se ve el desgaste del 0,5% visto en la tabla de sistema cada año en un tiempo de 25 años, haciendo uso de la **Ecuación (43)**.

Tabla 26. Potencia total producida en el primer año.

Mes	Po (kW)	HSP	BDS	Días	Po (Total) kWh/mes
Enero	1,005	4,71	0,712	31	104,47
Febrero	1,005	4,66	0,712	28	93,29
Marzo	1,005	5,23	0,712	31	116,01
Abril	1,005	5,13	0,712	30	110,11
Mayo	1,005	5,25	0,712	31	116,46
Junio	1,005	5,44	0,712	30	116,76
Julio	1,005	5,66	0,712	31	125,50
Agosto	1,005	6,09	0,712	31	135,08
Septiembre	1,005	6,21	0,712	30	133,31
Octubre	1,005	5,80	0,712	31	128,62
Noviembre	1,005	5,74	0,712	30	123,29
Diciembre	1,005	5,10	0,712	31	113,05
Energía producida total (kWh/año)					1415,94

Nota. Fuente: (Autor)

Tabla 27. Pérdidas de potencia en cada año.

Año	kWh/año	Año	kWh/año
1	1415,94	14	1326,62
2	1408,86	15	1319,98
3	1401,82	16	1313,38
4	1394,81	17	1306,82
5	1387,84	18	1300,28
6	1380,90	19	1293,78
7	1373,99	20	1287,31
8	1367,12	21	1280,88
9	1360,29	22	1274,47
10	1353,48	23	1268,10
11	1346,72	24	1261,76
12	1339,98	25	1255,45
13	1333,28		

Nota. Fuente: (Autor)

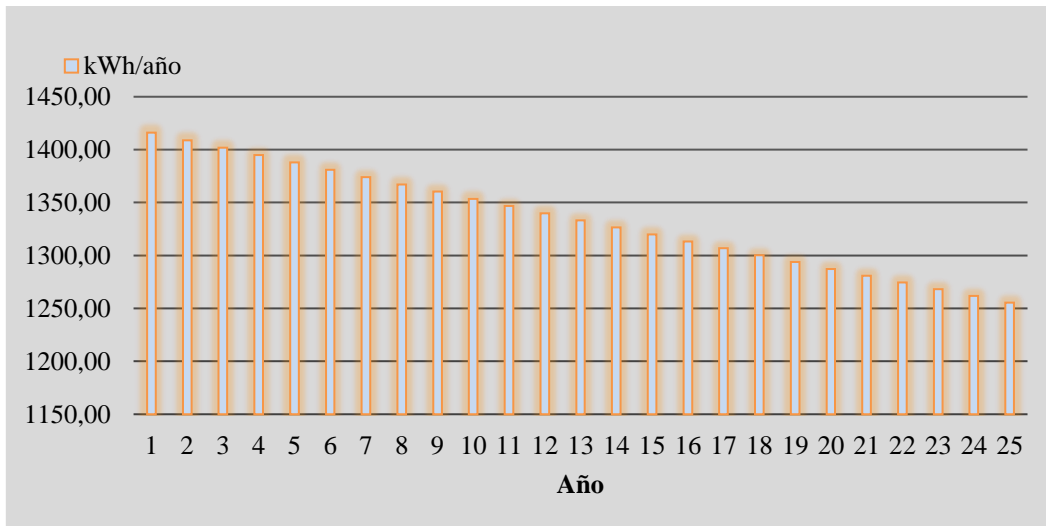


Figura 59. Pérdidas de producción energética anual, acorde a la tabla 26.
 Notas. Fuente: (Autor)

6.16.2. Inflación de la energía

Proyección del costo de la energía anual con una inflación del 2%, partiendo en un precio ya mencionado en el punto 5.2.17 evaluación económica.

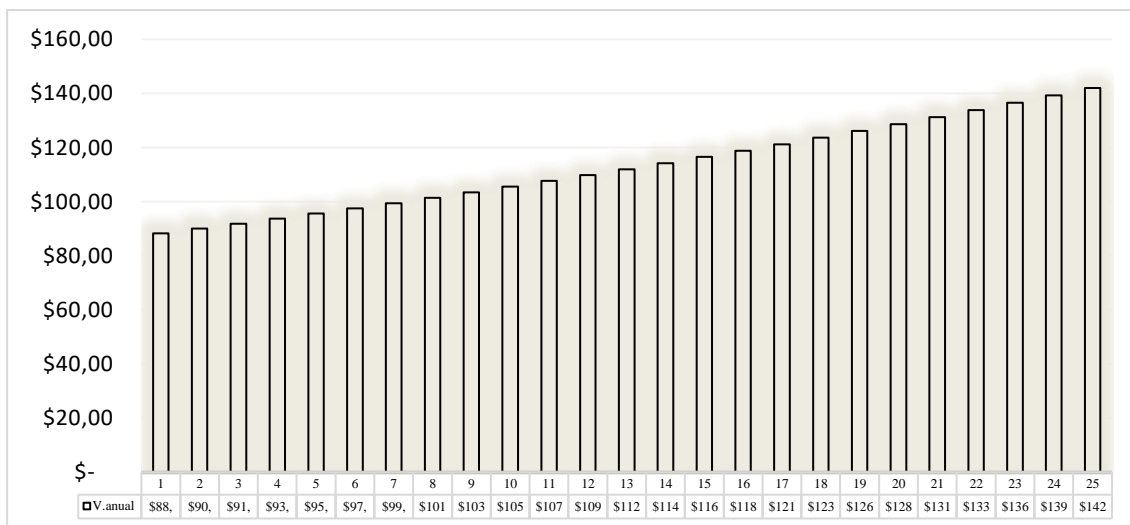


Figura 60. Proyección del costo de la energía en 25 años.
 Notas. Fuente: (Autor)

6.16.3. VAN, TIR, LCOE

Tasa de descuento o costo de oportunidad establecida en un 4%, estos valores se los resolvió con ayuda del software Excel.

En la gráfica siguiente se tiene el flujo de inversión y retornos anual del proyecto fotovoltaico el cual nos da una referencia del costo actual y proyectado a largo plazo. Al cabo de 8 a 10 años se tendrá que reemplazar los baterías, sin desestimar a los sistemas de control y el inversor, por ello se toma en cuenta un valor estándar de mantenimiento y sustitución,

tomando en cuenta la devaluación de dichos equipos a largo plazo, con una la tasa de descuento anual planteada anteriormente.

Inversión del sistema a los 10 años:

- Mantenimiento: 100 \$
- Sustitución de equipos: 1765,96 \$

Sistema de flujos de inversión y retornos proyectado a 25 años

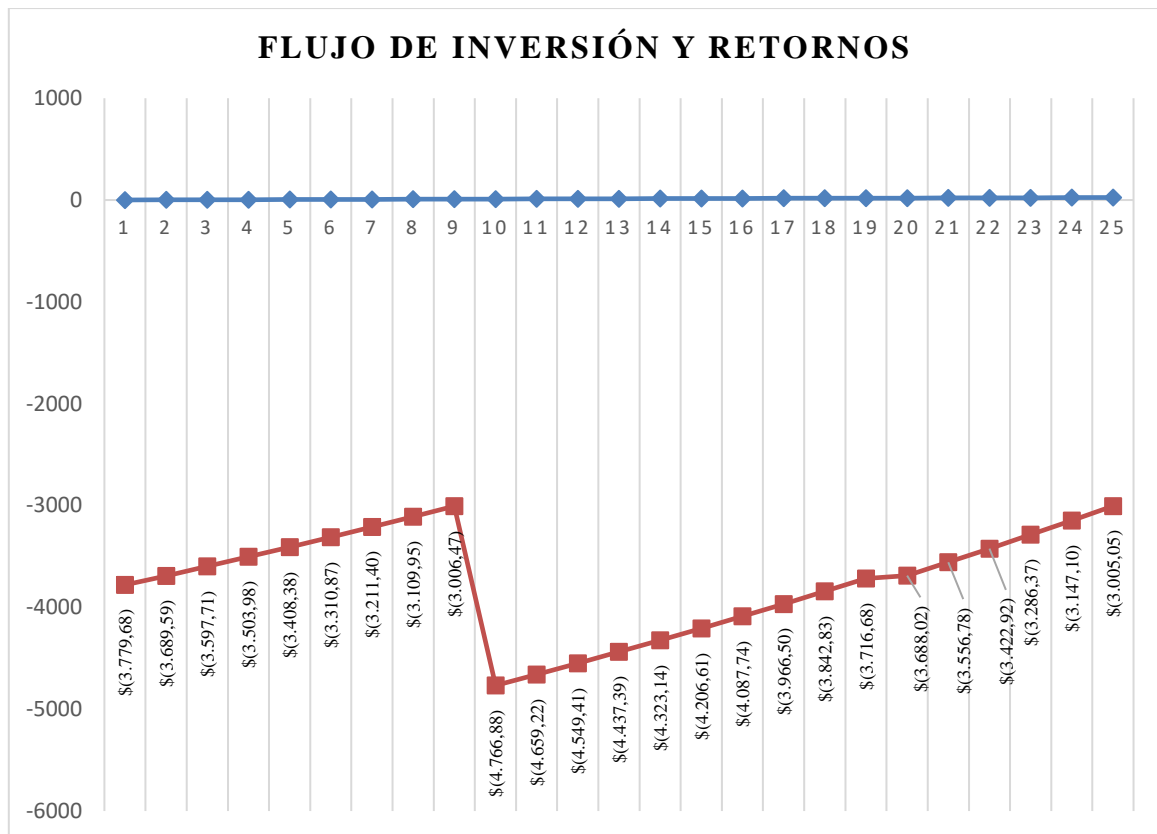


Figura 61. Flujo de la inversión y retornos del SFV.

Nota. Fuente. (Autor)

Tabla 28. Resultados del VAN, TIR y LCOE.

VAN	\$	-2,170
TIR	%	-2,12
LCOE	\$	0,12

Nota. Fuente: (Autor)

El precio de la instalación se ve muy notoria en el instante de tener un sistema de almacenamiento como lo son las baterías. Tanto el VAN y el TIR son negativos lo cual no es aceptable, por ende, se presenta un balance económico para el SFV sin almacenamiento de energía o baterías, conectado a la red en donde se podrá ver la curva y esto permitirá analizar las dos perspectivas que ayudará a indagar en alternativas diferentes como un punto extra, ya

que este estudio estaría cumpliendo con el tercer objetivo del proyecto de investigación, el cual realizar el estudio económico del sistema fotovoltaico.

Sin sistema de almacenamiento o sin baterías.

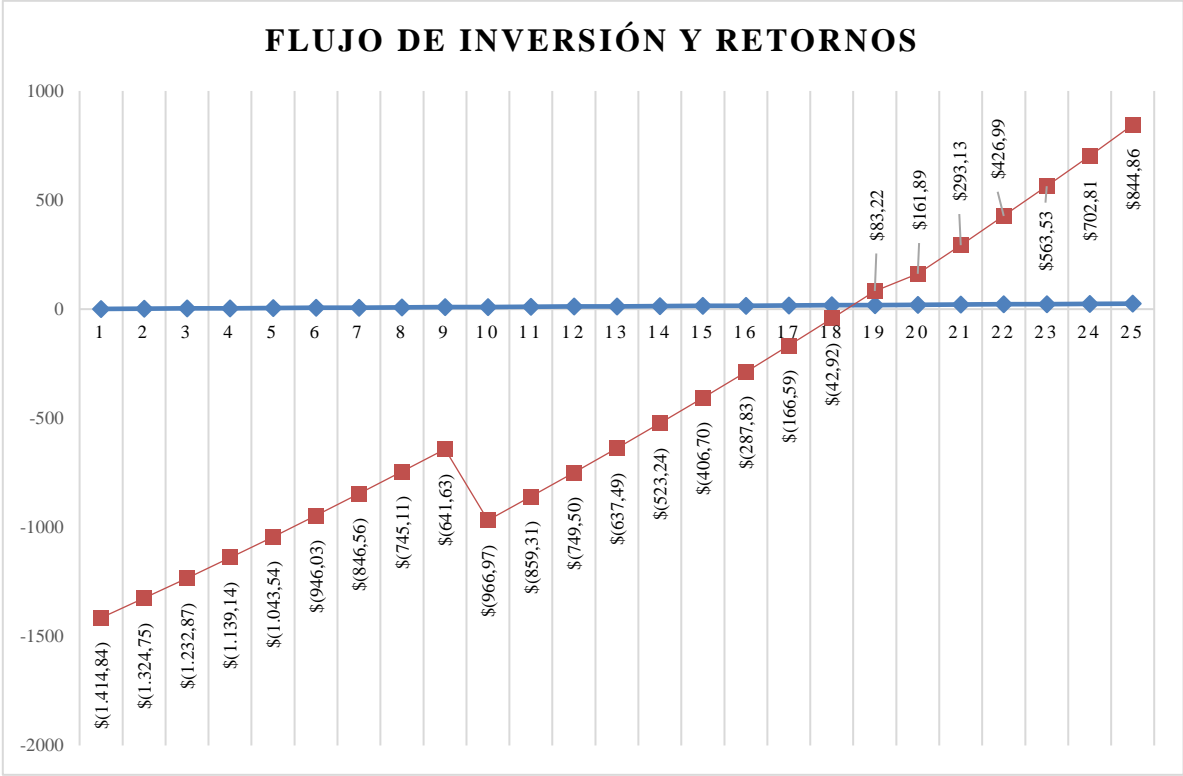


Figura 62. Flujo de la inversión y retornos del SFV sin sistema de almacenamiento o baterías.
 Nota. Fuente: (Autor)

El valor del VAN, TIR y LCOE tienen un cambio dando valores positivos lo cual dice que es un punto a favor en instalar el sistema solar.

Tabla 29. Resultados del VAN, TIR y LCOE.

VAN	\$	195
TIR	%	5,09
LCOE	\$	0,05

Nota. Fuente: (Autor)

6.16.4. Gases contaminantes evitados

Según la metodología planteada en el apartado 5.2.18 para el cálculo de gases evitados como el CO₂ en toda la vida útil del SFV se utiliza la **Ecuación (47)** dando una mitigación de:

$$E_{vu} = 1415,94 \frac{kWh}{año} * 0,47 \frac{kg CO2}{kWh} * 25 años * 0,6 = 9883,42 kg CO2$$

6.16.5. Toneladas Equivalentes de Petr6leo

En este punto se toma el valor de la producci6n energ6tica total del sistema en el primer a1o con su eficiencia propuesta para el sistema y para ello tomaremos la **Ecuaci6n (48)**, determinada en el apartado Emisiones de gases contaminantes 5.2.18.

$$TEP = 1415,94 \frac{kWh}{a1o} * \frac{0,001 Wh}{1 kWh} * \frac{0,22 TEP}{MWh} * 25 a1os * 0,6 = 4,74 TEP$$

Tabla 30. Equivalencias evitadas de TEP.

TEP	Toneladas Equivalentes de Petr6leo
0,32	1 a1o
7,90	25 a1os
4,74	25 a1os con deficiencias

Nota. Fuente: (Autor)

7. Discusión

La finalidad del presente Trabajo de Titulación se enfoca en contribuir a la creación de un sistema eléctrico eficiente y fiable, basado en la energía renovable como es la fotovoltaica, además la determinación de los componentes que lo conforman que es la base primordial para el estudio económico, tomando en cuenta las normas correctas ya establecidas para el cálculo y diseño del sistema aislado.

La alta radiación obtenida en el software PvSyst, se debe a la relación que tiene el lugar geográfico de estudio como lo es “San Francisco Alto” con la altura que posee sobre el nivel del mar, esto permite la obtención de una mayor irradiación como menciona (Álvarez Hernandez et al., 2014), este depende de la orientación lógica de los paneles que se calculó en 10° hacia el norte por estar bajo la línea ecuatorial, el cual está dentro del sugerido por la norma (NEC, 2011). Además de mostrar la inclinación y orientación de los paneles y que explote al máximo el uso de los mismos, esta norma desarrolla una guía para un diseño de carácter general del cual se ha hecho uso conjuntamente con (Bayod Rujula, 2009), (Perpiñán Lamigueiro, 2020), dónde está completamente desglosado el cálculo de paneles solares, baterías, regulador e inversor de DC a AC.

Para una demanda energética de 80 kWh/mes se obtuvo un aproximado de 3 paneles con una potencia pico de 335 Wp, proceso de cálculo que se realizó con el método del mes crítico o mes peor, el cual también toma en cuenta las pérdidas de todos los componentes que lo conforman para así asegurar una eficiencia óptima, desarrollado por (Bayod Rujula, 2009), que concuerdan con sus cálculos de ejemplificación, el proceso y desarrollo del mes peor está detallado en la sección de metodología y posteriormente plasmados en resultados, así como la determinación de los demás componentes: baterías, regulador, inversor, cables y protecciones eléctricas.

La implementación de baterías en sistemas fotovoltaicos tiene puntos débiles que juegan en su contra, uno de ellos es su precio que son bastante elevados, además que de aquí se desprenden diferentes tipos de tecnologías diferenciándose entre ellas por su eficiencia. Existen en el mercado muchos tipos de tecnologías mencionadas por Auto solar, empresa autorizada para la venta e instalación de equipos inclinados a la tecnología fotovoltaica, entre ellas baterías monoblock, estacionarias y de litio quienes son las más utilizadas en sistemas solares, teniendo ventajas y desventajas entre sí, dependiendo de su uso, explicadas en la sección 4.7.2.3.

Para el presente sistema de diseño autónomo se ha elegido la batería Ultracell de tipo Gel sellada equilibrando precio, eficiencia y durabilidad, que en base a los cálculos propuestos se tiene un total de 4 baterías que provocan un aumento considerable del sistema fotovoltaico.

El estudio económico del sistema permite conocer el precio de inversión que es de 3 868 USD , con ayuda del VAN y TIR utilizado por (Roberto Mete, 2014), que muestra el retorno de la inversión pasados los 15 años el cual no es rentable, bajo condiciones de (ARCERNNR, 2021), además esta regulación no especifica algún incentivo por instalaciones renovables con el medio ambiente ni la compra de la misma en caso de ser inyectada a la red en Ecuador actualmente no existe una ley que permitan eliminar aranceles para ingresar al país equipos extranjeros para la producción de energía renovable y amigable con el medio ambiente. Para (Muñoz et al., 2018) el precio de la generación fotovoltaica es de 1,69 USD/Wp dentro del país Ecuador sin contar las baterías, arrojando un valor de 1 315 USD en base a los 778,22 Wp que produce la instalación, el cual es un precio estándar y regular en comparación con los precios mostrados en la Tabla 24. El precio calculado por el LCOE de la energía fotovoltaica está en los 0,12 USD/kWh, este precio es mucho mayor al precio de la energía actual para un usuario de tipo residencial, debido a la alta producción de energía hidroeléctrica en nuestro país que ronda los 0,092 USD/kWh, esta energía no es 100 % limpia porque interrumpe ciclos de vida destruyendo la vegetación para la construcción de represas, un punto en contra a comparación de la energía fotovoltaica. Este tipo de energía está tomando importancia para la producción energética, de manera que están creando más tecnología para aprovechar los recursos solares y en un futuro estará siendo una de las principales fuentes productoras de energía por un desgaste de las fuentes no renovables que actualmente consumen un 35% del total de energía instalada en Ecuador, esta clase de proyectos tienen una gran influencia para zonas en donde es inaccesible la llegada de la red de distribución ayudando al desarrollo sostenible, ya sea para una vivienda para un riego o para la extracción de agua de un pozo, por ende en la provincia de Loja es muy necesario ayudarse de este tipo de energía la cual tiene zonas con una buena radiación.

Se tiene que hacer conciencia al momento de utilizar un sistema de generación eléctrica, para ello están desarrollados sistemas energéticos proveniente de energías renovables como es el caso de la solar. El sistema presente evita 9883,42 kg CO₂ equivalentes a 4,74 TEP, que ayuda de mejor manera al medio ambiente, haciendo presencia para un futuro de energía y desarrollo sostenible.

8. Conclusiones

- El mes de septiembre de 2020 es el mes de mayor consumo eléctrico de la vivienda, con un total de 80 kWh/mes, basado en la información de consumo eléctrico de los 16 meses comprendidos entre mayo de 2020 y agosto de 2021.
- El mes crítico con la mínima radiación en un año es febrero, según la información proporcionada por el software PvSyst la radiación mínima es de 4,66 kWh/m² al día y se utiliza como valor fijo para satisfacer la demanda energética de la vivienda.
- La vivienda requiere 3 paneles solares de 335 Wp cada uno, según el método del mes crítico de Ángel Bayod. También se necesita un regulador MPPT de 30 A a 24 V, un inversor DC/AC de 24 V a 120 V con una potencia de 1200 W y un sistema de almacenamiento de energía compuesto por 4 baterías de 600 Ah de 6 V cada una conectadas en serie.
- La ubicación para la instalación de los paneles solares no presenta ningún tipo de sombras que obstruyan la captación solar. Esto se lo puede visualizar con la ayuda de una simulación en 3D de la vivienda que proporciona el software Revit.
- El costo del sistema solar fotovoltaico es de \$3 868 teniendo una recuperación de la inversión mayor a 25 años, lo que hace que el proyecto sea inviable económicamente. Se realiza también el análisis del sistema propuesto sin baterías puesto que éstas representan el mayor costo de todos los equipos con un valor de \$586 cada una, el sistema analizado muestra una recuperación de la inversión dentro de 18 años.

9. Recomendaciones

- Plantear un estudio para el uso eficiente de energía que permita al consumidor final mejorar la forma en la que emplea la energía con el fin de disminuir su consumo eléctrico.
- Para prolongar la vida útil de las baterías, es muy importante seguir las instrucciones de mantenimiento que brinda el manual de usuario. Además, respetar los niveles de carga y descarga recomendados por el fabricante y de igual manera configurar el regulador de carga para que cumpla con este fin.
- Para un reemplazo a futuro de las baterías es necesario realizar un estudio de las tecnologías que permitan tener un buen rendimiento, especialmente en las descargas profundas a las que son sometidas.
- Para futuros diseños fotovoltaicos seguir los lineamientos que son presentados en este proyecto de tesis, mismos que garantizan un dimensionamiento adecuado del sistema fotovoltaico.
- Al momento de realizar la instalación de los paneles solares sobre el techo de la vivienda es necesario respetar la inclinación y orientación, para tener un buen desempeño al momento de captar las radiaciones solares.

10. Bibliografía

- Abella, M. A. (2005). Sistemas Fotovoltaicos. *SAPT Publicaciones Técnicas, SL, 1(1)*, 59.
<https://scholar.google.es/citations?user=OcxSRhwAAAAJ&hl=es#>
- Adler, F., Berardi, M., García Pedrosa, Milagros Monticelli, F., & Morquecho, M. (2013). *Energía solar fotovoltaica*. 26.
- Álvarez Hernandez, O., Thuesman Montaña, P., & Maldonado Correa, J. (2014). La radiación solar global en la provincia de Loja, evaluación preliminar utilizando el método de Hottel. *INGENIUS*, 25–31.
- Amazings.com. (2021). *Noticias de la Ciencia y Tecnología*.
- André, M., & Michel, V. (2011). *PVsyst SA*. <https://www.pvsyst.com/>
- ARCERNNR. (2021). *EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES 001/2021*. 39.
- ARCONEL. (2019). *Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. Arconel.
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/>
- Arenas Sanchez, D. A., & Zapato Castaño, H. S. (2011). *Libro interactivo sobre energía solar y sus aplicaciones*. TECNOLÓGICA DE PEREIRA.
- Bayod Rujula, Á. A. (2009). *Energías Renovables Sistemas Fotovoltaicos: Vol. 1º Edición* (1st ed.).
- Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M. A. (2009). *Centrales de Energías renovables*.
- CENACE. (2020). *Informe Anual 2020*. CENACE. <http://www.cenace.gob.ec/informe-anual-2020/>
- Correa Álvarez, P. F., González González, D., & Pacheco Alemán, J. G. (2016). Energías Renovables y Medio Ambiente. Su Regulación Jurídica en Ecuador. *Revista Científica Universidad y Sociedad*, 8(3), 179–183. <http://rus.ucf.edu.cu/>
- Díaz, T., & Carmona, G. (2018). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas* (1st ed.). McGraw-Hill-Interamericana de España, SL.
https://www.mhe.es/ceo_tabla.php?tipo=1_03_TC&isbn=8448171691&sub_materia=29&materia=13&nivel=C&comunidad=&ciclo=&portal=&letrero=&cabecera=
- Fano-trabanco, A., Vargas Suarez, L., & Jason, D. (2021). *Energy Education-Célula fotovoltaica*. Enciclopedia de Energía.
https://energyeducation.ca/Enciclopedia_de_Energia/index.php/Célula_fotovoltaica#:~:text=El efecto fotovoltaico es un,para crear una unión p-n.
- Gómez, J. C., Zamanillo, G., Florena, E., Tourn, D., Romero, F., & Campetelli, G. (2017).

- Nuevos desafíos en la Aplicación de Fusibles en Fuentes Fotovoltaicas. *CLAGTEE*, 7.
- González, V., Ponce, E., Visa, C., & Sotomayor, J. (2020). Estudio de viabilidad de sistemas fotovoltaicos como fuentes de energía distribuida en la ciudad de Arica, Chile. *Información Tecnológica*, 31(3), 249–256. <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642020000300249>
- Macías Centeno, J. E., Valarezo Molina, L. A., & Loor Castillo, G. (2018). Los Diferentes Costos que Tiene la Energía Eléctrica en el Ecuador Considerando los Cambios de la Estructura Actual. *Revista de Investigaciones En Energía, Medio Ambiente y Tecnología: RIEMAT ISSN: 2588-0721*, 3(2), 29. <https://doi.org/10.33936/riemat.v3i2.1628>
- Mantilla Pinilla, E. (2015). *Sustitución por energías renovables en colegios de Colombia*.
- Márquez, C. (2020). *DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA EN EL ECUADOR EN BAJA TENSIÓN*.
- MIDUVI. (2018). NEC: Instalaciones Eléctricas. *Opt.Med S.A.*, 25. <https://www.habitatyvivienda.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/NEC-SB-IE-Final.pdf>
- Muñoz, J. patricio, Rojas-Moncayo, M. V., & Barreto-Calle, C. (2018). Incentives to distributed generation in Ecuador. *Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología*, 60–68. http://scielo.senescyt.gob.ec/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1390-860X2018000100060&nrm=iso
- NAP. (2008). *Energía Solar Fotovoltaica* (G. S. Pano (ed.); Colegio de). 2008.
- NEC. (2011). Energías Renovables. In *miduvi* (p. 110).
- Perpiñán Lamigueiro, O. (2020). *Energía Solar Fotovoltaica* (LATEX). <https://github.com/oscarperpinan/esf>
- Piriyú, F. (2019). *Equinoccios, cuando se igualan las horas de luz y oscuridad*. Ciencia Del Sur.
- Roberto Mete, L. M. (2014). *Valor Actual Neto y Tasa de Retorno: Su Utilidad Como Herramientas para El Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversion*. 7, 67–85.
- Robles Algarin, C., & Rodríguez Álvares, O. (2018). Un panorama de las energías renovables en el Mundo, Latinoamérica y Colombia. *Espacios*, 39, 10. <https://www.revistaespacios.com/a18v39n34/a18v39n34p10.pdf>
- Rodríguez Schallenberg, J. C., Izquierdo Piernavieja, G., Rodríguez, C. H., Falcón, P. U., García, D. R., Díaz Torres, M., Pérez, D. C., Rodríguez, G. M., Fariña, J. P., & Ortin, V. S. (2008). *Energías renovables y eficiencia energética* (Instituto Tecnológico de Canarias S.A. (ed.); Primera ed).

- Sanz, M. (2021). *Diferencias entre inversores de onda pura y de onda modificada*. 19/06/2021. SERC Chile. (2019). *Manual sobre instalaciones de plantas fotovoltaicas*. Solar Energy Research Center. <https://ayllusolar.cl/es/energia-solar/>
- SolarStore. (2017). *Store Solar*.
- Style, O. (2012). *Energía Solar Autónoma. Planificación, dimensionado e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo*. (Primera).
- Suntech. (n.d.). *Manual de instalación de los módulos fotovoltaicos de Suntech Power Versión 120701*.
- Torres Pacheco, S., Jurado Pérez, F., Granados Lieberman, D., & Lozano Luna, A. (2018a). Eficiencia en paneles solares. *Revista Del Diseño Innovativo*, 2(2), 9–21. www.ecorfan.org/taiwan
- Torres Pacheco, S., Jurado Pérez, F., Granados Lieberman, D., & Lozano Luna, A. (2018b). Eficiencia en paneles solares. *Revista Del Diseño Innovativo*, 2(2), 9–21. www.ecorfan.org/taiwan,
- Vigo Liñares, E., & García Iglesias, J. L. (1999). *Energía solar térmica*. Cepa. <https://www.instalacionescepa.es/energia-solar-termica/>
- Zenódoto. (2022). *¿Cómo localizamos un lugar en este planeta?* Lernvid.Com.

11. Anexos

Anexo 1. Panel Solar Fotovoltaico, características.

www.jinkosolar.com



Eagle HC 72P-V

325-345 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Poly 72 Cell
- System Voltage: 1500 VDC

(Made in China)

KEY FEATURES



System Voltage:

The maximum voltage is promoted to 1500V and the module strings are extended by 50% which reduces the overall system BOS.



5 Busbar Solar Cell:

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Efficiency:

Higher module conversion efficiency (up to 17.50%) benefit from Half cells structure (low resistance characteristic)



PID RESISTANT:

Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.



Low-light Performance:

Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



Severe Weather Resilience:

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



Durability against extreme environmental conditions:

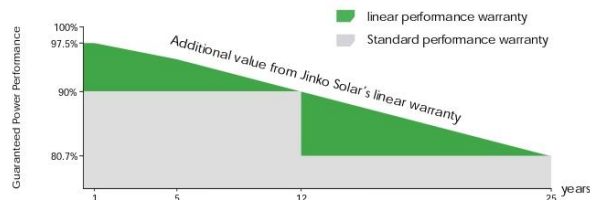
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.



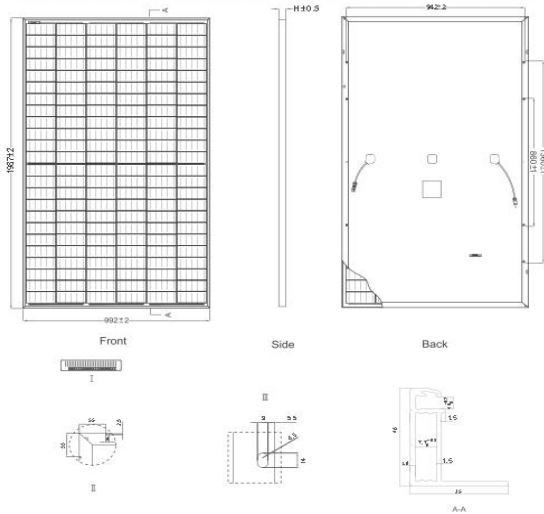
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

- ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.
- IEC61215, IEC61730 certified products



Engineering Drawings

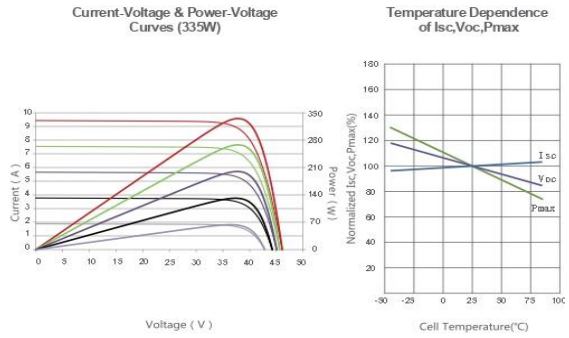


Packaging Configuration

(Two pallets =One stack)

26pcs/pallet , 52pcs/stack, 572 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No.of Half-cells	144 (12×12)
Dimensions	1987×992×40mm (78.23×39.05×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	anode 290mm, cathode 145mm or Customized Length
Connector	JK03M; Jinko PV Material

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM325PP-72H-V		JKM330PP-72H-V		JKM335PP-72H-V		JKM340PP-72H-V		JKM345PP-72H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	325Wp	241Wp	330Wp	245Wp	335Wp	249Wp	340Wp	253Wp	345Wp	257Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	35.9V	38.4V	36.2V
Maximum Power Current (Imp)	8.66A	6.89A	8.74A	6.94A	8.82A	6.99A	8.91A	7.05A	8.99A	7.10A
Open-circuit Voltage (Voc)	45.5V	43.3V	45.8V	43.6V	46.1V	43.8V	46.5V	44.0V	46.9V	44.2V
Short-circuit Current (Isc)	9.28A	7.40A	9.35A	7.45A	9.43A	7.52A	9.54A	7.98A	9.63A	8.05A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.74%		17.00%		17.25%		17.50%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.37%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°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

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM325-345PP-72H-V-A1-EN

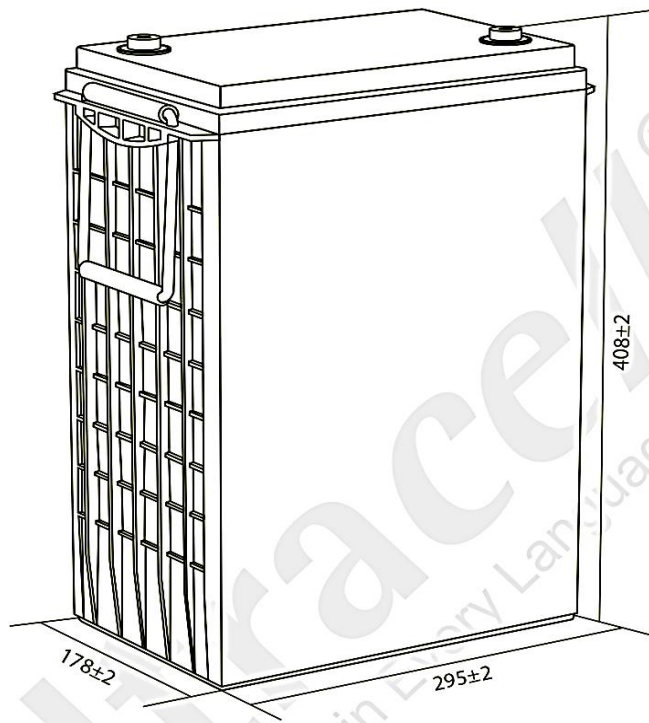
Anexo 2. Batería Ultracell, características.

Ultracell[®]
'Quality in Every Language'

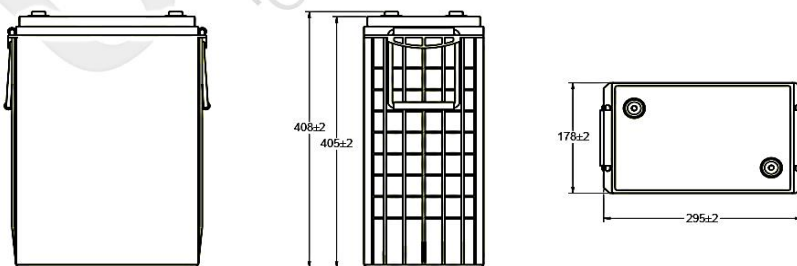
UZV600-6

6V 600Ah (C₁₂₀)

Flat Gel Series



Technical Dimensions (mm)



1

Ultracell (UK) Ltd | Vestey Business Park, Vestey Road, Liverpool, L30 1NY, United Kingdom
Tel: +44 (0) 151 523 2777 | Fax: +44 (0) 151 523 0855 | Email: info@ultracell.co.uk
www.ultracell.co.uk

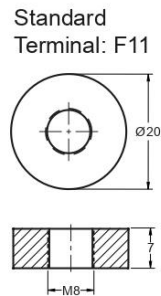
UZV600-R011 1.0/0
ALL DATA © SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE



Image



Terminal Dimensions (mm)



Technical Specification

Output	Nominal Voltage Nominal Capacity (120HR)	6V 600Ah
Terminal Type	Standard Terminal	F11
Container Material	Standard Option Flame Retardant Option (FR)	ABS ABS (UL94:VO)
Rated Capacity	(120HR 1.60V/cell, 25°C) (20HR 1.75V/cell, 25°C) (5HR 1.70V/cell, 25°C) (1HR 1.60V/cell, 25°C)	600 Ah/5.0A 495 Ah/24.75A 371 Ah/74.2A 224 Ah/224.0A
Max Discharge Current	1450A (5s)	
Internal Resistance	Approx 3.8mΩ	
Discharge Characteristics	Operating Temp Range	Discharge: -15 ~ 50°C Charge: -10 ~ 50°C Storage: -20 ~ 50°C
	Nominal Operating Temp Range	25 ± 3°C
	Cycle Use	Initial Charging Current less than 80A. Voltage 7.05V ~ 7.2V @ 25°C Temp. Coefficient -30mV/°C
	Standby Use	No limit on initial charging current. Voltage 6.75V ~ 6.9V @ 25°C Temp. Coefficient -18mV/°C
	Capacity affected by Temperature	40°C 102% 25°C 100% 0°C 85%
Design Floating Life at 20°C	20 Years	

Self Discharge

Ultracell® UZV batteries may be stored for up to 6 months at 25°C and then a refresh charge is required. For higher temperatures the time intervals will be shorter.

Constant Current Discharge / Constant Power Discharge At 25°C (Amperes & Watts/Cell)

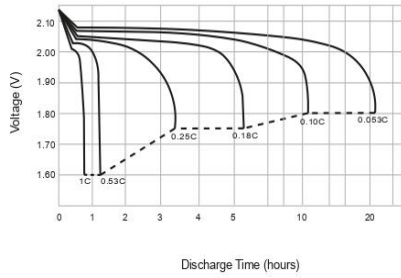
A = Amperes W = Watts

F.V/TIME	15	30	60	2	3	5	8	10	20	24	48	72	100	120
A	min	min	min	hours	hours	hours	hours	hours	hours	hours	hours	hours	hours	hours
1.80V/cell	392	313	204	137	102	73.9	47.1	40.0	24.6	19.1	9.94	6.99	5.11	5.00
1.75V/cell	414	320	208	140	103	74.2	48.5	40.3	24.75	19.4	10.2	7.04	5.14	5.05
1.70V/cell	2272	1822	1202	813	615	444	288	236	122	110	62.3	42.6	31.0	30.1
1.65V/cell	428	332	215	143	105	75.6	48.9	40.6	25.1	19.5	10.4	7.07	5.17	5.09
1.60V/cell	2352	1867	1226	826	620	447	290	240	126	113	62.7	43.0	31.6	30.5
1.55V/cell	445	343	221	144	106	76.2	49.2	40.9	25.3	19.7	10.8	7.11	5.19	5.12
1.50V/cell	2442	1926	1258	833	624	450	292	245	129	117	62.9	43.4	32.2	31.3
1.45V/cell	456	350	224	145	107	76.8	49.5	41.1	25.5	19.9	11.2	7.15	5.21	5.15
1.40V/cell	2502	1965	1277	838	628	453	294	248	132	121	63.1	43.8	32.8	31.8

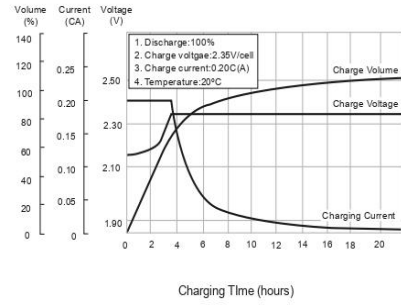
Ultracell (UK) Ltd | Vesty Business Park, Vesty Road, Liverpool, L30 1NY, United Kingdom
Tel: +44 (0) 151 523 2777 | Fax: +44 (0) 151 523 0855 | Email: info@ultracell.co.uk
www.ultracell.co.uk

UZV-V2-REV1.1119
ALL DATA IS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE

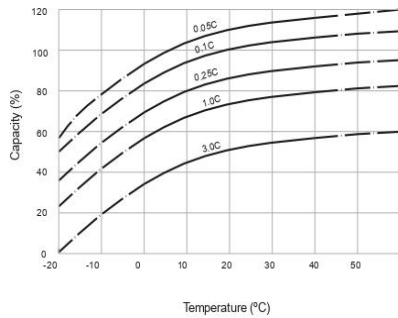
Discharge Characteristics



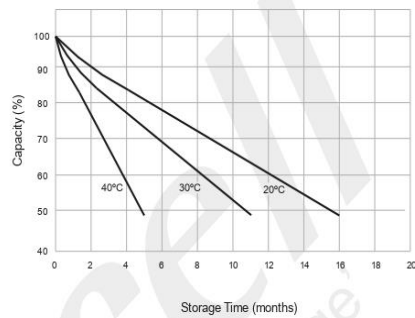
Charging Characteristics



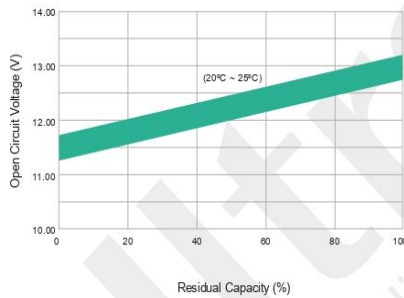
Temperature Effects in Relation to Battery Capacity



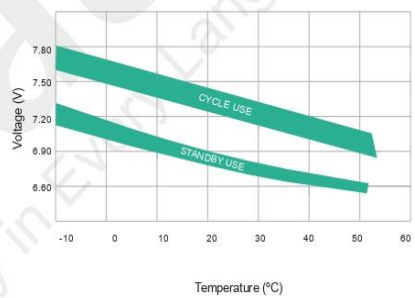
Self-Discharge Characteristics



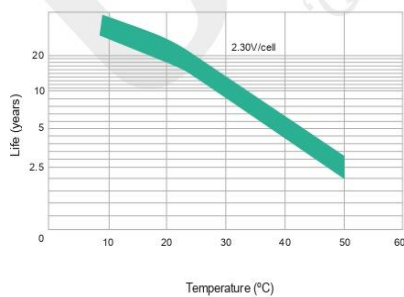
Open Circuit Voltage And Residual Capacity (25°C)



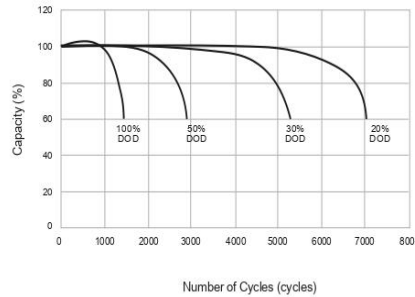
Charging Voltage and Temperature



Floating Life on Temperature



Cycle Life on D.O.D (25°C)



Anexo 3. Regulador MPPT, características.



Controladores de carga SmartSolar MPPT 100/30 & 100/50

www.victronenergy.com



Controlador de carga SmartSolar MPPT 100/50

Bluetooth Smart integrado: no necesita mochila

La solución inalámbrica para configurar, supervisar y actualizar el controlador con un teléfono inteligente, una tableta u otro dispositivo Apple o Android.

VE.Direct

Para una conexión de datos con cable a un Color Control, un Venus GX, un PC u otros dispositivos.

Seguimiento ultrarrápido del punto de máxima potencia (MPPT)

Especialmente con cielos nubosos, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En caso de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga. Los MPPT convencionales suelen seleccionar un MPP local, que no necesariamente es el MPP óptimo. El innovador algoritmo de BlueSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%. Corriente de salida completa hasta los 40°C (104°F).

Algoritmo de carga flexible

Un algoritmo de carga totalmente programable (consulte la página de *software* de nuestra página web) y ocho algoritmos de carga preprogramados, que se pueden elegir con un selector giratorio (consulte más información en el manual).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura. Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV. Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación en función de la temperatura.

Opciones de datos en pantalla en tiempo real

- Smartphones, tabletas y otros dispositivos Apple y Android
- Panel ColorControl.

Controlador de carga SmartSolar	MPPT 100/30	MPPT 100/50
Tensión de la batería	Selección automática 12/24V	
Corriente de carga nominal	30A	50A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	440W	700W
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	880W	1400W
Tensión máxima del circuito abierto FV	100V	100V
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	35A	60A
Eficacia máxima	98%	98%
Autoconsumo	12V: 30 mA 24V: 20 mA	
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4V / 28,8V (ajustable)	
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8V / 27,6V (ajustable)	
Algoritmo de carga	adaptativo multifase	
Compensación de temperatura	-16 mV / °C, -32 mV / °C resp.	
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa FV Cortocircuito de salida Sobretensión	
Temperatura de trabajo	De -30 a +60 °C (potencia nominal completa hasta los 40 °C)	
Humedad	95%, sin condensación	
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct Consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web	
CARCASA		
Color	Azul (RAL 5012)	
Terminales de conexión	16 mm ² / AWG6	
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)	
Peso	1,3 kg	
Dimensiones (al x an x p)	130 x 186 x 70 mm	
NORMATIVAS		
Seguridad	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2	
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la entrada de potencia.		
1b) La tensión FV debe exceder Vbat + 5V para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.		
2) Un generador fotovoltaico con una corriente de cortocircuito más alta puede dañar el controlador.		

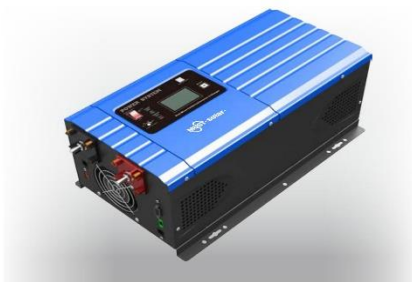
Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | Países Bajos
Centralita: +31 (0)36 535 97 00 | E-mail: sales@victronenergy.com
www.victronenergy.com



Anexo 4. Inversor LVEP, característica

Inverter

Low Frequency power Inverter



EP3000 LV Series Low Frequency Power Inverter

Feature:

- Rated power 1kw to 4kw
- Pure sine wave output
- 3 times surge power
- Wide frequency 40Hz-80Hz
- Overload and short circuit protection
- Built-in pure copper UI transformer
- Smart battery charger designed for optimized battery performance
- Cold start function
- Support RS232 monitoring function with free CD
- Support BTS and AGS function
- DIP Switch offer customized performance
- Remote Control Panel (optional)
- Solar priority function
- Compatible to generator

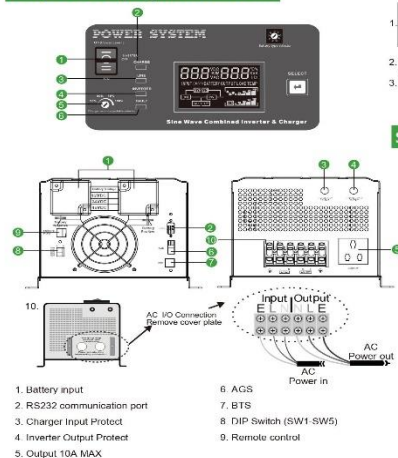
Back Panel



Introduction:

EP3000 Pro series is a very economical pure sine wave Inverter with AC charger from 35A to 70A .Solar /AC priority configurable . When solar priority , When solar charging current is lower then utility, the AC will supply to charge batteries, to optimize charging the. With pure copper transformer inside, which let it be suitable for all kinds of home appliance.

LCD/LED Display Information



1. Switch	ON(Power Saver): Power on with saver mode(power saver ≤ 25W) INVERTER OFF: Power totally off(If there is AC power_inverter have charger function) ON: Power on without saver mode
2. AC Charge	
3. AC power on	
4. Inverter mode	
5. Check inverter	
6. Charge current adjustable 25%, 50%, 75%, 100% (Optional)	

Solar System Connection



Specification

MODEL	EP30-1012 LV	EP30-1024 LV	EP30-1512 LV	EP30-1524 LV	EP30-2012 LV	EP30-2024 LV	EP30-3012 LV	EP30-3024 LV	EP30-4012 LV	EP30-4024 LV	EP30-4812 LV	EP30-4824 LV
Nominal Battery System Voltage	12VDC	24VDC	12VDC	24VDC	12VDC	24VDC	12VDC	24VDC	48VDC	24VDC	48VDC	48VDC
Rated Power	1.0KW	2.0KW	1.5KW	3.0KW	2KW	4KW	6.0KW	9.0KW	12KW	12KW	12KW	12KW
Surge Rating (20ms)	3.0KW	6.0KW	4.5KW	9.0KW	6.0KW	12.0KW	18.0KW	27.0KW	36.0KW	36.0KW	36.0KW	36.0KW
Capable Of Starting Electric Motor			1HP						2HP			
Waveform	Pure sine wave/ same as input (bypass mode)											
Nominal Output Voltage RMS	100V/110V/120VAC (±10% RMS)											
Output Frequency	50Hz/60Hz ±0.3 Hz											
Inverter Efficiency(Peak)	>88%											
Line Mode Efficiency	>95%											
Power Factor	1.0											
Typical Transfer Time	10ms(max)											
AC INPUT	120VAC											
Selectable Voltage Range	80-135VAC(For Personal Computers)											
Frequency Range	50Hz/60Hz (Auto sensing) 40-80Hz											
Minimum Start Voltage	10.0VDC /10.5VDC for12VDC mode (*2 for 24VDC, *4 for 48VDC)											
Low Battery Alarm	10.5VDC ±0.3V for12VDC mode (*2 for 24VDC, *4 for 48VDC)											
Low Battery Cut off	10.0VDC ±0.3V for12VDC mode (*2 for 24VDC, *4 for 48VDC)											
High Voltage Alarm	16.0VDC ±0.3V for12VDC mode (*2 for 24VDC, *4 for 48VDC)											
High Battery Voltage Recover	15.5VDC ±0.3V for12VDC mode V											
Idle Consumption/Search Mode	~25W when power saver on											
Output Voltage	Depends on battery type											
CHARGER	Charger AC Input Breaker Rating											
	10A				30A				40A			
Overcharge Protection S.D.	15.7VDC for 12VDC mode (*2 for 24VDC mode, *4 for 48VDC mode)											
Maximum Charge Current	35A	20A	45A	25A	65A	35A	75A	45A	30A	65A	35A	
Input Voltage Waveform	Sine wave (grid or generator)											
BYPASS & PROTECTION	Nominal Input Frequency											
	50Hz or 60Hz											
Overload Protection (SMP's Load)	Circuit breaker											
Output Short Circuit Protection	Circuit breaker											
Bypass Breaker Rating	10A				30A				40A			
Max. Bypass Current	30Amp											
Mounting	Wall Mount											
MECHANICAL SPECIFICATIONS	Dimensions (W*H*D)											
	426*206*178 mm										601*206*178mm	
Net Weight (Solar CHG) kg	10.5				17	21.1	20	26	24.5	24.8	38.2	35.8
Shipping Dimension(W*H*D)	750*335*300mm											
Shipping Weight (Solar CHG) kg	19.3				20	24.1	22.8	29.1	27.5	27.5	42.3	40
Operation Temperature Range	0°C to 40°C											
Storage Temperature	-15°C to 60°C											
Audible Noise	60dB MAX											
Display	LED+LCD											
Standard Warranty	1 year											

* Product specifications are subject to change without further notice.

Approximate Back-up Time Table

Power Rate(w)	backup time(M) @1*100Ah	backup time(M) @2*100Ah	backup time(M) @4*100Ah	backup time(M) @4*200Ah	backup time(M) @8*200Ah
1000	0.4806	1.602	3.50304	7.6896	7.6896
2000	0.2136	0.4806	1.602	3.50304	7.6896
3000	0.1068	0.2848	0.8544	1.136	4.8416
4000		0.2136	0.4806	1.602	3.50304

Anexo 5. Valores de K para diferentes meses del año con algunas latitudes.

Valor de K para una latitud de -3 en los diferentes meses del año.												
Inclin.	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0.97	0.98	1	1.02	1.03	1.03	1.02	1.01	1	0.98	0.97	0.97
10	0.93	0.96	0.99	1.03	1.05	1.05	1.04	1.02	0.99	0.96	0.94	0.93
15	0.89	0.93	0.98	1.03	1.06	1.06	1.05	1.02	0.98	0.93	0.89	0.88
20	0.84	0.89	0.96	1.02	1.06	1.07	1.05	1.02	0.96	0.9	0.85	0.83
25	0.79	0.85	0.93	1.01	1.06	1.07	1.05	1	0.94	0.86	0.79	0.77
30	0.73	0.8	0.9	0.99	1.05	1.07	1.04	0.98	0.9	0.81	0.74	0.7
35	0.66	0.75	0.86	0.97	1.04	1.05	1.02	0.96	0.87	0.76	0.67	0.63
40	0.59	0.69	0.82	0.94	1.02	1.04	1	0.93	0.82	0.7	0.6	0.56
45	0.52	0.63	0.76	0.9	0.99	1.01	0.97	0.89	0.77	0.64	0.53	0.49
50	0.44	0.56	0.71	0.85	0.95	0.98	0.94	0.85	0.72	0.58	0.46	0.41
55	0.37	0.49	0.65	0.81	0.91	0.94	0.9	0.8	0.66	0.51	0.38	0.32
60	0.28	0.41	0.58	0.75	0.87	0.9	0.85	0.75	0.6	0.44	0.3	0.24
65	0.2	0.34	0.52	0.69	0.81	0.85	0.8	0.69	0.54	0.36	0.22	0.16
70	0.12	0.26	0.44	0.63	0.76	0.79	0.75	0.63	0.47	0.29	0.14	0.12
75	0.1	0.18	0.37	0.56	0.69	0.73	0.69	0.57	0.4	0.21	0.12	0.11
80	0.1	0.1	0.29	0.49	0.63	0.67	0.62	0.5	0.33	0.13	0.11	0.1
85	0.09	0.09	0.22	0.41	0.56	0.6	0.56	0.43	0.25	0.12	0.11	0.1
90	0.08	0.08	0.14	0.34	0.49	0.53	0.49	0.36	0.18	0.11	0.1	0.09

Valor de K para una latitud de -4 en los diferentes meses del año.												
Inclin.	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0.97	0.98	1	1.02	1.03	1.03	1.02	1.01	1	0.99	0.97	0.97
10	0.94	0.96	1	1.03	1.05	1.05	1.04	1.02	1	0.96	0.94	0.93
15	0.9	0.93	0.98	1.03	1.06	1.07	1.05	1.02	0.98	0.94	0.9	0.88
20	0.85	0.9	0.96	1.03	1.07	1.08	1.06	1.02	0.97	0.9	0.85	0.83
25	0.8	0.86	0.94	1.02	1.07	1.08	1.05	1.01	0.94	0.8	0.8	0.77
30	0.74	0.81	0.91	1	1.06	1.07	1.05	0.99	0.91	0.82	0.74	0.71
35	0.67	0.76	0.87	0.98	1.05	1.06	1.03	0.97	0.87	0.77	0.68	0.64
40	0.6	0.7	0.82	0.95	1.03	1.04	1.01	0.94	0.83	0.71	0.61	0.57
45	0.53	0.64	0.77	0.91	1	1.02	0.98	0.9	0.78	0.65	0.54	0.5
50	0.46	0.57	0.72	0.87	0.97	0.99	0.95	0.86	0.73	0.59	0.47	0.42
55	0.38	0.5	0.66	0.82	0.93	0.95	0.91	0.81	0.67	0.52	0.39	0.34
60	0.3	0.43	0.6	0.76	0.88	0.91	0.86	0.76	0.61	0.45	0.31	0.25
65	0.22	0.35	0.53	0.7	0.83	0.86	0.81	0.71	0.55	0.37	0.23	0.17
70	0.13	0.27	0.46	0.64	0.77	0.81	0.76	0.65	0.48	0.3	0.15	0.12
75	0.1	0.19	0.38	0.57	0.71	0.75	0.7	0.58	0.41	0.22	0.12	0.11
80	0.1	0.11	0.31	0.5	0.64	0.69	0.64	0.52	0.34	0.14	0.11	0.1
85	0.09	0.09	0.23	0.43	0.57	0.62	0.57	0.45	0.26	0.12	0.1	0.09
90	0.08	0.08	0.15	0.35	0.5	0.55	0.5	0.37	0.19	0.11	0.1	0.09

Anexo 6. Datos de irradiación global horizontal. PvSys 7.5, obtenidos desde PvSys 7.5.

Geographical site parameters, new site

Geographical Coordinates Monthly meteo Interactive Map

Location

Site name

Country Region

Geographical Coordinates

Latitude [°] (+ = North, - = South hemisp.)

Longitude [°] (+ = East, - = West of Greenwich)

Altitude M above sea level

Time zone Corresponding to an average difference
Legal Time - Solar Time = 0h 17m

Geographical site parameters, new site

Geographical Coordinates Monthly meteo Interactive Map

Site **Malacatos (Ecuador)**

Data source

	Global horizontal irradiation kWh/m ² /day	Horizontal diffuse irradiation kWh/m ² /day	Temperature °C
January	5.01	2.22	23.0
February	4.85	2.34	22.5
March	5.23	2.30	22.6
April	4.98	2.09	23.1
May	5.00	1.80	22.9
June	5.18	1.57	22.3
July	5.44	1.56	22.0
August	5.97	1.66	22.7
September	6.21	1.91	23.7
October	6.04	2.11	23.8
November	6.11	2.01	23.3
December	5.48	2.11	23.1
Year <input type="button" value="?"/>	5.46	1.97	22.9

Required Data

- Global horizontal irradiation
- Average Ext. Temperature

Extra data

- Horizontal diffuse irradiation
- Wind velocity
- Linke turbidity
- Relative humidity

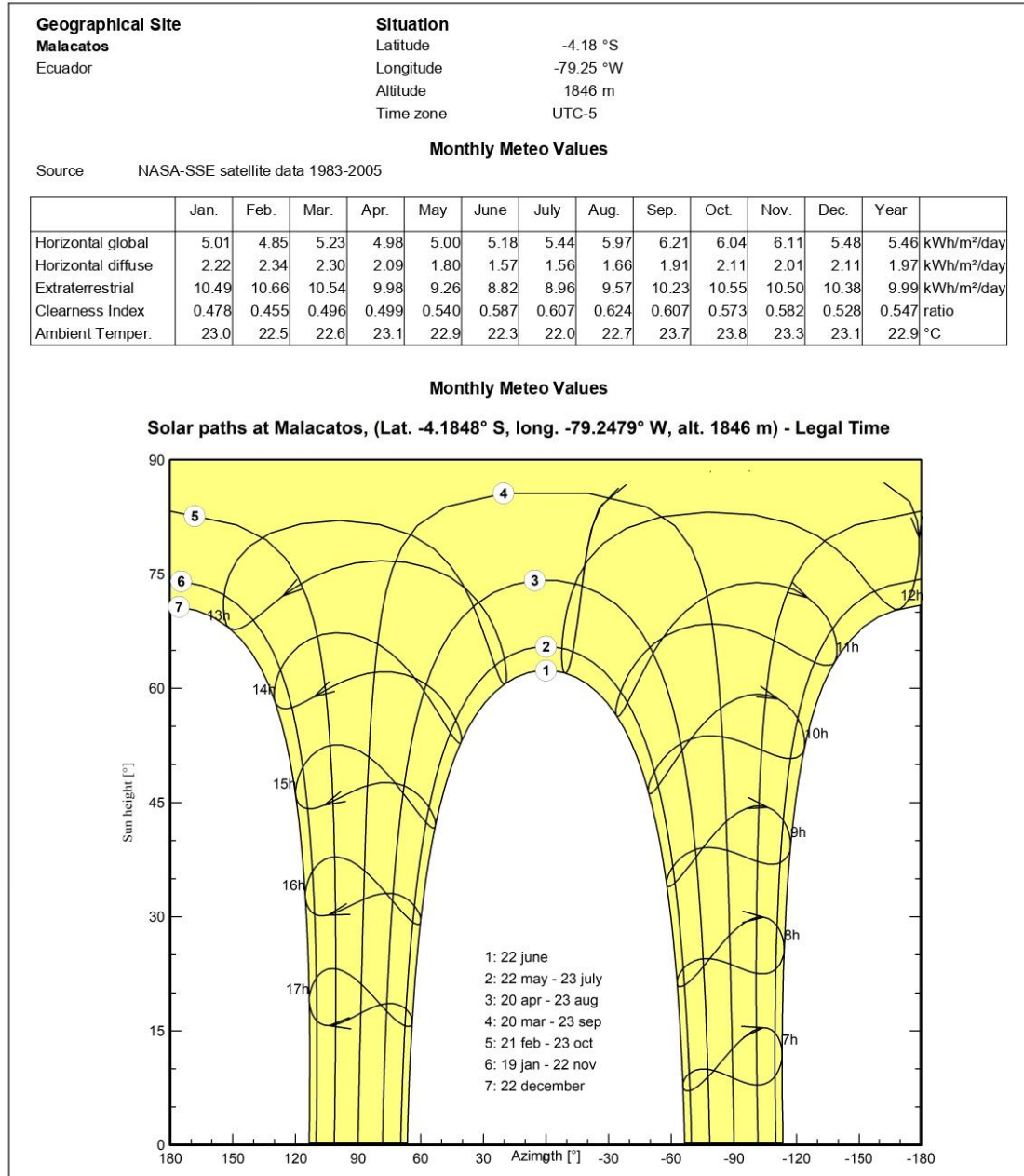
Irradiation units

- kWh/m²/day
- kWh/m²/mth
- MJ/m²/day
- MJ/m²/mth
- W/m²
- Clearness Index Kt

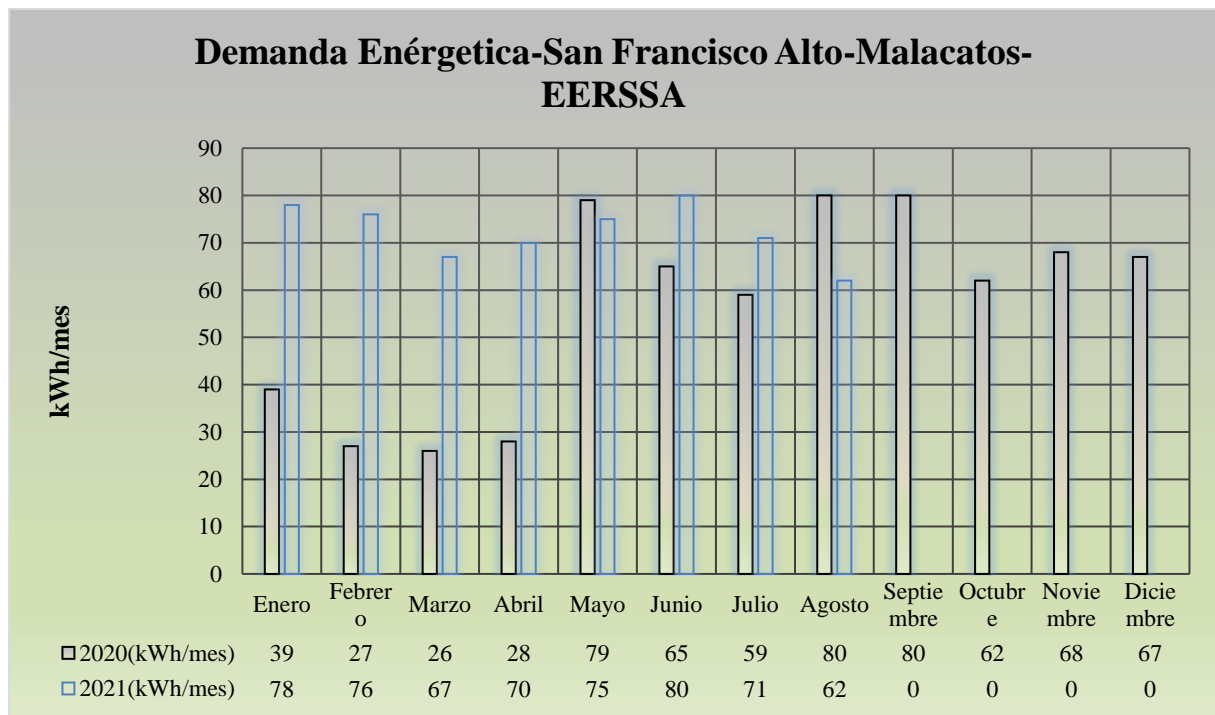
Anexo 7. Irradiación promedio, PvSyst.



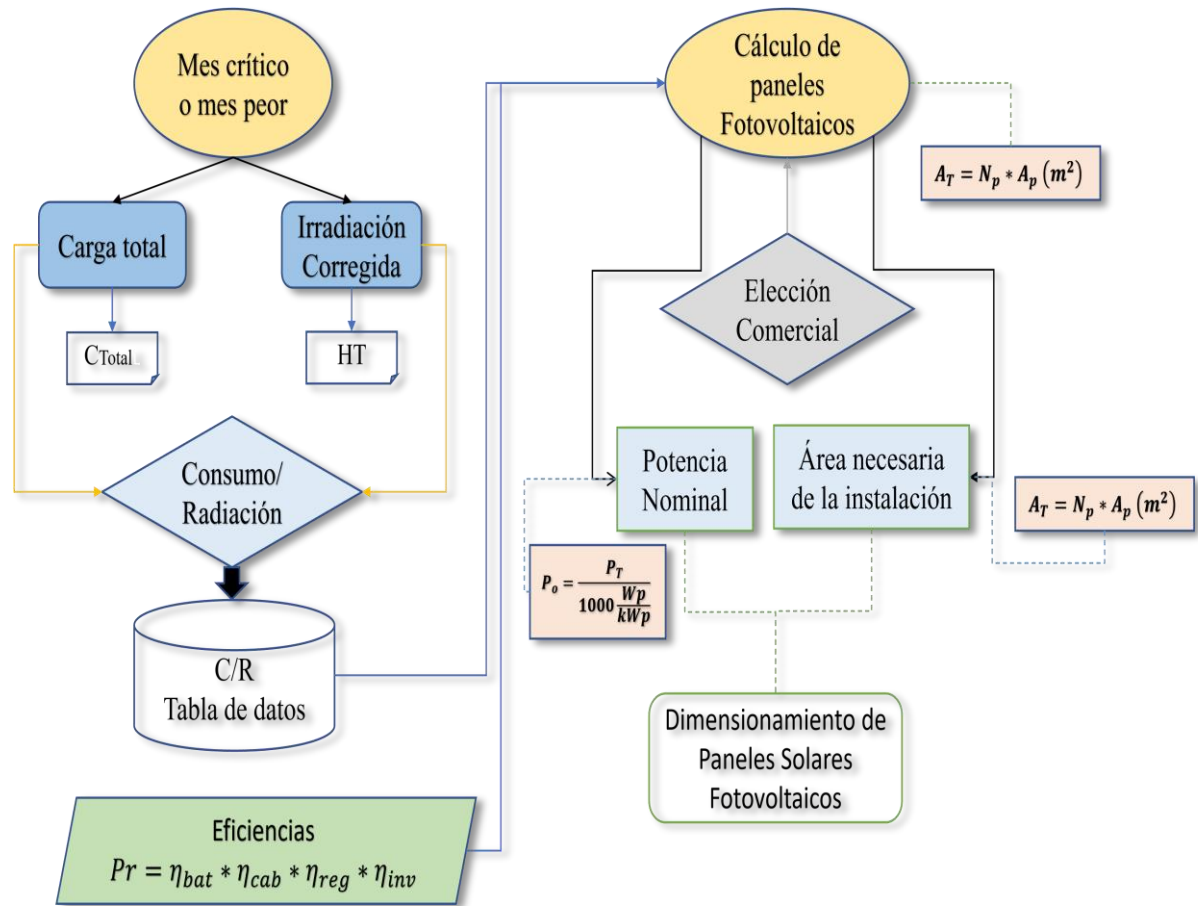
PVsyst V7.2.0



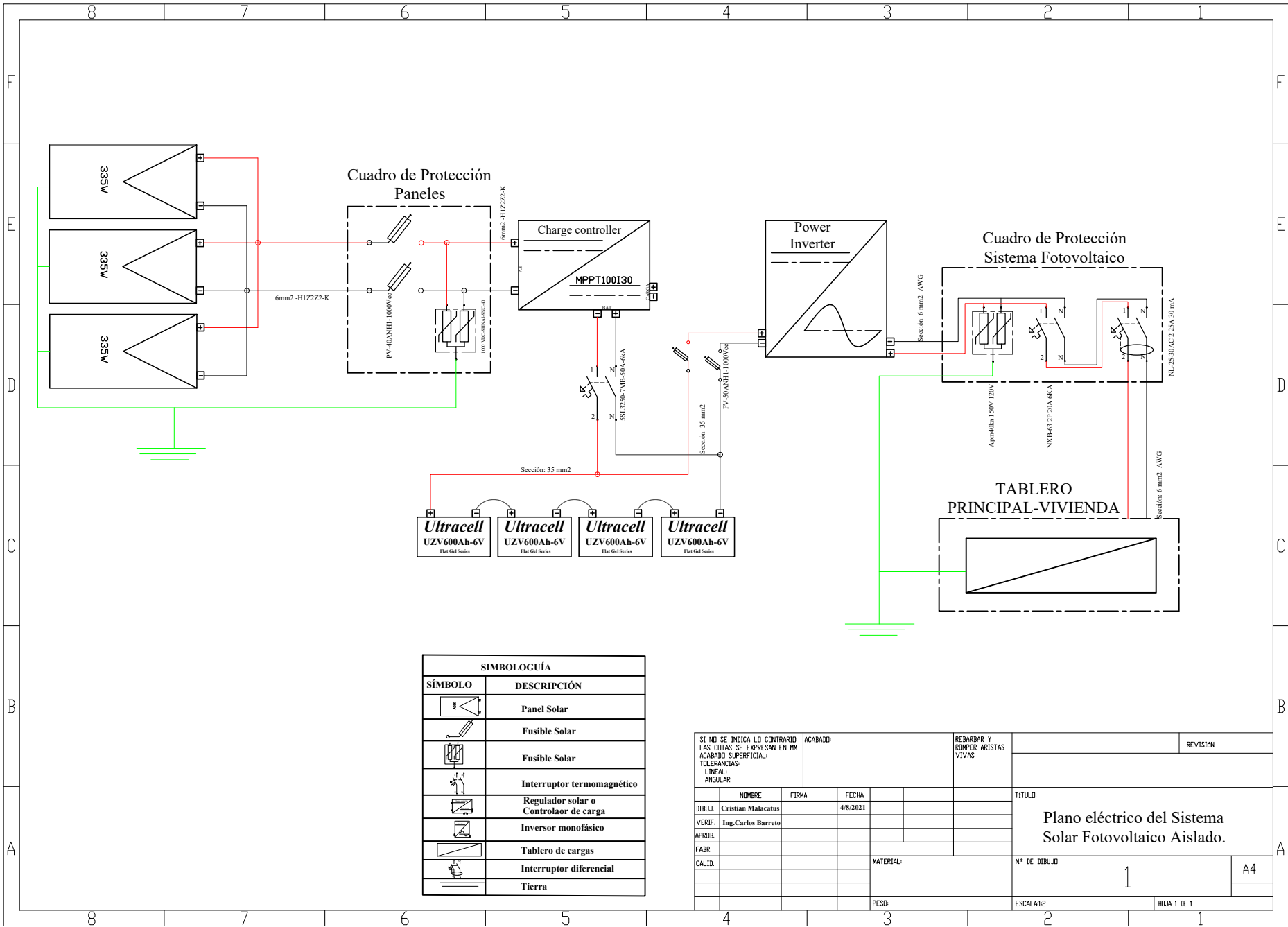
Anexo 8. Consumo mensual de 16 meses 2020-2021.EERSSA.



Anexo 9. Diagrama para el desarrollo del cálculo de paneles solares, por el método del mes crítico apartado 5.2.7.



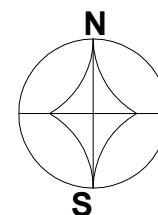
Anexo 10. Plano del Sistema Solar Fotovoltaico Aislado.



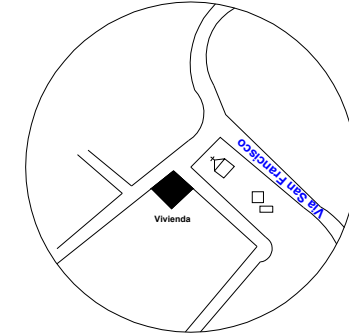
SIMBOLOGÍA	
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	Panel Solar
	Fusible Solar
	Fusible Solar
	Interruptor termomagnético
	Regulador solar o Controlador de carga
	Inversor monofásico
	Tablero de cargas
	Interruptor diferencial
	Tierra

SI NO SE INDICA LO CONTRARIO LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM ACABADO SUPERFICIAL: TOLERANCIAS: LINEAL: ANGULAR:			ACABADO:	REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS	REVISION
DIBUJ:	NDMBRE	FIRMA	FECHA	TITULO:	
VERIF:	Cristian Malacatus		4/8/2021	Plano eléctrico del Sistema Solar Fotovoltaico Aislado.	
APROB:	Ing. Carlos Barreto			Nº DE DIBUJO	A4
FABR:				1	
CALID:				ESCALA: 1:2	HOLIA 1 DE 1
			PESD:		

Anexo 11. Plano Eléctrico de la vivienda-San Francisco Alto



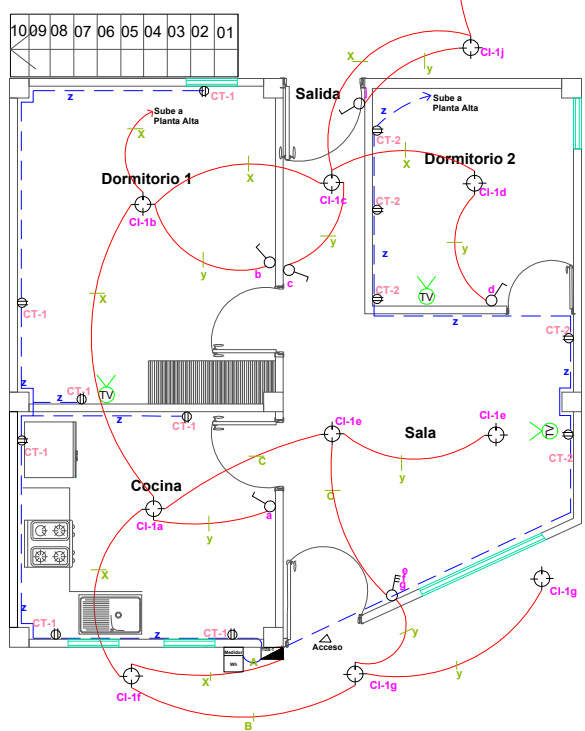
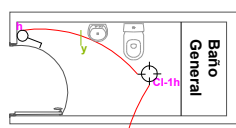
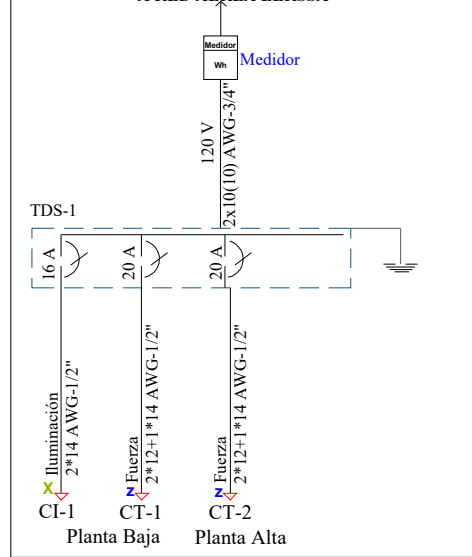
Ubicación



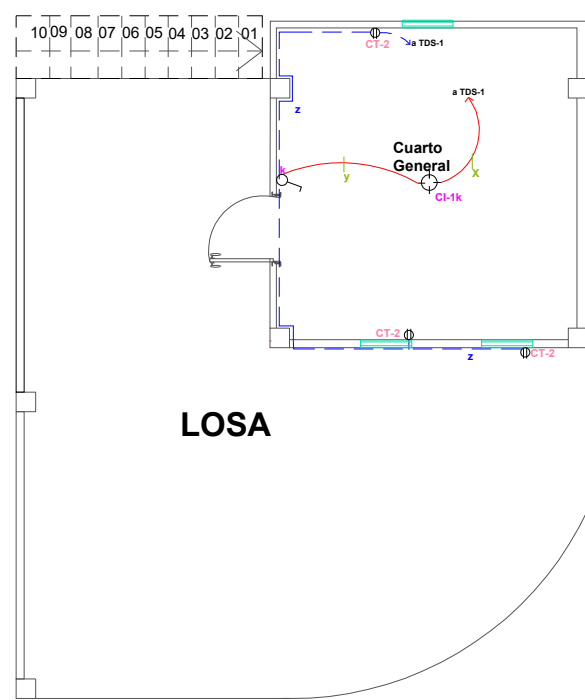
SIMBOLOGIA

- Iluminación
- Tomacorriente doble Monofásico
- Tablero de distribución general
- Contador de Energía
- Interruptor simple
- Interruptor doble
- Interruptor triple
- Circuito de iluminación
- Circuito de fuerza
- X 2*12 AWG-1/2"
- Y 2*14 AWG-1/2"
- Z 2*12+1*14 AWG-1/2"
- B 2*12+1*14 AWG-1/2"
- A 2*10+1*12 AWG-1/2"
- C 1*14 AWG-1/2"
- Tierra

DIAGRAMA UNIFILAR DE DISTRIBUCIÓN
A RED AÉREA EERSSA



PLANTA BAJA



PLANTA ALTA

LOSA

PROYECTO: VIVIENDA			
DISEÑO CRISTIAN MALACATUS NOMBRE DEL ESTUDIANTE:	PROPIETARIO: JULIO CHALAN ANEXO : 6 UBICACIÓN San Francisco-Alto	INSTALACIONES ELECTRICAS	
		FECHA ENERO/ 2023 ESCALA INDICADA 1:50	CONTIENE VIVIENDA PLANTA BAJA-ALTA INSTALACIONES ELEC. INTERIORES
			LÁMINA 1

Anexo 12. Certificado de traducción del resumen

CERTIFICADO DE TRADUCCIÓN DE RESUMEN

Loja, 28 de noviembre del 2022

Lcda. Rosa Malacatus

**DOCENTE DE INGLÉS DEL COLEGIO DE BACHILLERATO FISCOMISIONAL
GABRIEL GARCÍA MORENO**

CERTIFICA

Que la traducción del documento adjunto solicitado por el **Sr. Cristian Paul Malacatus Guamán** con cedula de ciudadanía **No. 1150107793**, con tema de investigación **“Diseño de un sistema fotovoltaico para una vivienda en el sector San Francisco Alto”**, se realizó y superviso según se me ha solicitado, por lo cual cumple con la correcta traducción al idioma inglés, lo cual puedo certificar en honor a la verdad para fines pertinentes.

Atentamente:



Lcda. Rosa Malacatus
Docente de Inglés