



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

“ESTUDIO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL CONECTADO A LA RED PARA EL SECTOR DE SAQUISILÍ CON LA NORMATIVA DEL ARCONEL 003/18”

Proyecto de Titulación Presentado Previa a la Obtención del Título de Ingeniero Eléctrico en
Sistemas Eléctricos de Potencia

Autores:

Otacoma Cusicahua William David
Quinatoa Vilca Jhonatan José

Tutor:

Ing. Carlos Pacheco Mena

LATACUNGA – ECUADOR

Marzo 2021



Universidad
Técnica de
Cotopaxi



Ingeniería
Eléctrica

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Los postulantes, Otacoma Cusicahua William David y Quinatoa Vilca Jhonatan José declaran ser autores del presente Proyecto de Investigación: **“ESTUDIO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL CONECTADO A LA RED PARA EL SECTOR DE SAQUISILÍ CON LA NORMATIVA DEL ARCONEL 003/18.”**, siendo el Ing. Carlos Francisco Pacheco Mena. MSc., tutor del presente trabajo; se excluye expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, se certifica que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de exclusiva autoría.

Latacunga, marzo 2021.

AUTORES

Otacoma Cusicahua William David
C.C.: 055025950-1

Quinatoa Vilca Jhonatan José
C.C.: 050447358-8



Universidad
Técnica de
Cotopaxi



Ingeniería
Eléctrica

AVAL DEL TUTOR DE LA PROPUESTA TECNOLÓGICA

En calidad de Director del Trabajo de Investigación sobre el título: **“ESTUDIO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL CONECTADO A LA RED PARA EL SECTOR DE SAQUISILÍ CON LA NORMATIVA DEL ARCONEL 003/18.”**, de los señores Otacoma Cusicahua William David y Quinatoa Vilca Jhonatan José, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Honorable Consejo Académico de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, marzo 2021.

TUTOR

Ing. Carlos Francisco Pacheco Mena. MSc.
C.C.: 050307290-2



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los postulantes: Otacoma Cusicahua William David y Quinatoa Vilca Jhonatan José con el título de Proyecto de Investigación: **“ESTUDIO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL CONECTADO A LA RED PARA EL SECTOR DE SAQUISILÍ CON LA NORMATIVA DEL ARCONEL 003/18.”**, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación del Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, marzo 2020.

Para constancia firman:

Lector 1 (presidente)

Ing. Guaman Cuenca Wilian Patricio. MSc.
C.C.:

Lector 2

Ing. Marco Aníbal León Segovia. MSc.
C.C.: 050230540-2

Lector 3

Ing. Pesantes Palacios Gabriel. MSc.
C.C.:

AGRADECIMIENTO

Doy gracias a Dios por haberme dado la salud y vida, en primer lugar, quiero agradecer a mis padres José Otacoma y Wilma Cusicahua quienes fueron mis principales pilares y la fuerza para lograr esta meta propuesta gracias por su apoyo económico y moral en los momentos que más necesitaba, a mis hermanos/as que siempre estuvieron ahí cuando tenía un tropiezo y darme ánimos y aliento para seguir, gracias por brindarme su apoyo y consejos.

También quiero agradecer a mis amigos, amigas y a las personas cercanas que siempre aportaron con sus palabras de ánimo para continuar y por los momentos divertidos y tristes pasados en la universidad.

Por ultimo agradecer a la Universidad Técnica de Cotopaxi por permitirme formar en sus aulas y ser un profesional.

WILLIAM OTACOMA

AGRADECIMIENTO

Doy gracias a Dios por haberme dado la salud y vida, en primer lugar, quiero agradecer a mis padres Rodrigo Quinatoa y Martha Vilca quienes fueron mis principales pilares y la fuerza para lograr esta meta propuesta gracias por sus consejos e inagotable apoyo económico y moral en todo momento de mi vida estudiantil.

A mis hermanos y familiares que nunca dejaron de creer en mí y me apoyaron en los momentos que más necesitaba.

También quiero agradecer a mis amigos y compañeros de aula que siempre aportaron con sus palabras de ánimo para continuar e hicieron que los momentos difíciles sean soportables.

Por ultimo agradecer a la Universidad Técnica de Cotopaxi, por la formación académica recibida y por darme la oportunidad de cumplir uno de mis sueños.

JHONATAN QUINATO A

DEDICATORIA

Este proyecto de titulación se lo dedico a mi familia por ser quienes estuvieron siempre al pendiente de mi formación como una persona de bien y ahora como un profesional.

Dedicado especialmente a mis padres que son el pilar fundamental en mi vida, quienes con su paciencia, amor, esfuerzo y trabajo inculcaron en mí el ejemplo de esfuerzo dedicación y valentía con lo cual he logrado cumplir un sueño anhelado y ser un profesional.

WILLIAM OTACOMA

DEDICATORIA

Este proyecto de titulación se lo dedico a mi familia especialmente quiero dedicarle a mi bisabuelita quien ha sido un pilar fundamental en el cumplimiento de este objetivo, quien a pesar de las cosas siempre tenía palabras de aliento, a mis padres por su paciencia, amor, esfuerzo y trabajo inculcando en mí el ejemplo de esfuerzo dedicación y valentía con la cual he logrado cumplir un objetivo en mi vida.

JHONATAN QUINATO A

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. INFORMACIÓN GENERAL	1
1.1. Título del Proyecto:.....	1
1.2. Fecha de inicio:	1
1.3. Fecha de finalización:	1
1.4. Lugar de ejecución:.....	1
1.5. Facultad que auspicia:.....	1
1.6. Carrera que auspicia:.....	1
1.7. Equipo de Trabajo:.....	1
1.8. Área de Conocimiento:	2
1.9. Línea de investigación:	2
1.10. Sublíneas de investigación de la Carrera:	2
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	3
3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	3
4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO	4
5. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	4
5.1. Situación Problemática	4
5.2. Formulación problemática	4
6. OBJETIVOS	4
6.1. General.....	4
6.2. Específicos	5
7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS	6
8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA	7
8.1. Antecedentes	7
8.2. Radiación Solar.....	9
8.2.1. Características de la radiación solar	12
8.3. Irradiación	12
8.3.1. Irradiancia.....	12
8.4. Hora solar pico.....	12
8.5. Coordenadas solares.....	13
8.6. Energía solar	14
8.6.1. Energía solar pasiva	14

8.6.2. Energía solar fotovoltaica.....	15
8.6.3. Energía Solar Térmica.....	16
8.7. Sistemas Solares Fotovoltaicos.....	17
8.7.1. Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFVC)	17
8.8. Estudio Climatológico	18
8.8.1. PVGIS	18
8.8.2. Meteonorm	18
8.8.3. NASA	19
8.9. Componentes de un Sistema de generación Solar Fotovoltaico	19
8.9.1. Celdas Fotovoltaicas	19
8.9.2. Panel Fotovoltaico.....	22
8.9.3. Inversor de conexión a la red	28
8.9.4. Contador bidireccional	30
8.9.5. Cableado del Sistema Fotovoltaico	30
8.10. Características de las cargas electricas	31
8.10.1. Demanda eléctrica	31
8.10.2. Curva de demanda.....	31
8.10.3. Demanda promedio (Dp).....	31
8.10.4. Demanda máxima (DM).....	32
8.10.5. Factor de planta (FPL).....	32
8.11. Metodología para el dimensionamiento de SFCR	32
8.11.1. Cálculo del generador fotovoltaico	32
8.11.2. Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos	34
8.11.3. Determinación de la potencia del inversor	35
8.11.4. Distancia entre filas de paneles	35
8.11.5. Cálculo del cableado	36
8.11.6. Aparatos de protección.....	38
8.11.7. Cálculo de la energía anual producida	40
8.11.8. Disminución de emisiones de CO2	41
9. ESTUDIO DE LA NORMATIVA PARA LA INSTALACIÓN DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS RESIDENCIALES	41
9.1. Análisis de la Regulación Nro. ARCONEL-003/18	41

9.1.1. Análisis del capítulo 1. “Autorización para la conexión, instalación y operación de consumidores con μ SFV”	41
9.1.2. Análisis del capítulo 2 “Condiciones generales para la participación de consumidores con μ SFV”	44
9.1.3. Análisis del capítulo 3 “Aspectos técnicos”	45
10. PREGUNTA CIENTÍFICA.....	48
11. METODOLOGÍAS Y DISEÑO EXPERIMENTAL	48
11.1. Métodos de Investigación	48
11.1.1. Método estadístico.....	48
11.1.2. Método analítico.....	48
11.2. Tipos de Investigación	48
11.2.1. Investigación de campo.....	48
11.3. Técnicas de investigación	49
11.3.1. Lectura comprensiva	49
11.3.2. Observación.....	49
11.3.3. Cálculo	49
12. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	49
12.1. Ubicación geográfica	49
12.2. Irradiación solar disponible en el sitio de estudio.....	50
12.3. Demanda de energía eléctrica de la vivienda.....	53
12.4. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red.....	54
12.4.1. Área disponible en la terraza de la vivienda	54
12.4.2. Configuración de los módulos fotovoltaicos.....	54
12.5. Cálculo del número de módulos fotovoltaicos.....	55
12.6. Disposición de los paneles fotovoltaicos	59
12.6.1. Ángulo de inclinación de los paneles.....	59
12.6.2. Orientación de los módulos fotovoltaicos	59
12.6.3. Distancia mínima entre módulos.....	60
12.7. Ubicación del sistema fotovoltaico en la terraza de la vivienda.....	61
12.8. Cálculo del cableado en c.c. y c.a.	61
12.9. Determinación de la tubería eléctrica metálica (E.M.T.).....	63
12.10. Protección del sistema fotovoltaico conectado a la red	64
13. ANÁLISIS ECONÓMICO	68

13.1. Monto anual por energía facturada	68
13.2. Presupuesto para la elaboración del Sistema	70
13.3. Rentabilidad de la Inversión del sistema de generación fotovoltaica	71
13.3.1. Valor Actual Neto (VAN)	71
13.3.2. Tasa interna de rendimiento/retorno (TIR)	72
13.3.3. Relación Beneficio/Costo (B/C).....	72
13.4. Escenarios Económicos	72
13.4.1. Escenario Económico Óptimo.....	73
13.4.2. Escenario Económico Real.....	74
13.4.2. Escenario económico donde se buscara el precio de la energía.....	76
14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	77
14.1. Conclusiones.....	77
14.2. Recomendaciones	78
15. BIBLIOGRAFÍA	79

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución y perspectiva de la estructura energética mundial	8
Figura 2. Radiación Solar	10
Figura 3. Componentes de la radiación solar	11
Figura 4. Hora solar pico	13
Figura 5. Ángulos que definen la posición del Sol en cada instante	13
Figura 6. Energía solar pasiva	15
Figura 7. Energía solar fotovoltaica	15
Figura 8. Trayectoria del recurso solar de la zona de Saquisilí.....	16
Figura 9. Energía solar Térmica	16
Figura 10. Celda solar mono cristalino y poli cristalina respectivamente.....	19
Figura 11. Celda solar fotovoltaica.....	20
Figura 12. Celda mono cristalina.....	20
Figura 13. Celda poli cristalina.....	21
Figura 14. Celda amorfa	22
Figura 15. Componentes de un panel solar fotovoltaico	23
Figura 16. Panel solar fotovoltaico.....	24

Figura 17. Curva de corriente vs voltaje típica de un panel solar	25
Figura 18. Curva I-V de un panel fotovoltaico en función de la irradiancia	26
Figura 19. Curva I-V por efecto de la radiación solar	27
Figura 20. Curva I-V por efecto de la temperatura.....	28
Figura 21. Curva de la demanda diaria.....	31
Figura 22. Distancia mínima entre filas de paneles instalados en el mismo plano	36
Figura 23. Tramos de línea en un SFCR (no se indican los dispositivos de maniobra y protección).....	37
Figura 24. Esquema de protecciones en un sistema fotovoltaico conectado a la red	39
Figura 25. Esquema de conexión de μ SFV	42
Figura 26. Localización Geográfica de la terraza de la vivienda.	50
Figura 27. Vivienda de estudio.....	50
Figura 28. Terraza de la vivienda.	50
Figura 29. Radiación global promedio diaria en el Cantón Saquisilí.....	52
Figura 30. Consumo de Potencia y Energía de la vivienda.	53
Figura 31. Área disponible en la vivienda.....	54
Figura 32. Sur geográfico de la terraza de la vivienda.	59
Figura 33. Panel fotovoltaico orientado hacia el sur geográfico.	60
Figura 34. Distancia mínima entre filas horizontales de paneles fotovoltaicos.	60
Figura 35. Ubicación de los paneles fotovoltaicos en la terraza de la vivienda.	61
Figura 36. Esquema eléctrico de la instalación fotovoltaica conectada a la red.	66
Figura 37. Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica conectada a la red.	67

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Sistema de actividades en relación a los objetivos planteados.....	6
Tabla 2. Pérdidas admisibles por efecto de sombra, orientación e inclinación.	35
Tabla 3. Localización de la terraza de la vivienda.	49
Tabla 4. Comparación de la radiación solar.	51
Tabla 5. Radiación global promedio diaria en el Cantón Saquisilí.	52
Tabla 6. Consumo de Potencia y Energía de la vivienda	53
Tabla 7. Especificaciones técnicas del panel JKM335M-60H-V.....	54

Tabla 8. Especificaciones técnicas del inversor 1500TL-120AC.....	56
Tabla 9. Resumen de las caídas de voltaje en el sistema fotovoltaico conectado a la red.	63
Tabla 10. Área total de los conductores de corriente continua.....	63
Tabla 11. Protecciones del sistema fotovoltaico conectado a la red.	65
Tabla 12. Energía diaria, mensual y anual generada por el sistema fotovoltaico.....	68
Tabla 13. Balance neto de energía mensual y ahorro monetario.....	69
Tabla 14. Costo de materiales del sistema solar fotovoltaico conectado a la red.....	70
Tabla 15. Gastos anuales del sistema fotovoltaico conectado a la red.	71
Tabla 16. Escenarios de crecimiento del PIB del Ecuador 2 019 – 2 027.....	73
Tabla 17. Evaluación financiera de acuerdo al escenario uno.....	74
Tabla 18. Evaluación financiera según el escenario tres.	75
Tabla 19. Evaluación financiera calculando el costo de energía.....	76

INDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Área de la terraza de la vivienda a escala.	86
Anexo 2. Datos Técnicos del Panel Fotovoltaico JKM335M-60H-V.....	87
Anexo 3. Datos Técnicos del Inversor Growatt MIN 2500-6000 TL-XE.....	89
Anexo 4. Partes y componentes del Inversor Growatt MIN 2500-6000 TL-XE.....	91
Anexo 5. Ubicación de los paneles fotovoltaicos en la terraza de la vivienda a escala.	94
Anexo 6. Tramos del cableado del sistema fotovoltaico.	95
Anexo 7. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.	96
Anexo 8. Cables THHN 600 V 90 °C Conelsa.....	96
Anexo 9. Dimensiones de la tubería E.M.T. y área disponible para los conductores.	98
Anexo 10. Paneles fotovoltaicos y tubería E.M.T. en la terraza de la vivienda a escala.	99
Anexo 11. Ficha técnica del interruptor termo magnético C.C.....	100
Anexo 12. Ficha técnica del limitador de sobrevoltajes.....	102
Anexo 13. Ficha técnica del fusible 10 x 38 mm.	104
Anexo 14. Ficha técnica del interruptor termo magnético C.A.....	106
Anexo 15. Gabinete en acero inoxidable con protección IP 66.....	107
Anexo 16. Esquema eléctrico del sistema fotovoltaico conectado a la red.	108
Anexo 17. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red.....	109

Anexo 18. Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución codificado.	110
Anexo 19. Determinación del SUR geográfico en la terraza de la vivienda	111
Anexo 20. Seguimiento de los Trámites en el sistema a la Empresa Distribuidora.	112
Anexo 21. Carta de Factibilidad de Conexión a la Empresa Distribuidora.	113
Anexo 22. Seguimiento de los Trámites en el sistema a la Empresa Distribuidora.	114

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TEMA: “ESTUDIO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL CONECTADO A LA RED PARA EL SECTOR DE SAQUISILÍ CON LA NORMATIVA DEL ARCONEL 003/18”

AUTORES: William David Otacoma Cusichua – Jhonatan José Quinatoa Vilca

RESUMEN

El siguiente estudio de investigación tiene como finalidad suministrar energía eléctrica en la vivienda ubicada en el Cantón Saquisilí mediante el uso de la energía solar. El sistema solar fotovoltaico interconectado a la red es un tipo de instalación en la que intervienen tres elementos que son: paneles solares, inversor de energía y la línea eléctrica de la red, así también se realiza el dimensionamiento y diseño del sistema fotovoltaico tomando en cuenta la normativa del Arconel 003/18. Para el diseño del proyecto se utilizó datos de la radiación de la fuente de Meteonorm, el cual nos permitió realizar una proyección de radiación para el año 2020, teniendo un promedio diario de $5,69 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$. La demanda diaria de la vivienda fue estimada con el analizador Fluke 435 serie II, mismo que registró una potencia promedio diaria en el horario de 6:00 am a 6:00 pm de $2\,238,25 \text{ W}$ y un consumo de energía de $1\,2181,22 \text{ Wh}$. El sistema fotovoltaico cuenta con nueve paneles solares, cuya capacidad instalada es de 3 kW , respectivamente situados en la azotea de la vivienda en un área libre de $63,8 \text{ m}^2$. De esta manera, el sistema podrá entregar anualmente $4639,57 \text{ kWh}$ a la vivienda y evitara la emisión de $2,81$ toneladas de CO_2 al año. Para terminar el estudio financiero del proyecto cuenta con una inversión de $3\,995,28 \text{ USD}$, donde se consideró tres escenarios económicos: en el primer escenario económico (óptimo) no se presenta ninguna variación en los parámetros económicos mientras que en el segundo escenario económico (pesimista), se toma en cuenta todos estos parámetros económicos y en el tercer escenario económico se buscó el precio de la energía para que el proyecto sea viable.

Palabras clave: demanda, potencia, radiación, sistema fotovoltaico.

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES

TITLE: "STUDY OF A RESIDENTIAL PHOTOVOLTAIC SOLAR SYSTEM CONNECTED TO THE NETWORK FOR THE SAQUISILÍ SECTOR WITH THE REGULATION OF ARCONEL 003/18"

AUTHORS: William David Otacoma Cusicahua – Jhonatan José Quinatoa Vilca

ABSTRACT

The purpose of this research is to supply electricity to homes located in Saquisilí Canton BY solar energy. The photovoltaic solar system interconnected to the grid is a type of installation in which three elements intervene: solar panels, energy inverter and the electric line of the grid, as well as the dimensioning and design of the photovoltaic system taking into account Arconel 003/18 regulations. For the project design, radiation data from the Meteonorm source was used, which allowed us to carry out a radiation projection for the year 2020, having a daily average of 5.69 kWh / (m² * day). The daily demand of the home was estimated with the Fluke 435 series II analyzer, which registered an average daily power between the hours of 6:00 am to 6:00 pm of 2 238.25 W and a power consumption of 1 2181, 22 Wh. he photovoltaic system has nine solar panels, whose installed capacity is 3 kW, respectively located on the roof of the house in a free area of 63.8 m². In this way, the system will be able to deliver 4,639.57 kWha to the home annually and avoid the emission of 2.81 tons of CO₂ per year. To finish the financial project study, it has an investment of 3,995.28 USD, where two economic scenarios were considered: in the first one (optimal) there is no variation in the economic parameters, while in the second one (pessimistic), all these economic parameters are taken into account.

Keywords: demand, power, radiation, photovoltaic system.



AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que: La traducción del resumen de tesis al Idioma Inglés presentado por los señores egresados de la Carrera de **INGENIERÍA ELÉCTRICA** de la Unidad Académica de **CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**, OTACOMA CUSICAHUA WILLIAM DAVID Y QUINATO A VILCA JHONATAN JOSÉ, cuyo título versa " **ESTUDIO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL CONECTADO A LA RED PARA EL SECTOR DE SAQUISILÍ CON LA NORMATIVA DEL ARCONEL 003/18.**", lo realizaron bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo los peticionarios hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimaren conveniente.

Latacunga, marzo de 20201

Atentamente,

Mg. Lidia Rebeca Yugla Lema

DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS

CC.0502652340

1. INFORMACIÓN GENERAL

1.1. Título del Proyecto:

ESTUDIO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL CONECTADO A LA RED PARA EL SECTOR DE SAQUISILÍ CON LA NORMATIVA DEL ARCONEL 003/18.

1.2. Fecha de inicio:

Noviembre del 2020

1.3. Fecha de finalización:

Marzo del 2021

1.4. Lugar de ejecución:

Cantón Saquisilí

1.5. Facultad que auspicia:

Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas

1.6. Carrera que auspicia:

Ingeniería Eléctrica

1.7. Equipo de Trabajo:

Tutor del proyecto de investigación:

Nombre: Ing. Carlos Francisco Pacheco Mena. MSc.

Celular: 0984293945

Cédula de Ciudadanía: 050307290-2

Correo electrónico: carlos.pacheco@utc.edu.ec

Coordinador uno del proyecto de investigación:

Nombre: Otacoma Cusichua William David

Celular: 0990348782

Cédula de Ciudadanía: 0550259501

Correo electrónico: williamotacoma1@utc.edu.ec

Dirección: Saquisilí, Barrio Manizales, Cantón Saquisilí

Coordinador dos del proyecto de investigación:

Nombre: Quinatoa Vilca Jhonatan José
Celular: 0989286175
Cédula de Ciudadanía: 050447358-8
Correo electrónico: jhonatan.quinatoa8@utc.edu.ec
Dirección: Chilcapamba Sur, Parroquia Tanicuchi, Cantón Latacunga.

1.8. Área de Conocimiento:

(Código: 07) Ingeniería, industria y construcción.

1.9. Línea de investigación:

De acuerdo con lo establecido en las Políticas de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en base al diagnóstico situacional de la zona 3 y el plan estratégico de desarrollo institucional para la Carrera de Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia, plantea la siguiente línea de investigación: Energías Alternativas y Renovables, Eficiencia energética y protección ambiental.

1.10. Sublíneas de investigación de la Carrera:

De acuerdo con lo establecido en la línea de investigación de la carrera de Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia, del Grupo Sistemas Eléctricos de Potencia, la sublínea correspondiente es: Conversión y uso racional de la energía eléctrica.

La propuesta tecnológica se adapta a las anteriores líneas y sublíneas de investigación, al ubicarse en las sub-temáticas relacionados a la eficiencia energética y desarrollo sostenible a través del estudio de un sistema solar fotovoltaico interconectado a la red bajo la normativa del ARCONEL 003/18.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El presente proyecto de investigación evidencia el estudio de un sistema solar fotovoltaico residencial conectado a la red para el sector de Saquisilí con la normativa del ARCONEL 003/18, para reducir el pago de la planilla eléctrica. Para esto, se determinó la radiación promedio mensual que existe en el lugar a estudiarse, también la potencia instalada de la vivienda con la ayuda del analizador de redes (FLUKE 1735). El estudio del sistema fotovoltaico conectado a la red nos garantiza que el dimensionamiento del mismo se lo realiza de la manera más adecuada posible para que no exista ningún sobredimensionamiento.

Para finalizar, el proyecto tiene su respectivo plano eléctrico y esquema unifilar, que incluyen simbología normalizada para que el lector tenga una mejor visualización del funcionamiento de la instalación fotovoltaica y evitar confusiones.

3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

En el presente trabajo se realiza un estudio de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red, mediante un dimensionamiento adecuado y correcto del mismo.

La facturación de la energía eléctrica utilizada en las casas residenciales debido a la demanda por parte de los diferentes equipos eléctricos y electrónicos, se está incrementado en los últimos años debido a que los consumidores están adquiriendo mayor cantidad de electrodomésticos, a su vez nuestro país por su ubicación tiene un excelente recurso solar, motivo por el cual el estudio de un sistema de generación solar fotovoltaico es sustentado bajo la regulación Nro. ARCONEL 003/18, denominada "Micro-generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica", emitida por el ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad), la cual se basa en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica que señala en el "Artículo 26.- Energías renovables no convencionales. - El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía".

En este proyecto de generación de energía eléctrica mediante un sistema solar fotovoltaico se analizarán y compararán los beneficios actuales contra los que se obtendrán al implementarse el sistema solar fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica, finalmente

se hará una relación costo-beneficio y se calculará el tiempo estimado de amortización del proyecto propuesto.

4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

El beneficiario directo a mediano plazo será el propietario de la vivienda pues reducirá el pago por consumo de energía eléctrica.

5. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

5.1. Situación Problemática

La residencia cuenta con un alto consumo de la energía eléctrica producida por los equipos eléctricos-electrónicos que ayudan en el mejoramiento de la calidad de vida, lo que representa un alto gasto económico al momento de realizar la facturación de la energía eléctrica utilizada, para lo cual se va a realizar el estudio del mismo.

Aplicando un sistema solar fotovoltaico conectado a la red se tiene grandes beneficios de generar energía eléctrica y así poder reducir el consumo eléctrico de la red y aprovechar más la energía solar.

Para lograr la mejor captación de los paneles fotovoltaicos, se debe realizar el dimensionamiento y el estudio técnico de la instalación. La dependencia de la energía generada por las centrales hidroeléctricas y de aquellas que utilizan combustibles fósiles y del elevado consumo de energía eléctrica por parte de las viviendas nos incentivan a buscar alternativas de generación que sean técnicamente factibles y económicamente viables, que permitan reducir el consumo eléctrico de la red.

5.2. Formulación problemática

¿El estudio de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red mediante la normativa del ARCONEL 003/18 permitirá la reducción del pago de consumo de energía eléctrica en la residencia del Cantón Saquisilí?

6. OBJETIVOS

6.1. General

Realizar el estudio de un sistema solar fotovoltaico interconectado a la red de una residencia en el Cantón Saquisilí, para la reducción de la facturación en la energía eléctrica.

6.2. Específicos

- Recopilar información teórica de fuentes bibliográficas y trabajos de investigación referente al diseño de sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red.
- Establecer los parámetros que debe cumplir el sistema solar fotovoltaico mediante la normativa del ARCONEL 003/18.
- Dimensionar los diferentes equipos y materiales adecuados para el diseño del sistema solar fotovoltaico conectado a la red.
- Realizar el análisis económico para el sistema fotovoltaico conectado a la red.

7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS

Tabla 1. Sistema de actividades en relación a los objetivos planteados

OBJETIVO ESPECÍFICOS	ACTIVIDADES	RESULTADO DE LA ACTIVIDAD	TÉCNICA
<p>Objetivo 1. Recopilar información teórica de fuentes bibliográficas y trabajos de investigación referente al diseño de sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio de la metodología para el diseño de sistemas fotovoltaicos • Descripción de los equipos necesarios para el buen funcionamiento del sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • Fundamentación teórica necesaria para el desarrollo del estudio planteado • Equipos seleccionados para el diseño del sistema 	<p>Investigación Documental</p>
<p>Objetivo 2 Establecer los parámetros que debe cumplir el sistema Solar Fotovoltaico mediante la normativa del ARCONEL 003/18</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluación de los parámetros requeridos en la norma para la conexión a la red del sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • Parámetros necesarios que debe cumplir el Sistema Fotovoltaico 	<p>Investigación Documental</p>
<p>Objetivo 3 Dimensionar los diferentes equipos y materiales adecuados para el diseño del sistema solar fotovoltaico conectado a la red</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño del sistema de generación solar fotovoltaico 	<ul style="list-style-type: none"> • Cálculo del número de paneles, dimensionamiento del inversor, conductor y protecciones 	<p>Investigación Aplicativa</p>
<p>Objetivo 4 Realizar el análisis económico para el sistema fotovoltaico conectado a la red</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis del costo de inversión y tiempo de recuperación 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicación de escenarios económicos con el TIR y el VAN 	<p>Análisis Económico</p>

8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA

En el desarrollo de la siguiente investigación, es necesario definir conceptos de la energía fotovoltaica. En el siguiente apartado se explica sus características principales, para poder entender de mejor manera el funcionamiento y dimensionar adecuadamente un sistema fotovoltaico conectado a la red.

8.1. Antecedentes

En la presente investigación se realizó una búsqueda bibliográfica sobre los sistemas solares fotovoltaicos utilizados en viviendas residenciales para reducir el alto pago por consumo de energía eléctrica, debido a la demanda por parte de los diferentes equipos, permitiendo la reducción de combustibles fósiles para la conservación del medio ambiente y la optimización de la energía solar, las instalaciones solares fotovoltaicas nacieron con el descubrimiento del fenómeno fotovoltaico por parte del físico francés Edmond Becquerel en 1839.

Tuvieron que pasar varios años para que se avanzara en el estudio de este fenómeno, Albert Einstein obtuvo el premio nobel con un trabajo que sustenta la teoría del efecto fotoeléctrico y “en el cual está basada la tecnología fotovoltaica” [1].

En 1946, el inventor estadounidense Russel Ohl, patentó las primeras células solares de silicio, pero Gerald Pearson de Laboratorios Bells, por accidente, experimentando en la electrónica creó una célula fotovoltaica más eficiente con silicio [2].

Los paneles fotovoltaicos tuvieron que pasar por varias etapas o procesos para poder ser utilizados en la generación de energía eléctrica, la primera utilización práctica de la generación de energía con celdas fotovoltaicas fue en los dos primeros satélites geoestacionarios de la URSS, en el 1957 y USA un año después en febrero de 1958. La celda de Silicio entra en el escenario de la industria y empieza el desarrollo comercial en busca siempre de una mejor eficiencia.

A pesar del éxito de la tecnología fotovoltaica a nivel espacial, los costos de estos paneles seguían siendo bastante altos para comercializarlos y crear aplicaciones de orden terrestre, lo cual cambió cuando, a comienzos de los setenta, el doctor Elliot Berman creó una célula solar mucho menos costosa, utilizando un silicio con un grado menor de pureza y materiales de encapsulado más baratos. Así apareció la primera celda conocida comercialmente, la cual fue instalada en una calculadora [3].

En el Ecuador la generación de la energía eléctrica estaba dada por tres fuentes dominantes de energía que son: petróleo, hidroelectricidad y biomasa. La demanda total de energía en el Ecuador creció en el 4,1 % anual entre 1 970 y 2 008 [4].

El crecimiento de la generación de energía eléctrica utilizando energías renovables se encuentran en crecimiento y desarrollo, en donde han empezado a jugar un rol muy importante desde inicios del siglo XXI lo que hace ver un fortalecimiento de esta tendencia en los próximos 20 años.

El constante agotamiento de los hidrocarburos y las restricciones ambientales impuestas a nivel mundial, los cuales han frenado en muchos aspectos la expansión y utilización de fuentes energéticas contaminantes, se suman al crecimiento tecnológico que desarrolla combustibles basados en fuentes renovables, tales como: el Hidrógeno, el Biodiesel o el Etanol; sucesos que se colocan paralelamente a la penetración de centrales eólicas y la reactivación de la energía nuclear. Como consecuencia de lo anteriormente señalado la humanidad está viendo el nacimiento de una nueva era ambientalista y sustentada en fuentes energéticas renovables y otras inagotables a escala humana.

Así, mientras el mundo ya ha empezado a vivir esta nueva era, el Ecuador empieza a dar sus primeros pasos con la aparición de proyectos eólicos, solares y de biocombustibles [5].

En la figura. 1 se muestra la evolución y perspectiva de la estructura energética mundial a lo largo de 100 años.

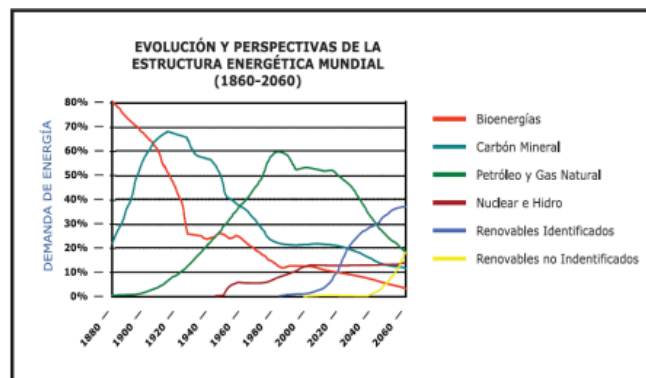


Figura 1. Evolución y perspectiva de la estructura energética mundial

Fuente: [6]

Los proyectos de energías renovables vienen dado principalmente por la falta de cobertura de las redes eléctricas dentro del territorio ecuatoriano, ha impulsado la implementación de los

sistemas fotovoltaicos aislados, principalmente para electrificar a comunidades que por razones geográficas no han podido ser atendidas con el servicio de energía eléctrica [7].

La creciente proyección de la demanda es una causal de búsqueda de nuevas fuentes de generación eléctrica. Los sistemas solares fotovoltaicos son una alternativa, para ello se debe realizar un estudio y análisis que permitirá conocer si el usuario residencial puede generar una micro red eléctrica en sus edificaciones residenciales usando paneles fotovoltaicos estimando su lugar geográfico, permitiendo la reducción o alivio en la red de distribución en horas pico [8].

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de componentes mecánicos, electrónicos que concurren para captar la energía solar disponible y transformarla en utilizable como energía eléctrica [9].

La investigación busca, mediante la aplicación de las teorías y conceptos sobre energía eléctrica y sistemas solar fotovoltaico, una alternativa que permita reducir el pago de la planilla de consumo eléctrico, inyectar energía directamente a la caja de distribución eléctrica disminuyendo el consumo y por ende las tarifas, para lo cual utilizo un inversor de red que es un sistema electrónico que realiza la conversión del voltaje suministrado por los paneles solares y lo convierte a 208 VAC – 120 VAC para ser aprovechados en la vivienda común [10].

Para esto se realizó el cálculo del número de paneles fotovoltaicos necesarios, así como la selección de equipos y propuestas para un mejor resultado. Se obtuvo el ahorro en el consumo eléctrico residencial por medio del sistema solar fotovoltaico acoplado a la red, y se calculó la recuperación de la inversión y las ganancias de la vida útil del sistema, El cual también permitió la reducción de emisión 1,15 a 2 toneladas de CO₂ anualmente al ambiente [11].

8.2. Radiación Solar

Es un fenómeno físico debido a la emisión de energía por parte del Sol en forma de radiaciones electromagnéticas de diferentes frecuencias (ultravioleta, rayos X, luz visible, infrarroja, microondas y ondas de radio). Estas radiaciones pueden ser cuantificadas y se expresan en unidades de irradiación, una unidad que refleja su potencia por unidad de superficie. Una característica particular de la radiación es que se trata de una forma de energía que puede ser transmitida en el vacío, lo cual hace que sea capaz de atravesar el espacio.

La cantidad de radiación solar que llega a nuestro planeta depende de factores como la distancia entre la Tierra y el Sol, la dirección o el ángulo en que estas radiaciones entran a la atmósfera y los movimientos que normalmente tiene la Tierra de rotación y traslación [12].

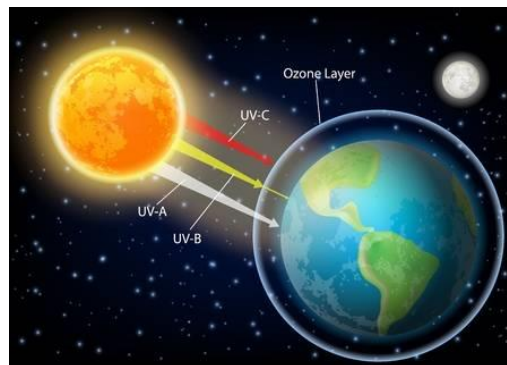


Figura 2. Radiación Solar

Fuente: [12]

Estas radiaciones electromagnéticas son ondas que se originan por la aceleración de las cargas eléctricas; una vez que llegan a la Tierra, se estima que sólo el 50 % logra alcanzar la superficie terrestre, bien sea de forma directa o al ser dispersada por la atmósfera. El resto de las radiaciones son absorbidas o dispersadas por elementos terrestres, o bien, se pierden en el espacio. Uno de los componentes atmosféricos relacionados con la absorción de estas radiaciones, especialmente en el espectro ultravioleta, es el ozono.

La parte superior de la atmósfera recibe una cantidad de energía solar equivalente a 1 367 W/m², parámetro que se conoce como insolación o constante solar. La energía solar incidente en una superficie terrestre se manifiesta de cuatro maneras diferentes como se muestra en la figura [12].

Radiación directa: Radiación que llega directa del sol, sin sufrir ningún cambio en su dirección. Esta radiación se caracteriza por proyectar una sombra sobre los objetos opacos que se interponen.

Radiación Solar difusa: También denominada radiación indirecta, es aquella recibida de la atmósfera como consecuencia de la dispersión de parte de la radiación del sol en la misma. Esta energía puede suponer aproximadamente un 15 % de la radiación global en los días soleados, pero en los días nublados, en los cuales la radiación directa es muy baja, la radiación difusa supone un porcentaje mucho mayor. Por otra parte, las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que "ven" toda la semiesfera

celeste, mientras que las superficies verticales reciben menos porque sólo "ven" la mitad de la semiesfera celeste.

Radiación Solar reflejada: Es aquella radiación reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, por otra parte, las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no "ven" la superficie terrestre, mientras que las superficies verticales son las que más reciben.

Radiación solar incidente: que es reflejada desde la superficie terrestre debido al efecto de albedo, donde el albedo es el coeficiente de reflexión (c), cuyos valores están entre 0 y 1 y representa la relación entre la energía radiante reflejada desde la tierra y la energía incidente. El valor promedio del coeficiente de reflexión de la Tierra es $c=0,40$.

Radiación global: Es el total de radiación que procede del Sol una parte se recibe directamente (directa); y otra, proviene de la difusión y de las múltiples reflexiones que sufre la radiación a su paso por la atmósfera (difusa). Se llama radiación global a la suma de estos: la radiación directa, Q , y la difusa, q : Radiación global = $Q + q$ [12].

En la figura 3 se muestra los componentes de la radiación sobre el panel.

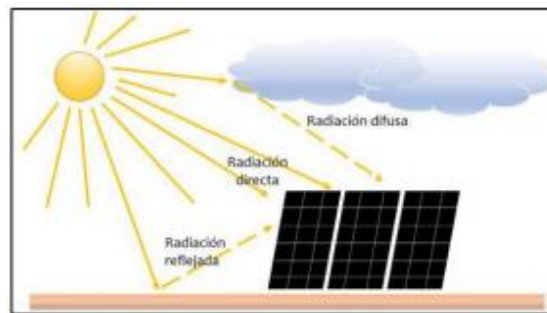


Figura 3. Componentes de la radiación solar

Fuente: [12]

Bajo cielo claro, la radiación difusa es debida exclusivamente a la reflexión y dispersión provocada por las moléculas de aire, afectando en especial a las longitudes cortas (el cielo presenta un color azul). Cuando la atmósfera se presenta cargada de aerosoles o moléculas de vapor de agua (por ejemplo una nube), la reflexión y dispersión es mayor, afectando al conjunto de las radiaciones del espectro electromagnético visible (el cielo pierde su color azul característico y adopta una tonalidad blanquecina) [12].

8.2.1. Características de la radiación solar

La radiación solar se distribuye en un amplio espectro de amplitud dependiendo de la frecuencia, donde su amplitud no es uniforme y tiene la forma típica de una campana.

Todo este conjunto de longitudes de onda se les denomina espectro electromagnético. Dentro de todo el espectro electromagnético la banda de radiación fotosintéticamente activa es la radiación visible y oscila entre los 380 y 780 nm, lo que equivale el 48% de la radiación solar. La luz visible tiene sub-bandas con radiación:

- Azul-violeta (380-490 nm).
- Verde (490-560 nm).
- Amarillo (560-590 nm).
- Rojo anaranjado (590-780 nm).

Cuando la radiación solar entra en contacto con la atmósfera presenta varios fenómenos como la reflexión, absorción, refracción y difusión debido a los gases de la atmósfera cambia la frecuencia, lo que hace que el espectro solar sea diferente en la superficie de la tierra que el espectro detectado al exterior de la atmósfera [12].

8.3. Irradiación

Es la energía recibida por unidad de superficie durante un tiempo determinado. Se mide en Wh/m^2 . La irradiación a lo largo de un día se mide en $\text{Wh}/\text{m}^2/\text{día}$.

8.3.1. Irradiancia

Es la potencia de la radiación solar recibida por unidad de superficie. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2). La radiación que llega del sol se llama constante solar, y tiene un valor de irradiancia de $1\,000\ \text{W}/\text{m}^2$ al llegar a la superficie terrestre. [13].

8.4. Hora solar pico

La hora solar pico (H.S.P) se define como el número de horas diarias con irradiancia solar ideal de $1\,000\ \text{Wh}/\text{m}^2$ que proporciona la misma irradiación solar total que la real de ese día [14].

Este concepto se explica de mejor manera en la figura 4.

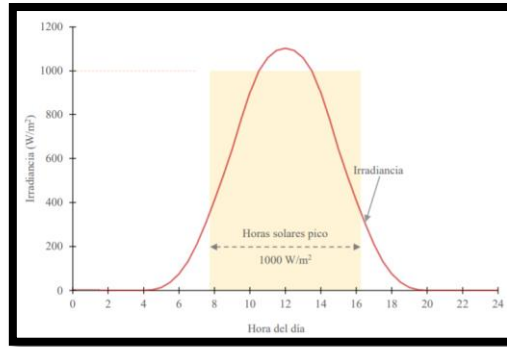


Figura 4. Hora solar pico

Fuente: [14]

$$HSP = \frac{\text{Irradiación promedio}}{1000W/m^2} \quad (1)$$

8.5. Coordenadas solares

Su finalidad es establecer la posición del sol en el cielo, el origen de su sistema de referencia es la ubicación del observador [14].

- Azimut u orientación solar (A, ψ): ángulo formado por la línea Norte-Sur y la proyección del rayo del sol sobre el plano horizontal. Su valor óptimo es $\psi = 0^\circ$ al medio día porque el Sol se encuentra en orientación Sur, aquí se conseguirá la máxima radiación.
- Altura solar (α): ángulo que varía a lo largo del día.
- Cenital (θ): ángulo que forma el Sol con el cenit que es el punto superior del hemisferio celeste correspondiente a un lugar de la Tierra y complementa la altura solar tal y como se muestra en la figura 5.
- Latitud (ϕ): ángulo que forma la vertical del punto geográfico que se considere y el Ecuador [15].

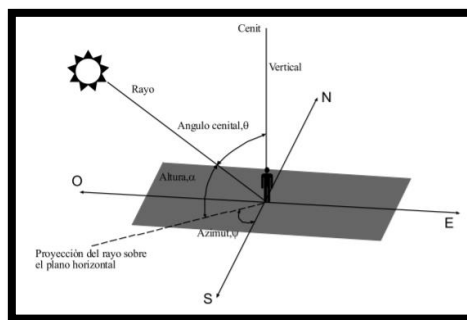


Figura 5. Ángulos que definen la posición del Sol en cada instante

Fuente: [15]

8.6. Energía solar

La energía solar es una fuente de energía renovable que se obtiene del sol y con la que se puede generar calor y electricidad.

La energía solar se crea en el interior del Sol, donde la temperatura llega a los 15 millones de grados, con una presión altísima, que provoca reacciones nucleares.

Un 74 % de la materia solar es Hidrógeno (H), otro 24 % es Helio (He) y el restante 2 % se reparte entre diversos elementos químicos entre los que destacan el Oxígeno (O), el Hierro (Fe) y el Níquel (Ni). Estos gases tienen un movimiento convectivo que transporta el calor y la energía hacia afuera. Este efecto de dinamo genera un potente campo magnético [16].

El aprovechamiento de la energía del Sol está condicionado por la intensidad de radiación que se recibe en la Tierra. La radiación varía según la latitud del lugar, el momento del día, las condiciones atmosféricas y climatológicas. La unidad métrica utilizada para la radiación es el W/m² que expresa la cantidad de energía que llega a un área de un metro cuadrado. La energía anual que recibe nuestro planeta por parte del sol es aproximadamente 1,6 millones de kWh, pero solo un 40 % es aprovechable.

Tipos de energía solar

Hoy en día existen tres formas de aprovechar la energía del sol:

- La energía solar pasiva.
- La energía solar fotovoltaica.
- La energía solar térmica.

8.6.1. Energía solar pasiva

Es la manera más antigua de aprovechar la radiación solar. Este sistema no necesitan ningún dispositivo para captar la energía solar, el aprovechamiento se logra aplicando distintos elementos arquitectónicos. Aquí, se introduce el concepto de arquitectura bioclimática con el diseño de edificaciones para aprovechar al máximo los recursos disponibles (sol, viento,...) reduciendo así, en lo posible, el consumo energético y minimizando el impacto ambiental, como se muestra en la figura 6 [15].

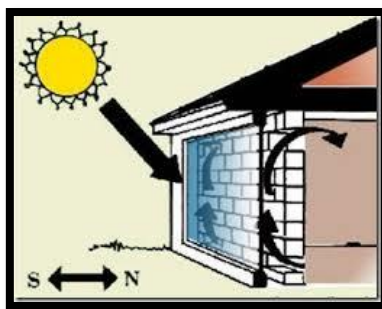


Figura 6. Energía solar pasiva

Fuente: [16]

8.6.2. Energía solar fotovoltaica

La energía solar es aquella que aprovecha la radiación de las partículas de luz de sol para producir energía. Se trata de una fuente de energía totalmente limpia, que no necesita del uso de reacciones químicas ni provoca ningún tipo de residuos. Además, se trata de una energía renovable, esto es, la energía del sol va a estar presente eternamente, o al menos, durante todavía mucho miles de millones de años. En definitiva, se trata de una energía limpia, sostenible y renovable, como podemos visualizar en la figura 7 [17].

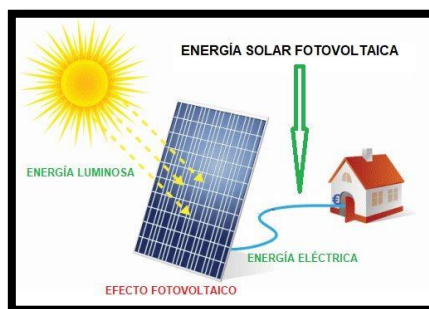


Figura 7. Energía solar fotovoltaica

Fuente: [15]

Para realizar esta conversión es necesario la utilización de paneles o colectores solares, los cuales se encuentran formados por pequeñas celdas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos, que tratada de la manera correcta se usa para dar electricidad a instalaciones autónomas o inyectar a la red.. Estas pueden estar conectadas en serie o en paralelo dependiendo del suministro de tensión o corriente que satisfaga la demanda.

Enfocándonos en la ubicación del proyecto tal como se puede apreciar en la figura 6, proporcionada por la página <http://suncalc.net/#/-0.8407,-78.6714,18/2020.05.03/12:14>, podemos apreciar la trayectoria del recurso solar del sector de Saquisilí.

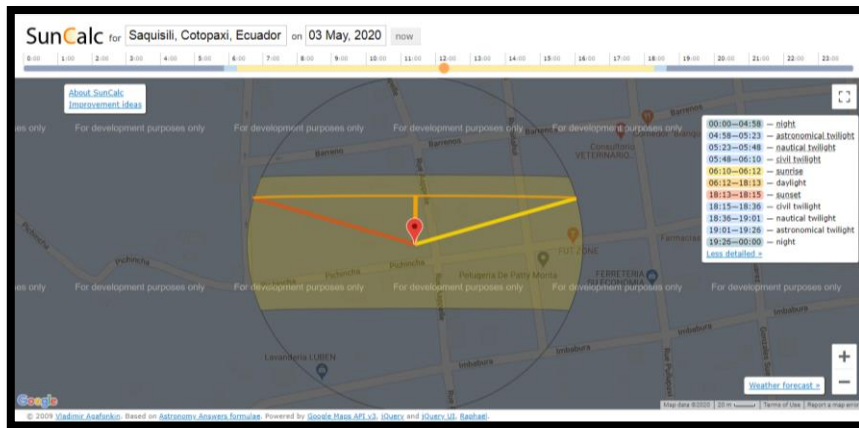


Figura 8. Trayectoria del recurso solar de la zona de Saquisilí

Fuente: [16]

8.6.3. Energía Solar Térmica

La energía solar térmica aprovecha la radiación del Sol para calentar un fluido que, por lo general, suele ser agua o aire. La capacidad de transformar los rayos solares en calor es, precisamente, el principio elemental en el que se basa esta fuente de energía renovable.

La conversión de la energía luminosa del Sol en energía calorífica se produce directamente en forma cotidiana, sin que sea necesaria la intervención del hombre en este proceso. Todos hemos realizado, en alguna ocasión, el experimento de quemar un papel con la ayuda de una lupa. La lupa concentra los rayos solares en un punto determinado de su superficie (foco). Esta concentración de rayos (y por tanto de energía) produce un rápido aumento de la temperatura del papel, provocando su combustión [18].

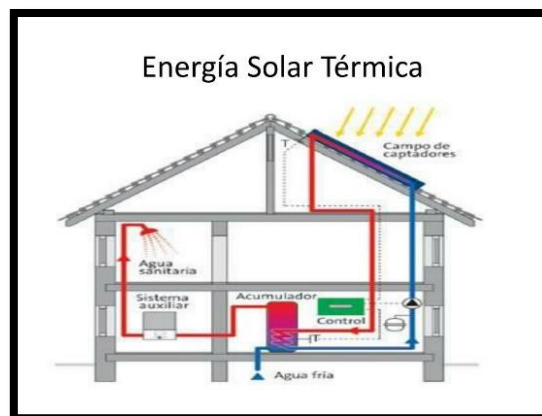


Figura 9. Energía solar Térmica

Fuente: [18]

8.7. Sistemas Solares Fotovoltaicos

Un sistema solar fotovoltaica es un arreglo que permite aprovechar la energía solar y convertirla en energía eléctrica utilizable en el funcionamiento de accesorios, artefactos y equipos eléctricos. Generalmente, está constituida por: paneles solares que son los equipos que captan y transforman la energía solar; el regulador – controlador de carga que se encarga de cargar, adecuadamente, los equipos para almacenamiento de energía; las baterías o acumuladores de energía; el inversor de corriente DC/AC que convierte la corriente directa en alterna para que pueda ser aprovechada por los equipos eléctricos comerciales y los tableros e instalaciones eléctricas que distribuyen la electricidad.

Una instalación solar fotovoltaicas puede estar aislada o conectada a la red eléctrica de energía pública; cuando no está conectada se dice que es tipo aislada (SFVA) o “Off-Grid”, cuando está conectada y puede inyectar energía eléctrica a la red pública (SFVC) se dice que es del tipo “On-Grid”. También hay instalaciones que aprovechan varias clases de energías a la vez; por ejemplo, la eólica y la solar, a estos sistemas se le llama híbridos (SFVH) [7].

8.7.1. Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFVC)

Las instalaciones solares fotovoltaicas de conexión en paralelo a la red tienen la particularidad de trabajar en intercambio con la red eléctrica local. En práctica, durante las horas de luz solar el usuario consume de forma instantánea la energía solar producida por sus propias instalaciones, mientras que cuando no hay luz solar o ésta no es suficiente, o si el usuario requiere más energía eléctrica de la que la planta solar está en grado de proveer, será la red eléctrica la que garantizará el abastecimiento de la energía eléctrica necesaria [19].

La capacidad de un SFVC, está determinada por: la capacidad en vatios pico del arreglo fotovoltaico, la reserva de amperios hora del banco de baterías, la potencia del inversor y la capacidad del regulador de carga [7].

Los SFVC funcionan en corriente alterna, con voltajes generalmente monofásicos o trifásicos a 60 Hz en el Ecuador, el INEN los subdivide en:

- SFVCS sin respaldo de baterías.
- SFVCB con respaldo de baterías.
- SFVCM con micro inversores.

8.8. Estudio Climatológico

En el siguiente estudio se manifiesta los datos climatológicos necesarios para la instalación sobre la zona de la vivienda donde se va a instalar el sistema fotovoltaico, es decir datos sobre radiación solar, como la manera en la que se han obtenido dichos datos. Los datos obtenidos son de gran utilidad para evitar imprevistos y para saber si vamos a ser capaces de autoabastecernos con la instalación fotovoltaica estudiada [20].

Para obtener la radiación disponible en el emplazamiento de nuestra vivienda, se han utilizado datos de diferentes bases y páginas. Estas bases de datos pertenecen a entidades de diferentes ámbitos así como páginas oficiales pertenecientes a la comisión Europea. Estas bases consultadas han sido las siguientes: Meteonorm, NASA, PVGIS. De tal forma que nos permite obtener datos sobre radiación de la ubicación exacta de nuestra vivienda. Por último se compararán todos los datos, y se elegirán según la veracidad de los mismos.

8.8.1. PVGIS

PVGIS hace referencia a Photovoltaic Geographical Information System, que es una herramienta de cálculo de energía solar fotovoltaico online que se ha desarrollado a partir de datos de radiación solar estimados a través de satélites. Almacena datos de las regiones de África, el Sudeste Asiático y de la cuenca europea del Mediterráneo.

Este programa es bastante práctico donde nos permite estudiar la radiación para una latitud y longitud concretas, de tal forma que nos permite obtener datos para la zona exacta de ubicación de nuestra vivienda. Además nos da el dato de la inclinación óptima de panel en función de la posición. También ofrece datos de radiación en función del día de la semana, del mes y otros parámetros y nos permite realizar una estimación de una instalación fotovoltaica conectada a la red [21].

8.8.2. Meteonorm

Meteonorm es una base de datos de radiación total disponible por mes para el lugar que se va a estudiar a través de la interfaz. El programa aporta datos que no son recogidos por ningún satélite como en otros casos, sino que se realiza una interpolación con datos de los últimos años para hacer una media [21].

Una vez definidos los diferentes parámetros que el programa precisa, se presenta una tabla de datos con diferentes tipos de información para el lugar escogido, que se presentan a continuación.

8.8.3. NASA

Se procederá a estudiar la base de datos de la agencia aeroespacial estadounidense. Esta agencia tiene desarrolladas bases de datos a través de los numerosos satélites meteorológicos que dispone en órbita, haciendo almacenando datos durante los último veintidós años [21].

Para la obtención de estos datos, los satélites miden 115 puntos del mundo e interpolan estos datos para obtener una media en el lugar donde se requiera hacer la instalación.

8.9. Componentes de un Sistema de generación Solar Fotovoltaico

Un sistema de generación solar fotovoltaico es más que solo los paneles además de este existen diferentes partes que se suman al sistema que varían de acuerdo a la aplicación y los cuales garantizan el correcto funcionamiento, control y durabilidad del sistema.

8.9.1. Celdas Fotovoltaicas

La celda fotovoltaica, son elementos que producen electricidad al incidir la luz solar sobre su superficie, genera una corriente continua CC, es decir este elemento transforma la radiación solar directamente en energía eléctrica en forma de corriente continua, mediante el efecto fotovoltaico. En la figura 8. Se muestran dos ejemplos de celdas fotovoltaicas [7].

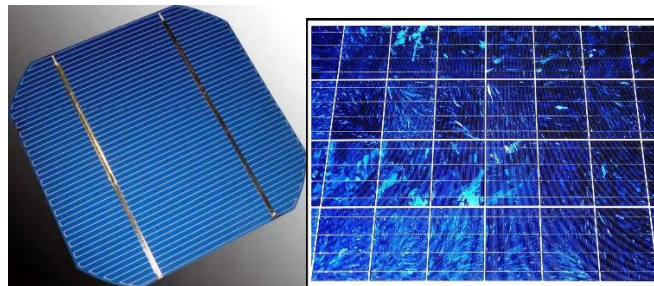


Figura 10. Celda solar mono cristalino y poli cristalina respectivamente

Fuente: [22]

Las celdas fotovoltaicas generalmente son construidas utilizando un grupo de minerales semiconductores, el más usado es el silicio (Si), pero tiene que ser de un alto grado de pureza para lograr el efecto fotovoltaico, esto provoca que los costos de elaboración de las celdas fotovoltaicas sea elevado.

Las partes más importantes de la celda solar son las capas de semiconductores, ya que es donde se crea la corriente de electrones. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentemente dopadas (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en la otra, en la figura 11 se ilustran los componentes de una celda fotovoltaica [7].

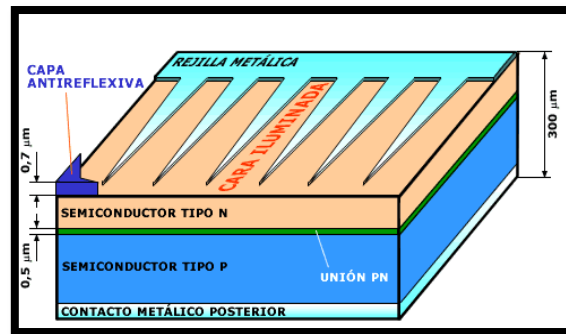


Figura 11. Celda solar fotovoltaica

Fuente: [7]

Además de los semiconductores, las celdas solares están formadas por una malla metálica superior u otro tipo de contrato para recolectar los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa, y un contacto posterior para completar el circuito eléctrico. También en la parte superior de la celda hay un vidrio u otro tipo de material encapsulan te transparente para sellarla y protegerla de las condiciones ambientales, y una capa anti reflexiva para aumentar el número de fotones absorbidos.

8.9.1.1. Celdas Mono cristalina

“Una célula solar de silicio mono cristalino no es otra cosa que un diodo de unión p-n que se hace especialmente sensible a la iluminación, generando la corriente eléctrica”, su eficiencia varía entre 14 % y 16 %, existen de azul oscuro o plateado oscuro. Los paneles mono cristalinos como se muestra en la figura 10, son los más usuales, se fabrican con 36 celdas a 12 V. Pueden ser diferenciados a simple vista de las poli cristalinas por que presentan corte en sus esquinas [23].



Figura 12. Celda mono cristalina

Fuente: [23]

Ventajas:

- Buen rendimiento de 14 % al 16,5 %.
- Buena relación $W_p \text{ m}^2$ (~150 WC/m², lo que ahorra espacio en caso necesario).
- Número de fabricantes elevado.

Inconvenientes

- Costo elevado.

8.9.1.2. Celdas Poli cristalino

Una celda fotovoltaica basada en silicio poli cristalino, en su fabricación, el silicio en bruto se funde y se vierte en un molde cuadrado. La fotocelda es de aspecto azulado, pero no es uniforme, se distinguen diferentes colores creados por los diferentes cristales, como se aprecia en la figura 13 [23].

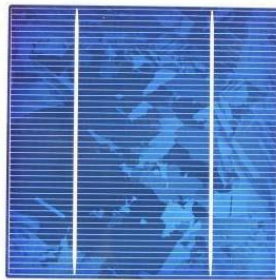


Figura 13. Celda poli cristalina

Fuente: [23]

Ventajas:

- Celdas cuadradas (con bordes redondeados en el caso de mono cristalino) que permite un mejor funcionamiento en un módulo.
- Eficiencia de conversión óptima, alrededor de 100 W_p/m^2 , pero un poco menor que en el mono cristalino.
- Lingote más barato de producir que el mono cristalino.

Desventajas

- Bajo rendimiento en condiciones de iluminación baja.

8.9.1.3. Celda Amorfo

Estas celdas son manufacturadas mediante la colocación de una fina capa de amorfo (no cristalino) de silicio sobre una amplia variedad de superficies. Estas son las menos eficientes y menos costosas de producir; debido a la naturaleza amorfa de la capa fina, es flexible, y si

se fabrica sobre una superficie flexible, el panel solar entero puede ser flexible. Una característica de las celdas solares amorfas es que su potencia se reduce con el tiempo, especialmente durante los primeros meses, después de los cuales son básicamente estables [23].

En la figura 14, podemos apreciar una celda de este tipo.



Figura 14. Celda amorfa

Fuente: [23]

Ventajas:

- Celdas flexibles.
- Bajo costo de producción.
- Ligeras.

Desventajas

- Baja eficiencia.
- Baja potencia.

8.9.2. Panel Fotovoltaico

Los paneles fotovoltaicos son dispositivos que pueden transformar la energía solar en energía eléctrica, están constituidos por celdas que funcionan de acuerdo con el principio del efecto fotoeléctrico. Una celda solar es la menor unidad en la cual se puede dividir un panel o módulo fotovoltaico, esta forma constructiva se hace necesaria debido a lo quebradizos de los materiales utilizados y a las tecnologías existentes para la fabricación de dispositivos adecuados para la generación fotovoltaica. En general, para aplicaciones prácticas, el material más utilizado en la fabricación de celdas fotovoltaicas es el silicio por su abundancia y por su costo [23].

Los paneles solares fotovoltaicos se componen de un conjunto de células conectadas convenientemente unas a otras, de tal forma que reúnan unas condiciones óptimas para su posterior utilización en sistemas de generación de energía, convirtiendo la luz solar en energía eléctrica. Por ejemplo los paneles de 12V se componen de 36 células, los paneles de 24V por 72 células y los llamados de “conexión a red” por 60 células.

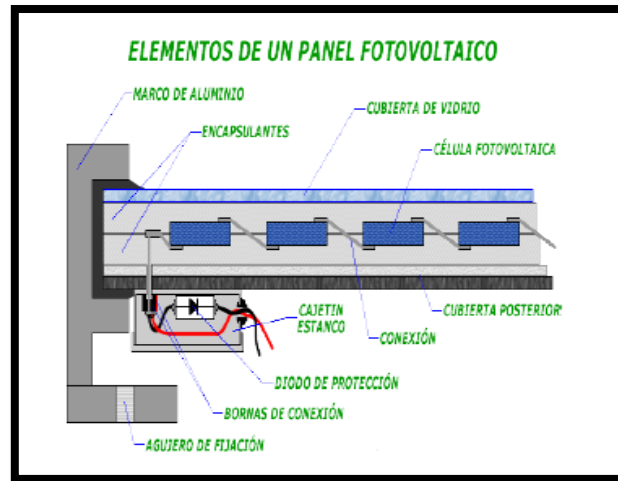


Figura 15. Componentes de un panel solar fotovoltaico

Fuente: [23]

Un panel solar está compuesto por las siguientes partes:

- **Recubrimiento Exterior:** Es el vidrio que facilita la captación de la radiación por parte del conjunto de las células fotovoltaicas. Este debe facilitar al máximo la transmisión de la radiación solar. Se caracteriza por su resistencia mecánica, alta transmisividad y bajo contenido en hierro.
- **Material Encapsulante:** Es una protección de las células solares. En la instalación solar fotovoltaica, se utiliza productos a base de siliconas o EVA (etileno-vinil-acetato) porque son muy transparentes a la radiación solar y no se envejecen por el tiempo, también protege de la humedad a las células fotovoltaicas.
- **Recubrimiento Posterior:** Es un cerramiento que protege al módulo, en algunas veces es un vidrio telar. El recubrimiento es de color claro, y es una ventaja, debido a que la radiación solar que llega entre las células se refleja por esa superficie y vuelve al recubrimiento exterior, el cual vuelve a reflejar la radiación y es absorbida por las células.

- **Conexiones Eléctricas:** Se ubican en la parte posterior del módulo, y son accesibles para el usuario o instalador. Contiene el cableado y las bornes de conexión. El módulo fotovoltaico es fácil de instalar con los conectores del micro inversor.
- **Marco Metálico:** Esta hecho de aluminio anodizado o acero inoxidable, y envuelve a todo el conjunto del módulo. La unión entre el marco metálico y los elementos que forman el modulo, está realizada mediante distintos tipos de sistemas resistentes a las condiciones de trabajo del panel [23].



Figura 16. Panel solar fotovoltaico

Fuente: [23].

8.9.2.1. Características eléctricas de los paneles fotovoltaicos

El modulo fotovoltaico tiene varios parámetros eléctricos que le dan su esencia y la respuesta que tendrá frente a la radiación solar, los cuales se definen a continuación:

- **Intensidad de cortocircuito (I_{sc}):** Es la corriente máxima que se puede obtener de un panel bajo unas determinadas condiciones. Para calcularlo, se mide la corriente entre los bornes del panel cuando se provoca un cortocircuito ($V = 0$). La corriente de cortocircuito de un módulo es igual al de una de sus células fotovoltaicas multiplicada por el número de filas conectadas en paralelo. Al no existir resistencia alguna al paso de la corriente, la caída de potencial es cero.
- **Tensión Nominal (V_n):** Valor del voltaje de diseño a la cual opera el modulo e indica si el modulo es apto para una determinada instalación.
- **Tensión a circuito abierto (V_{oc}):** Es el valor de voltaje máximo que se mide en un módulo cuando no hay paso de corriente entre los bornes. ($I = 0$). Esta tensión es la de cada una de sus células por el número de estas conectadas en serie.

- **Corriente (I) a un determinado voltaje (V):** Los paneles trabajan en circunstancias comprendidas entre los dos extremos anteriores determinado por su resistencia exterior que define la curva I-V. Caso del ejemplo anterior.
- **Potencia Máxima (Pm):** Se la conoce como potencia pico. Es el mayor valor del producto de la corriente y el voltaje del módulo fotovoltaico para cada uno de sus valores definidos por la curva V-I del módulo. La potencia del panel disminuye un 0,5 % por cada grado por encima de 25 °C que eleva la temperatura del módulo. Normalmente un panel no trabaja en condiciones de potencia máxima, ya que la resistencia exterior viene dada por las características propias de cada circuito.
- **Eficiencia del módulo:** Es el cociente entre la potencia eléctrica producida por el módulo y la radiación que incide sobre el mismo [23].

Los conceptos anteriormente definidos resultan más claros si se observa la figura 17, que representa la curva I-V de un típico panel solar.

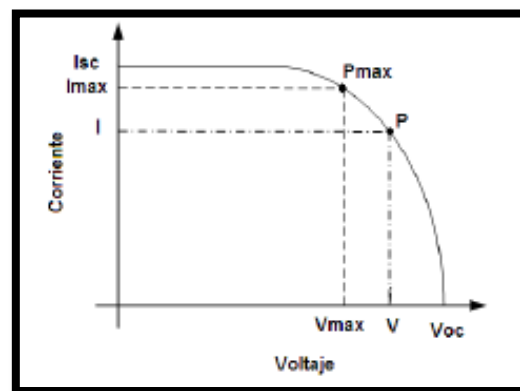


Figura 17. Curva de corriente vs voltaje típica de un panel solar

Fuente: [23].

8.9.2.2. Factores que afectan al rendimiento del panel fotovoltaico

Existen factores que podrían afectar el funcionamiento de los paneles los cuales se deben analizar.

8.9.2.2.1. Energía de la luz incidente en el panel

Para producir el movimiento de los electrones y generar flujo de corriente, es necesario que el nivel de radiación que incide sobre el panel (fotones) posea una cantidad de energía entre ciertos límites. Debido a que la luz incidente tiene distintas longitudes de onda, cerca del 50 % de la radiación recibida no está dentro del margen aceptado por los módulos fotovoltaicos disponibles comercialmente y se pierde, ya sea por poca o demasiada energía. Por otro lado,

la corriente es directamente proporcional a la radiación incidente y aceptada por el panel, por lo que un bajo nivel de energía radiante provocará que la corriente generada también sea baja, la Fig. 10. muestra las curvas I-V para distintos niveles de radiación [24].

8.9.2.2.2. Reflexión sobre la superficie del panel

Este tipo de pérdidas se produce en la superficie del panel, debido a la reflexión de los rayos incidentes. Para ver como la potencia del módulo varía según diferentes niveles de irradiancia solar, vemos la figura 18. La potencia de salida del módulo es directamente proporcional al nivel de irradiancia solar. Para disminuir este tipo de pérdidas, en el proceso de fabricación se están utilizando capas antirreflejo y superficies rugosas [25].

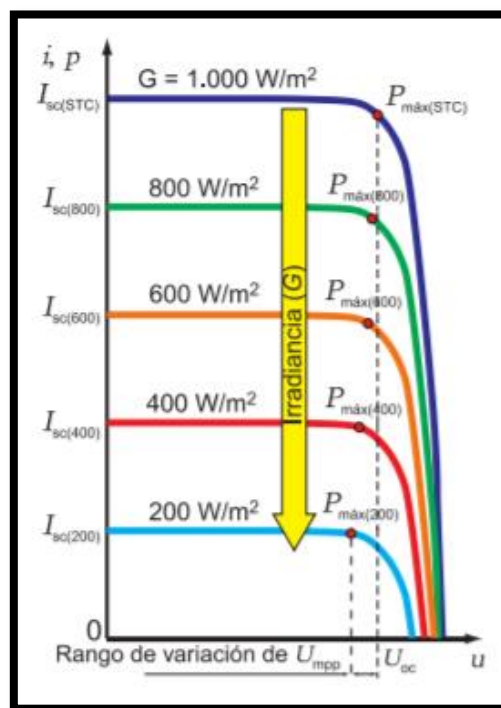


Figura 18. Curva I-V de un panel fotovoltaico en función de la irradiancia

Fuente: [25]

8.9.2.2.3. Efecto de la intensidad de radiación solar

El resultado de un cambio en la intensidad de radiación es una variación en la corriente de salida para cualquier valor de tensión. La corriente varía con la radiación de forma directamente proporcional, en tanto que la tensión se mantiene prácticamente constante, como se muestra en la figura 19.

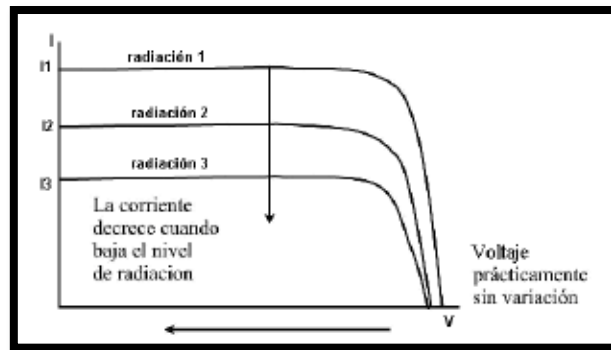


Figura 19. Curva I-V por efecto de la radiación solar

Fuente: [25]

8.9.2.2.4. Efecto de la sombra sobre el panel

El efecto de sombras sobre los paneles fotovoltaicos, afecta notoriamente el rendimiento de estos, por la cantidad de irradiación solar que no es aprovechada por el sistema generador, es por esto que se debe procurar al momento de diseñar una instalación fotovoltaica, situar los paneles en lugares donde no sufran este tipo de interferencias.

Este efecto es más notorio en instalaciones de paneles conectados en serie, ya que si un panel es sombreado no generará los mismos niveles de energía que los que se encuentran descubiertos, por lo cual consumirá energía, en vez de generarla [25].

8.9.2.2.5. Efecto de la temperatura en el panel

El principal efecto provocado por el aumento de la temperatura del módulo es una reducción del voltaje en forma directamente proporcional. Existe un efecto secundario que se manifiesta por un pequeño incremento de la corriente para valores bajos de voltaje.

Es por ello que, para lugares con temperaturas ambientes muy altas, son aptos módulos que poseen mayor cantidad de celdas en serie, para que los mismos tengan la suficiente tensión de salida para cargar baterías, como se puede apreciar en la figura 20.

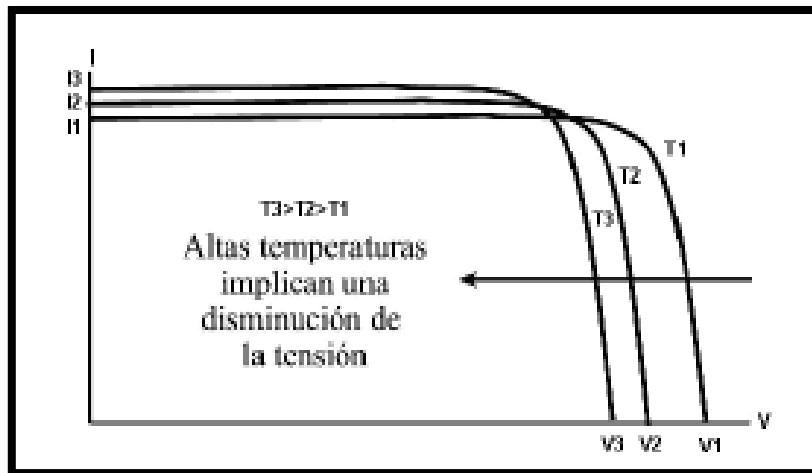


Figura 20. Curva I-V por efecto de la temperatura

Fuente: [25]

8.9.2.2.6. Efecto de la orientación e inclinación en el panel

Los módulos fotovoltaicos trabajarán en forma óptima cuando su orientación e inclinación se sitúe perpendicularmente hacia el sol. En instalaciones fijas, es imposible mantener el panel perpendicular al sol, por lo cual, el sistema se debe diseñar de tal forma que su instalación permita aprovechar la mayor cantidad de luz posible y en los periodos de mayor radiación.

Para las instalaciones con sistema de seguimiento, este problema tiene menor incidencia, ya que el panel tiende a mantener la perpendicularidad hacia el sol. La tabla 2 muestra los valores aceptables para distintos factores de pérdidas en el caso de instalaciones a red [25].

8.9.3. Inversor de conexión a la red

La señal de potencia suministrada por un generador fotovoltaico iluminado es en tensión continua, que debe ser acondicionada para permitir el conector acoplamiento a la red eléctrica. El equipo de acondicionamiento de potencia, denominado inversor IDC/AC, realiza la conversión de continua a alterna cumpliendo con determinados requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc [26].

Para transformar la electricidad producida por un panel solar (corriente continua) en electricidad con las mismas características que la de la red eléctrica (corriente alterna a 120-220 voltios y frecuencia de 60 Hz), se necesita un inversor para sistemas fotovoltaicos conectados a la red y no puede funcionar de forma aislada (modo isla). Son inversores con

salida monofásica o trifásica con potencias que van desde 1 kW hasta las centenas de kW, instalados entre el generador fotovoltaico y el punto de conexión a la red [27].

La etapa de potencia del inversor presenta una configuración en puente monofásico, utilizando como semiconductores de potencia transistores MOSFET. Para generar una senoidal pura o perfecta es mediante la técnica de modulación de ancho de pulsos PWM y además cuenta con un adaptador eléctrico conocido como seguidor del punto máximo de potencia (MPPT) que hace trabajar al generador fotovoltaico en la zona de su curva característica donde entrega la máxima potencia, independientemente de la carga conectada al generador [28].

8.9.3.1 Características de los inversores conectados a la red

Deben tener las siguientes funciones y características:

- Seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. El inversor tiene que llevar un seguidor MPP.
- Sistema de vigilancia y desconexión de la red. Si el tramo de la red de distribución eléctrica a la que está conectado el inversor queda fuera de servicio, por ejemplo, para la realización de tareas de mantenimiento o por una avería, el inversor debe desconectarse automáticamente de la red para evitar lo que se conoce como funcionamiento en modo isla.
- Estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:
 - Cortocircuito en alterna.
 - Tensión y frecuencia de red fuera de rango.
 - Sobretensiones, mediante varistores o similares.
 - Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno debe ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- Cuando la potencia proporcionada por el generador fotovoltaico sea menor que la necesaria para el autoconsumo del inversor, este se debe poner en modo de espera (stand-by) [29].
- Características eléctricas:
 - Se activan a potencias superiores al 10 % y soportan picos de un 30 %.
 - Rendimiento superior al 92 % a partir del 50 % de potencia nominal.

- Grado de protección mínima IP20 para interior y lugares inaccesibles, IP30 para interior y lugares accesibles e IP65 para intemperie [13].

8.9.3.2 Parámetros para el dimensionamiento de los inversores conectados a la red

- Rango de tensiones de entrada del seguidor MPP del inversor ($V_{inv\ mín} - V_{inv\ máx}$). Este rango debe abarcar los valores mínimo y máximo que puede proporcionar el sistema fotovoltaico en el punto de máxima potencia descritos para una temperatura de célula de 70 °C y -10 °C respectivamente ($V_{G\ mpp(70\ ^\circ C)}$ y $V_{G\ mpp(-10\ ^\circ C)}$). En los dos casos con una irradiancia de 1 000 W/m² [29].

$$V_{inv\ mín} \leq V_{G\ mpp(70\ ^\circ C)} \quad (2)$$

$$V_{inv\ máx} \leq V_{G\ mpp(-10\ ^\circ C)} \quad (3)$$

- Tensión máxima ($V_{máx\ vacío}$).

El inversor debe soportar el voltaje máximo que puede producir el sistema fotovoltaico en circuito abierto con una temperatura de célula de -10 °C y una irradiancia de 1 000 W/m².

$$V_{máx\ vacío} \leq V_{G\ oc(-10\ ^\circ C)} \quad (4)$$

- Intensidad máxima ($I_{inv\ máx}$).

El inversor debe soportar la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico a una temperatura de célula de 70 °C y una irradiancia de 1 000 W/m² [29].

$$I_{inv\ máx} \geq I_{G\ sc(70\ ^\circ C)} \quad (5)$$

8.9.4. Contador bidireccional

Como definición se tiene que el medidor bidireccional cuantifica la energía que se inyecta en la red (para su posterior remuneración) y mide el consumo del usuario en ausencia de radiación solar. El contador se ubica entre el inversor y la red de la Empresa Distribuidora [27].

8.9.5. Cableado del Sistema Fotovoltaico

El cableado es el encargado de transportar la energía eléctrica desde la generación hasta la distribución. Su dimensionamiento está determinado por la máxima diferencia de potencial y por la máxima intensidad admisible.

8.10. Características de las cargas electricas

8.10.1. Demanda eléctrica

Para el estudio se utiliza la potencia usada por el consumidor (variable en el tiempo). Dicho de otra forma, es la demanda media medida en las terminales receptoras, durante un periodo de tiempo determinado.

Esta demanda se puede expresar en KVA, KW, KVAR. Es indispensable indicar el intervalo de tiempo, dicha variación crea una curva de carga [30].

8.10.2. Curva de demanda

Es la representación gráfica de la variación de la demanda en función del tiempo (pueden ser de manera diaria, semanal, mensual, anual). En la figura se puede observar la curva de demanda diaria.

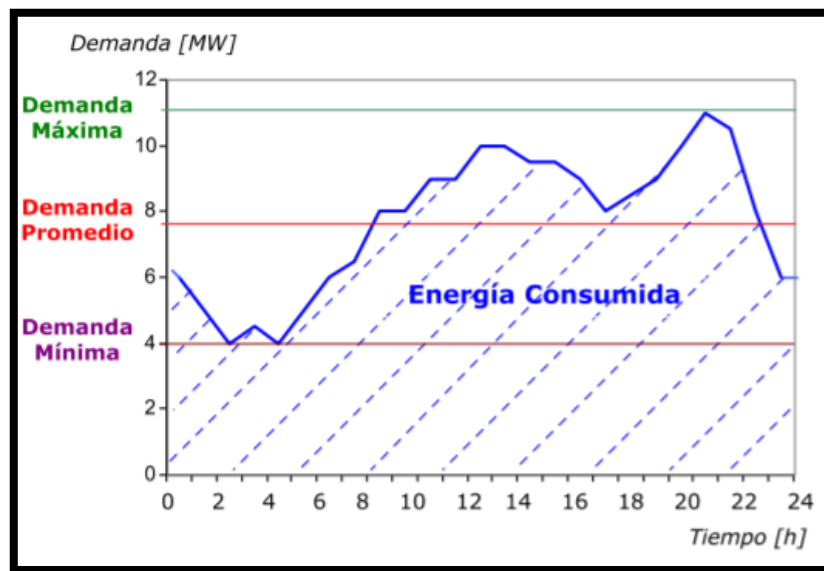


Figura 21. Curva de la demanda diaria

Fuente: [31]

8.10.3. Demanda promedio (Dp)

Para este estudio se define que es una demanda constante en el periodo de tiempo especificado. Se calcula con la siguiente ecuación: [32].

$$D_p = \frac{\text{Energía consumida en el tiempo } T \text{ (kWh)}}{\text{Tiempo (h)}} \quad (6)$$

$$\text{Energía} = \sum((\text{Tiempo}[h]) \times (\text{Potencia}[W])) \quad (7)$$

8.10.4. Demanda máxima (DM)

Según el estudio es el máximo consumo registrado de un sistema en un determinado periodo de tiempo. Se puede encontrar la carga máxima en intervalos ya se de 15 minutos, 30 minutos o 1 hora dependiendo del objetivo que se persiga [30].

8.10.5. Factor de planta (FPL)

El factor de planta da una indicación del uso promedio del equipo o instalación y es normalmente utilizado en estudios de generación [32]. Se puede calcular utilizando la siguiente ecuación:

$$F_{PL} = \frac{\text{Generación real anual}}{\text{Potencia nominal máxima planta}} = \frac{\text{Generación de energía anual real}}{\text{Potencia nominal máxima planta} \times 8760} \quad (8)$$

8.11. Metodología para el dimensionamiento de SFCR

8.11.1. Cálculo del generador fotovoltaico

En una instalación se considera un (10 - 20) % superior de la potencia nominal a satisfacer, debido a pérdidas por inclinación, en el cableado, inversor, etc. [33], [34].

$$P_{GFV} = (P_{nominal})(\vartheta)[kW] \quad (9)$$

Donde:

P_{GFV} : Potencia del generador fotovoltaico.

$P_{nominal}$: Potencia nominal instalada.

ϑ : Porcentaje comprendido entre un (10 - 20) %.

8.11.1.1. Determinación del número de inversores y paneles fotovoltaicos

$$\# \text{ inversores} = \frac{P_{GFV}}{P_{inv}} \quad (10)$$

$$\# \text{ Módulos} = \frac{E}{W_p * HSP_{\ast} * (1 - n_d)} \quad (11)$$

$$P_{pico} = (\# \text{ módulos})(P_{nominal PFV}) \quad (12)$$

Dónde:

P_{GFV} : Potencia nominal del panel fotovoltaico (W).

P_{inv} : Potencia nominal a la salida del inversor (kW).

E: Energía diaria real necesaria (kW/h).

W_p : Vatios pico del módulo FV que se utiliza en la instalación (W).

HSP_{α} : Hora de sol pico incidentes sobre el plano de los paneles (kWh/m²/día).

n_d : Factor global de pérdidas del generador fotovoltaico (es al menos un 25 %).

P_{pico} : Potencia pico del generador fotovoltaico (kW).

8.11.1.2. Arreglo de los paneles fotovoltaicos

Como se pudo observar en el apartado de los parámetros para el dimensionamiento de los inversores conectados a la red, deben obtenerse los arreglos de los módulos fotovoltaicos, garantizando el voltaje y corriente necesaria a la entrada del inversor. El rendimiento térmico del Generador Fotovoltaico presenta variaciones en sus parámetros eléctricos ante la variación de la temperatura esto debido al material del que están hechos, para lo cual es necesario calcular los parámetros en base a la temperatura de la zona donde se va a realizar la instalación del sistema [35].

8.11.1.2.1. Cálculo de los parámetros del panel fotovoltaico en el rango de temperaturas en función del sitio de estudio.

- Aproximación de la temperatura de la celda

$$T_{\text{célula en sitio}} = T_{\text{ambiente}} + \frac{(T_{NOCT\text{Célula}} - T_{NOCT\text{ambiente}}) * I_{STC}}{I_{NOCT}} \quad (13)$$

T: temperatura

T_{NOCT} : Temperatura en condiciones normales de operación.

I_{STC} : Irradiancia en condiciones estándar de prueba o irradiancia pico (1 000 W/m²)

I_{NOCT} : Irradiancia en condiciones normales de operación (800 W/m²)

El diferencial de es:

$$\Delta_T = T_{\text{célula en sitio}} - T_{\text{célula STC}} \quad (14)$$

- Valor mínimo del rango.

$$V_{mpp(Tmax)} = V_{mpp} + \beta(T - 25) \quad (15)$$

- Valor máximo del rango.

$$V_{mpp(Tmin)} = V_{mpp} + \beta(T - 25) \quad (16)$$

- Valor máximo en vacío del módulo fotovoltaico.

$$V_{oc(Tmin)} = V_{oc} + \beta(T - 25) \quad (17)$$

- Corriente máxima del panel fotovoltaico.

$$I_{sc(Tmax)} = I_{sc} + \alpha(T - 25) \quad (18)$$

Donde:

V_{mpp} : Voltaje pico del módulo fotovoltaico (V).

β : Coeficiente de temperatura de V_{oc} (mV/°C).

T: Temperatura de célula de respectivamente.

V_{oc} : Voltaje de circuito abierto del panel fotovoltaico (V).

I_{sc} : Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A).

α : Coeficiente de temperatura de I_{sc} (mA/°C).

8.11.1.2.2. Módulos fotovoltaicos en posición vertical y horizontal

- Número mínimo de paneles en serie (N_s).

$$N_s \geq \frac{V_{inv\ min}}{V_{mpp(Tmax)}} \quad (19)$$

- Número máximo de paneles en serie.

$$N_s \leq \frac{V_{inv\ máx}}{V_{mpp(Tmin)}} \quad (20)$$

- Número máximo de paneles en paralelo (N_p).

$$N_p \geq \frac{I_{inv\ máx}}{I_{sc(Tmax)}} \quad (21)$$

8.11.2. Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos

Para calcular la inclinación óptima de una superficie fija que garantiza la máxima captación de energía anual, se utiliza una fórmula que resulta del análisis de los cálculos de la irradiación solar global para distintas inclinaciones en diferentes latitudes [36].

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * [\varphi] \quad (22)$$

Donde:

β_{opt} : ángulo de inclinación óptima (grados).

$[\varphi]$: latitud del lugar (grados decimales).

También es importante saber que a inclinación del módulo fotovoltaico no sea menor de 15°, para permitir que la suciedad acumulada sobre su superficie sea retirada por el agua de lluvia [36].

La pérdida por inclinación se puede calcular con la siguiente expresión [4]:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * [1.2 * 10^{-4}(\beta - \varphi + 10)^2]; \text{ para } \beta \leq 15^\circ \quad (23)$$

Donde:

β : inclinación del generador fotovoltaico (grados).

$[\varphi]$: latitud del lugar (grados decimales).

8.11.2.1. Efecto de la inclinación

Para las instalaciones con sistema de seguimiento, este tipo de problema tiene menor incidencia, porque el panel tiende a mantener la perpendicular hacia el sol. La siguiente tabla nos indica los valores aceptables para distintos factores de pérdidas en el caso de instalaciones a la red [25].

Tabla 2. Pérdidas admisibles por efecto de sombra, orientación e inclinación.

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Fuente: [25]

8.11.3. Determinación de la potencia del inversor

Se debe tener un factor de reserva que por lo general es el 25 % de la potencia de carga, llegando a la siguiente ecuación:

$$P_{inv} = 1,25 * P_{CA} \quad (24)$$

Donde:

P_{inv} : Potencia del Inversor (W).

P_{CA} : Demanda máxima (W).

8.11.4. Distancia entre filas de paneles

Para nuestro estudio de la instalación fotovoltaica si no se deja la distancia suficiente entre filas se reduce el sombreado de las filas posteriores por las delanteras. Es necesario dejar ésta separación mínima para garantizar un mínimo de cuatro horas de sol entorno al mediodía del solsticio de invierno [37].

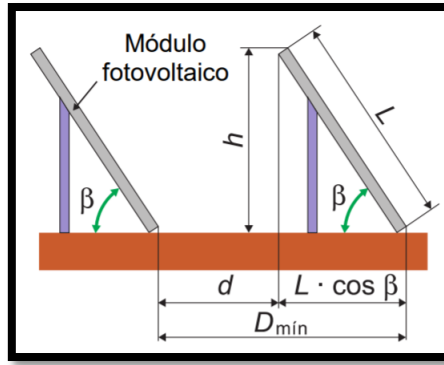


Figura 22. Distancia mínima entre filas de paneles instalados en el mismo plano

Fuente: [29]

La altura proyectada sobre la vertical de una fila se calcula a partir del ángulo de inclinación y la longitud del módulo como se puede apreciar en la figura 22:

$$h = L * \text{sen}(\beta) \quad (25)$$

La distancia mínima entre la parte superior de una fila y la parte inferior de la misma, se puede calcular en la siguiente ecuación:

$$d = \frac{h}{\text{tg}(61^\circ - \emptyset)} \quad (26)$$

La distancia mínima entre la parte inferior de las filas de módulos, que es un parámetro de instalación más práctico, se calcula con la siguiente ecuación:

$$D_{\text{min}} = d + L * \text{cos}(\beta) \quad (27)$$

Donde:

h: altura proyectada sobre la vertical de un módulo (m).

L: longitud del módulo (m).

β : inclinación del módulo ($^\circ$).

d: distancia mínima (m).

\emptyset : latitud del lugar ($^\circ$).

D_{min} : distancia mínima entre filas de módulos (m).

8.11.5. Cálculo del cableado

Para el cálculo de la sección del conductor, se considera tramos de línea características de una instalación fotovoltaica conectada a la red como se muestra en la figura 23.

- Tramo 1: conexasión de los módulos.

- Tramo 2: conexionado del generador fotovoltaico al inversor.
- Tramo 3: conexionado del inversor a la caja o cuadro de protecciones y medida.

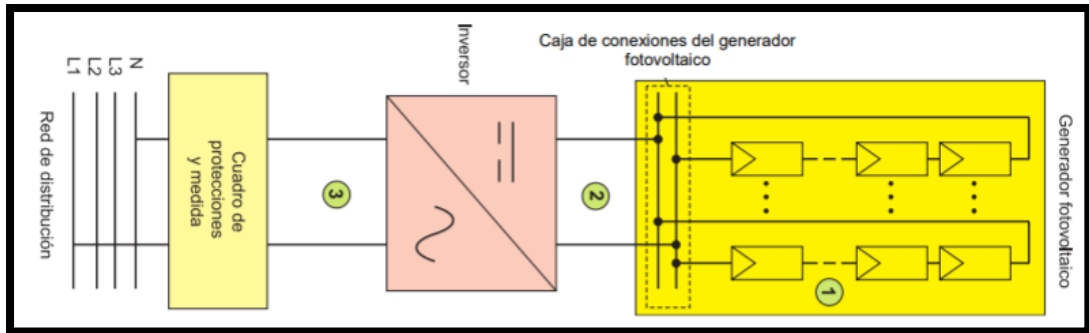


Figura 23. Tramos de línea en un SFCR (no se indican los dispositivos de maniobra y protección)

Fuente: [29].

En todos los tramos, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y la caída de voltaje entre el generador y el punto de conexión a la red de distribución o a la instalación interior, no será superior al 1,5 % [38].

$$I_n = 1.25(I_{sc}) \quad (28)$$

$$V_{G\ mpp} = N_s * V_{mpp} \quad (29)$$

$$I_{inv\ ca} = \frac{\sum P_{n\ inv}}{\sqrt{3} * V_{n\ ca} * \cos\varphi} \quad (30)$$

$$S = \frac{200 * I_n * l * \cos\varphi^{(1)}}{\Delta V_{\%} * V * \gamma_{\theta}} \text{ Para línea monofásica y c.c.} \quad (31)$$

$$S = \frac{\sqrt{2} * 100 * I_n * l * \cos\varphi}{\Delta V_{\%} * V * \gamma_{\theta}} \quad (32)$$

Donde:

I_n : corriente en cada tramo de conexión del sistema fotovoltaico (A).

$V_{G\ mpp}$: voltaje pico del generador fotovoltaico en la rama (V).

$I_{inv\ ca}$: intensidad nominal a la salida de los inversores (A).

$P_{n\ inv}$: potencia nominal de cada inversor (kW).

$V_{n\ ca}$: voltaje nominal del sistema en corriente alterna (V).

$\cos\varphi$: factor de potencia de la carga al final de la línea.

S: sección del conductor (mm^2).

l: longitud de la línea (m).

$\Delta V_{\%}$: caída de voltaje máxima permitido en porcentaje de la tensión de la línea (%).

V: voltaje de la línea (V).

γ_{θ} : conductividad del conductor a la temperatura de servicio θ prevista ($s \cdot m/mm^2$)

(1) En los circuitos de c.c. se utilizan las fórmulas de monofásica sin el término $\cos(\phi)$. (2) La conductividad del conductor se debe tomar la temperatura de servicio del cable que, para el caso habitual de aislamiento termoplástico, a $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ es $\gamma_{90} = 45\text{ } s \cdot m/mm^2$ y con $75\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\gamma_{75} = 47\text{ } s \cdot m/mm^2$ [39].

Los conductores de una canalización eléctrica se identificarán según el siguiente código de colores [40]:

- Alimentadores eléctricos.
 - Conductor de la fase 1 azul.
 - Conductor de la fase 2 negro.
 - Conductor de la fase 3 rojo.
 - Conductor de neutro blanco.
 - Conductor de tierra verde.
- Instalaciones interiores.
 - Conductor de fase azul, negro o rojo.
 - Conductor de neutro blanco.
 - Conductor de tierra verde.
 - Conductor de retorno cualquier otro color.
- Sistemas de corriente continua.
 - Conductor positivo rojo.
 - Conductor negativo negro.

“Para secciones superiores a No. 4 AWG ($21,2\text{ } mm^2$) si el mercado nacional sólo ofreciera conductores con aislamiento de color negro, se deberán marcar los conductores cada 10 m, con un tipo de pintura de buena adherencia al aislamiento u otro método que garantice la permanencia en el tiempo de la marca, respetando el código de colores establecido” [41].

8.11.6. Aparatos de protección

8.11.6.1. Interruptor termo magnético para cada rama del generador fotovoltaico

Estos interruptores termo magnéticos deben ser específicos para corriente continua [29].

$$I_n \geq 1,25 I_{sc} \quad (33)$$

$$V_{soc} = N_s * V_{oc} \quad (34)$$

$$V_n \geq V_{soc} \quad (35)$$

Donde:

I_n : Corriente nominal del interruptor termo magnético (A).

I_{sc} : Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A).

V_{oc} : Voltaje de circuito abierto del panel fotovoltaico (V).

V_{soc} : Voltaje de circuito abierto del generador fotovoltaico en la rama (V).

V_n : Voltaje nominal del interruptor termo magnético (V).

N_s : Número de paneles.

8.11.6.2. Protección de sobre voltajes

La protección contra los sobre voltajes que pueden presentarse en el sistema fotovoltaico por descargas atmosféricas se instalan en la caja de conexiones del generador, conectados entre el positivo, negativo y la toma de tierra, como se muestra en la figura 24 [38].

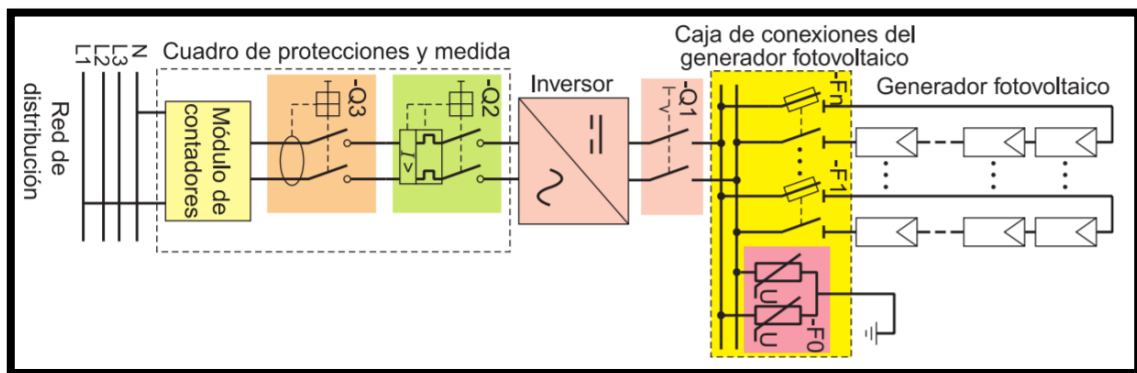


Figura 24. Esquema de protecciones en un sistema fotovoltaico conectado a la red

Fuente: [38].

$$V_n \geq 1,2 * V_{soc} \quad (36)$$

Donde:

V_n : voltaje nominal de empleo del limitador de sobrevoltajes (V).

8.11.6.3. Fusibles de los paneles fotovoltaicos

La protección por fusible de las series de paneles fotovoltaicos debe cumplir lo siguiente:

$$I_N > 1,8 * I_{sc} \quad (37)$$

$$I_N < 2,4 * I_{sc} \quad (38)$$

$$V_N \geq \text{Máximo voltaje de entrada en el inversor} \quad (39)$$

Donde:

I_N : Corriente nominal del fusible (A).

V_N : Voltaje nominal del fusible (V).

8.11.6.4. Protección del inversor

El inversor debe tener a su salida protecciones contra sobrecargas, cortocircuito (interruptores termo magnéticos) y frente a contactos directos e indirectos (interruptor diferencial) [42].

$$I_n \geq 1,25 I_{inv} \quad (40)$$

$$V_n = V_{n\ ca} \quad (41)$$

Donde:

I_n : Corriente nominal del interruptor termo magnético (A).

I_{inv} : Intensidad nominal a la salida del inversor (A).

V_n : Voltaje nominal del interruptor termo magnético (V).

$V_{n\ ca}$: Voltaje nominal del sistema en corriente alterna (V).

8.11.7. Cálculo de la energía anual producida

La energía suministrada por un sistema fotovoltaico durante un día, se calcula con la siguiente ecuación [29]:

$$E_d = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{Gm\acute{a}x} * PR}{G_{GEM}} \quad (42)$$

Durante un año, la energía puede obtenerse de forma aproximada con la expresión:

$$E_a = E_d * 365 \quad (43)$$

Donde:

E_d : Energía diaria producida (kWh/día).

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

$P_{Gm\acute{a}x}$: Potencia máxima o pico del generador fotovoltaico (kW).

PR: Rendimiento energético de la instalación, expresado en tanto por uno. Valores típicos: 0,65 – 0,8.

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

E_a : Energía anual producida (kWh/año).

8.11.8. Disminución de emisiones de CO₂

Para el cálculo de emisiones es conveniente usar el factor de CO_2 Ex Ante, debido a que estima las toneladas de dióxido de carbono que no son expulsadas a la atmósfera antes de la implementación de un proyecto [43].

$$\text{Reducción de emisiones de } CO_2 = (EF_{grid,CM})(E_a) \quad (43)$$

Donde:

$EF_{grid,CM}$: Factor de emisión de CO_2 Ex Ante (0,6071 para proyectos solares) (t CO_2 /MWh).

9. ESTUDIO DE LA NORMATIVA PARA LA INSTALACIÓN DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS RESIDENCIALES

9.1. Análisis de la Regulación Nro. ARCONEL-003/18

La regulación del ARCONEL contiene aspectos importantes de cómo se debe realizar los trámites en la empresa eléctrica, así como los aspectos técnicos que debe tener el sistema de generación solar fotovoltaica [44].

9.1.1. Análisis del capítulo 1. “Autorización para la conexión, instalación y operación de consumidores con μ SFV”

El principal objetivo de esta regulación es establecer las condiciones técnicas y comerciales para los consumidores que deseen implementar sistemas de micro generación fotovoltaica con una capacidad máxima de 100kW de potencia nominal instalada en medio y/o bajo voltaje, y que estén en sincronismo con la red, donde la energía eléctrica generada es auto consumida por sus propias instalaciones y en caso de existir un excedente de energía, la misma es inyectada a la red de distribución [44].

Características generales para consumidores que tengan interés en instalar μ SFV.

1. El proyecto debe conectarse con las redes de bajo o medio voltaje de la empresa de distribución, según el siguiente esquema:

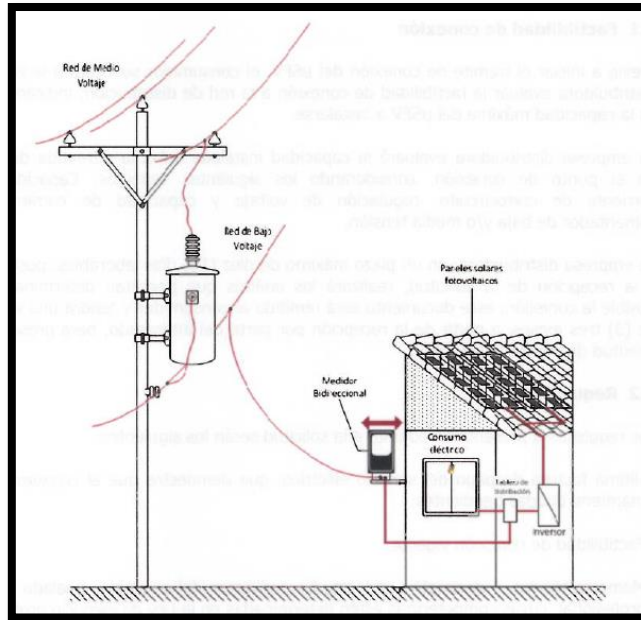


Figura 25. Esquema de conexión de μ SFV

Fuente: [44]

2. El interesado debe ser propietario del inmueble donde se va a instalar el sistema de micro generación fotovoltaica.
3. El diseño del sistema de micro generación fotovoltaico tiene como objetivo reducir el consumo de energía de la red.
4. La instalación del sistema de micro generación fotovoltaico está condicionado a la emisión de factibilidad de conexión de la empresa distribuidora.
5. La capacidad no minal instalada del sistema de micro generación fotovoltaico no podrá ser mayor a 100kW.

Si el usuario cumple con los puntos anteriores entonces podrá solicitar al distribuidor la instalación del μ SFV.

Requisitos para tramitar la autorización de conexión, instalación y operación de consumidores con μ SFV.

Previo a iniciar cualquier trámite para la conexión del μ SFV, el usuario debe solicitar a la empresa distribuidora que se revise la factibilidad de la conexión a la red de distribución, para esto el usuario debe indicar la potencia máxima del sistema μ SFV a instalar. La empresa distribuidora debe revisar en el punto donde se quiere instalar el sistema μ SFV, considerando los siguientes aspectos: la capacidad por corriente de cortocircuito, la regulación de tensión y la capacidad de corriente del alimentar en baja y media tensión. La empresa distribuidora

máximo en 10 días laborales tiene que dar una respuesta si es o no posible la conexión solicitada, si es posible la conexión la empresa remitirá este documento al usuario [44].

Los requisitos que se deben adjuntar a la solicitud para la instalación del μ SFV son:

- Última factura de pago.
- Factibilidad de conexión.
- Memoria técnica: descripción del estudio preliminar del proyecto.

El usuario y la empresa distribuidoras deben cumplir el siguiente procedimiento que se resume a continuación:

1. Una vez que el usuario tenga la factibilidad de conexión, deberá enviar la solicitud para la conexión del μ SFV a la empresa distribuidora.
2. La empresa distribuidora en un plazo máximo de 10 días laborales a partir de la recepción de la solicitud, analizará los aspectos técnicos para la instalación del μ SFV.
3. Cumplido los requisitos previos, la empresa distribuidora solicitará al usuario un cronograma de ejecución del proyecto. El usuario tiene un plazo máximo de 10 días para presentar el cronograma de ejecución en la empresa distribuidora.
4. Una vez aprobado el cronograma, la empresa distribuidora en un plazo de 8 días debe emitir el informe de aprobación del proyecto.
5. La empresa distribuidora luego de emitir el informe de aprobación del proyecto solicitará en un plazo de 2 días al ARCONEL, que se dé la autorización para la instalación y operación como consumidor con un microsistema fotovoltaico. El ARCONEL tendrá un plazo máximo de 8 días para pronunciarse sobre lo solicitado.
6. Con la aprobación del ARCONEL, el usuario deberá iniciar la instalación cumpliendo con el cronograma preestablecido y aprobado por la empresa distribuidora. Antes de entrar a operar el μ SFV, la empresa distribuidora en un plazo de 2 días revisará que la instalación cumpla con las normas técnicas en la instalación de los equipos, así mismo en un plazo de 2 días se deberá colocar los sellos de seguridad en el sistema de medición, y finalmente en un plazo máximo de 15 días se deberá suscribir el contrato como consumidor con μ SFV.
7. Suscrito el contrato entre la empresa distribuidora y el usuario se inicia la operación del μ SFV. 8. Es responsabilidad del usuario la operación y mantenimiento de todo el sistema de μ SFV.

Plazo de Operación del μ SFV.

El sistema de μ SFV por contrato tiene un periodo de operación de 20 años. Una vez finalizado este periodo el sistema debe ser desconectado de la red de distribución.

Incremento de capacidad del μ SFV.

Para que el usuario aumente su capacidad del μ SFV, deberá tramitar como si fuera un proyecto nuevo ante la empresa distribuidora. Hay que tener presente que el incremento de capacidad sumado a la capacidad del sistema ya instalado no deberá superar el límite máximo de la regulación correspondiente a 100 kW.

9.1.2. Análisis del capítulo 2 “Condiciones generales para la participación de consumidores con μ SFV”

Tratamiento comercial de la energía producida por los μ SFV.

La energía que se genere con el μ SFV será únicamente para autoconsumo de la vivienda donde esté instalado. Si en algún momento se llega a generar excedentes de energía, es decir, la producción del μ SFV es mayor al consumo del domicilio, este excedente podrá ser entregado a la red de baja o media tensión. El balance económico para la facturación será realizado por la empresa distribuidora y se tendrá presente la energía entregada y la energía consumida por el usuario. La empresa realizará un balance neto mensual en base a la energía consumida y entregada registrada en el equipo de medición, de acuerdo a la ecuación [44]:

$$\Delta E = (\text{Energía de la red} - \text{Energía inyectada en la red}) \quad (43)$$

ΔE Es el resultado del balance neto < 0 ; remanente negativo.

ΔE : Es el resultado del balance neto > 0 ; remanente positivo.

Si existe un remanente positivo el usuario deberá pagar a la empresa distribuidora lo que se facture de acuerdo al pliego tarifario, correspondiente al contrato de suministro, el mismo no estará sujeto al subsidio de la tarifa de la dignidad ni tampoco al subsidio cruzado.

Por otra parte, si el remanente es negativo quiere decir que el μ SFV generó energía mayor a la del consumo, de tal manera que se inyectó a la red y será considerada como crédito a favor del consumidor para el siguiente mes, y así sucesivamente hasta un periodo máximo de 2 años, donde el crédito se resetea y regresa a cero.

Independientemente si existe un remanente negativo o positivo de energía, el usuario deberá:

1. Cancelar a la distribuidora los cargos por potencia establecidos en el pliego tarifario, según su categoría establecida por la empresa distribuidora. Para esto la empresa distribuidora tiene que asumir que el usuario no cuenta con μ SFV.
2. Cancelar mes a mes el cargo de comercialización.
3. Cancelar la tarifa de servicio de alumbrado público, que es proporcional a su consumo.
4. Cancelar los rubros por recolección de basura y bomberos, según las ordenanzas vigentes.

En este punto se debe notar que en la regulación en el numeral 12.1, la redacción que establece el tratamiento comercial de la energía cuando existe un remanente positivo o un remanente negativo, está en desacuerdo con la expresión del balance neto ΔE , por lo que se debería realizar una corrección en la regulación ya que su redacción se presta a confusiones.

9.1.3. Análisis del capítulo 3 “Aspectos técnicos”

Calidad del producto.

Los parámetros técnicos de los consumidores con μ SFV, en el punto de conexión al sistema de distribución, serán los señalados en la Regulación de Distribución.

Condiciones para la conexión a la red.

La instalación del μ SFV no deberá generar alteraciones en los niveles de seguridad de la red; no deberá generar condiciones que representen una inseguridad al personal de mantenimiento de las redes de distribución. Cuando la red primaria de distribución se encuentre sin flujo de potencia y energía por motivos de mantenimiento de la red distribución, o por actuación de las protecciones primarias o secundarias, el usuario deberá desconectarse de la red.

Definición del Punto de Conexión a la Red de la empresa de distribución.

- Se deberá considerar la capacidad térmica de transporte de la red de bajo y medio voltaje, la potencia de los transformadores de distribución, el balance de la energía en el punto de entrega, capacidad de cortocircuito, regulación de voltaje, entre otros que la empresa de distribución pueda considerar necesarios, analizando en escenarios de mínima y máxima demanda, en horarios diurno y nocturno.
- Desde el inversor hasta el equipo de medición, no deberá existir ningún equipo distinto al requerido por el sistema fotovoltaico.

- La suma de las potencias de las instalaciones conectadas a una misma red de bajo voltaje, no podrán superar la mitad de la capacidad de transporte de dicha línea en el punto de conexión Además, la empresa distribuidora debe evitar puntos de conexión directos a los centros de transformación.
- El factor de potencia de la energía suministrada a la red de distribución deberá intentar llegar a la unidad.

Requerimientos Técnicos para la Conexión con el Sistema de Distribución.

- El consumidor con μ SFV deberá operar en el rango de voltaje entre un 90 % y 110 % del voltaje nominal de la red.
- La puesta en paralelo con el sistema no deberá generar variaciones en el voltaje de la red superiores a ± 5 %.
- La variación máxima de la frecuencia permitida en la operación en sincronismo con la red será de $\pm 0,5$ Hz.
- Los consumidores con μ SFV deberán contar con el equipamiento necesario para efectuar maniobras de reconexión a la red de distribución sin que se produzcan daños ni sobre voltajes.

Condiciones de puesta a tierra del μ SFV.

Todos los elementos metálicos relacionados con la instalación del μ SFV, tanto de la sección de corriente continua, como de la de corriente alterna, deberán estar conectadas a un único sistema de puesta a tierra, además se deberá efectuarse una separación galvánica entre la red de distribución de bajo voltaje y las instalaciones del sistema fotovoltaico.

Sistema de Protecciones.

El sistema de protecciones deberá garantizar la desconexión en caso de fallas, ya sean por causas internas del sistema o de la red de distribución.

La instalación deberá contar con las siguientes protecciones:

- Un interruptor termo magnético.
- Un interruptor automático diferencial.
- Un interruptor automático de la interconexión.

Sistema de Medición.

La adquisición, calibración e instalación del equipo de medición será responsabilidad de la empresa distribuidora. El consumidor deberá cancelar la diferencia del costo del medidor

diferencial con uno normal. En caso que se da de baja el μ SFV, el medidor pasa a ser propiedad de la empresa distribuidora.

El sistema de medición que se instalará a los usuarios con μ SFV deberá tener la capacidad de registrar el flujo de energía en ambos sentidos. El equipo de medición deberá tener las siguientes especificaciones:

- Medidor de energía activa/pasiva.
- Frecuencia de 60 Hz.
- Corriente máxima de trabajo (en amperios).
- Capacidad de almacenamiento de información en periodos de 15 minutos.
- Sistema de registro en memoria no volátil, con un periodo de almacenamiento de 45 días corridos.
- Precisión para energía activa y reactiva: 0,5 %.
- Fuente auxiliar de energía (Batería).
- Disponer de los protocolos certificados de ensayos en fábrica o en sitio.

Será responsabilidad del usuario con μ SFV mantener en correctas condiciones el equipo de medición.

En caso de que se presenten fallas en los equipos de medición, el usuario deberá notificar de manera inmediata a la empresa distribuidora, la cual deberá identificar la falla y en un plazo máximo de 48 horas cuando no se requiere de la sustitución de equipos, la falla deberá ser solventada. Cuando se requiere el reemplazo del medidor el tiempo máximo de reemplazo será de 60 días, y para el reemplazo de otro equipo será de 10 días. Para la liquidación y facturación de la energía durante el periodo de reemplazo de los equipos defectuosos se utilizará el histórico de los últimos 6 meses.

Obligaciones del consumidor.

- Prestar las facilidades para la verificación, intervención y sellado del μ SFV y de los equipos de medición.
- Llevar un mantenimiento periódico del μ SFV y del medidor.
- Permitir que la empresa distribuidora realice una verificación planificada del μ SFV y de los equipos de medición.
- Reportar a la empresa distribuidora cualquier anomalía en un periodo máximo de 24 horas.

- Cuidar la integridad de los sellos de seguridad del sistema de medición.
- Conservar la documentación original del μ SFV y la información que le hace consumidor con μ SFV.

Obligaciones de la empresa distribuidora.

- Adquirir, calibrar e instalar el sistema de medición.
- Verificar el correcto funcionamiento de los sistemas de medición.
- Realizar la lectura y descarga de información de los equipos de medida conforme a la normativa.
- Elaborar un plan anual para la verificación de los equipos de medición.
- Reportar al Ministerio Rector y al ARCONEL el incumpliendo de las disposiciones presentes en esta regulación por parte del usuario con μ SFV.

10. PREGUNTA CIENTÍFICA

¿El estudio de un sistema solar fotovoltaico nos permitirá determinar si la implementación del mismo ayudará a la reducción del pago de la planilla de energía eléctrica?

11. METODOLOGÍAS Y DISEÑO EXPERIMENTAL

11.1. Métodos de Investigación

Para el desarrollo del proyecto es necesario revisar los métodos de investigación apropiados para obtener la información que permita cumplir con los objetivos planteados.

11.1.1. Método estadístico

Este método consiste en una secuencia de procedimientos para el manejo de los datos cualitativos y cuantitativos de la investigación, por lo cual este método permitirá la recolección de datos mediante la medición de radiación solar para el correcto cálculo de celdas fotovoltaicas.

11.1.2. Método analítico

Este método implica un desglose de partes o elementos para obtener una comprensión de sus causas, este método permitirá el diseño de generación fotovoltaico para abastecer la demanda de la vivienda.

11.2. Tipos de Investigación

11.2.1. Investigación de campo

Consiste en la recopilación de información fuera de un laboratorio o lugar de trabajo. Es decir, los datos que se necesitan para hacer la investigación por este motivo utilizaremos este tipo de investigación para la recolección de datos de consumo de la vivienda.

11.3. Técnicas de investigación

La recolección de los datos para el estudio del sistema fotovoltaico conectado a la red en la residencia de Saquisilí se lo realizó en Excel y los planos fueron creados en AutoCAD 2018.

11.3.1. Lectura comprensiva

La lectura comprensiva estuvo presente en todo el proyecto investigativo, ya que el análisis de la información fue comparado con la teoría de diferentes autores, a fin de obtener una idea común para lograr la culminación del proyecto.

11.3.2. Observación

Para registrar los parámetros obtenidos de las mediciones realizadas, fue necesario emplear la observación en cada etapa del proyecto, la cual ayudó a ejecutar las respectivas tabulaciones y cálculos de energía que se puede aprovechar en el lugar de estudio.

11.3.3. Cálculo

El cálculo del dimensionamiento es fundamental, porque a través de los parámetros obtenidos, se pudo conocer la superficie disponible en la terraza de la vivienda, número de paneles e inversores, generación eléctrica proveniente de la instalación fotovoltaica, máxima potencia del sistema durante un día promedio y rentabilidad del proyecto.

12. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

12.1. Ubicación geográfica

El presente estudio de investigación se realiza en una vivienda familiar ubicada en las calles Pichincha y Naciones Unidas, en el Cantón Saquisilí, Provincia de Cotopaxi; en la terraza de la vivienda. Para la ubicación de la residencia se utilizó el programa Google Earth (Figura 26, 27, 28), donde se obtuvo las siguientes coordenadas (Tabla 3):

Tabla 3. Localización de la terraza de la vivienda.

COORDENADAS				Altitud (m)
Grados Decimales (DD)		Grados, Minutos, Segundos (DMS)		
Latitud	Longitud	Latitud	Longitud	
0,841004°	78,671445°	0°55'41" S	78°40'01" W	2927

Fuente: [45]



Figura 26. Localización Geográfica de la terraza de la vivienda.

Fuente: [45]



Figura 27. Vivienda de estudio.

Fuente: Elaboración y Formulación propia.



Figura 28. Terraza de la vivienda.

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

12.2. Irradiación solar disponible en el sitio de estudio

Primeramente se procederá a estudiar las diferencias entre las bases de datos expuestas para posteriormente elegir los datos de una de ellas, que serán los utilizados a la hora de realizar

las operaciones de dimensionamiento de la instalación. En total se han obtenido datos de tres bases diferentes (PVGIS, Meteonorm y la NASA).

Por lo que en la siguiente tabla 4 se muestra la comparativa en cuanto a la irradiación:

Tabla 4. Comparación de la radiación solar.

Comparación de datos de radiación en el sector Saquisilí			
MES	PVGIS	METEONORM	NASA
	kWh/m ² /días	kWh/m ² /días	kWh/m ² /días
Enero	5,81	5,56	4,14
Febrero	5,30	5,51	4,35
Marzo	5,85	5,76	4,55
Abril	4,75	5,54	4,33
Mayo	4,24	5,40	4,12
Junio	4,63	5,56	4,02
Julio	5,19	5,49	4,27
Agosto	5,93	6,05	4,46
Septiembre	5,66	6,43	4,27
Octubre	5,55	5,94	4,24
Noviembre	5,47	5,51	4,30
Diciembre	4,88	5,58	3,98
PROMEDIO	5,27	5,69	4,25

Fuente: [46], [47], [48].

Se puede comparar las diferencias entre las distintas bases de datos utilizadas. En la tabla 4 se ha resumido la información de la radiación global en kWh/m²/día. Las diferencias son las siguientes:

- Los datos proporcionados por la plataforma PVGIS son un promedio mensual anual entre 2 005 y 2 015.
- Los datos obtenidos por la plataforma de la NASA son un promedio mensual anual de 30 años, entre 1 984 a 2 013.
- Los datos de la plataforma Meteonorm tienen la opción de escoger entre un intervalo de tiempo que es entre 1 989 a 2 010 y también la opción de proyección a futuro, por la cual se escogió la proyección para el año de 2 020.

Por estas razones, tras comparar cada caso, se define que la base de datos que mejor puede representar el panorama climatológico para el posterior dimensionamiento de la instalación es la de Meteonorm, ya que por un lado permite sacar la media mensual anual entre diferentes intervalos de tiempo y la proyección a futuro del 2 020.

En la figura 29 y en la tabla 5 se indica los valores de la irradiación promedio diaria mensual adquiridos de la base de datos de Meteonorm del año 2 019 que se utilizara para el estudio del sistema fotovoltaico conectado a la red, se ha escogido el criterio de la irradiación promedio diaria mensual, porque al momento de seleccionar el promedio podemos decir que estamos en un intervalo ni muy bajo, ni muy alto, en el cual se busca la mejor optimización del sistema.

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, como se observa en la tabla 5 se realizó un promedio de radiación, en este caso como el sistema es interconectado a la red no es necesario tomar el valor más bajo de radiación.



Figura 29. Radiación global promedio diaria en el Cantón Saquisilí.

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

Tabla 5. Radiación global promedio diaria en el Cantón Saquisilí.

MES	RADIACIÓN GLOBAL INCIDENTE [KWH/m ² /día]
Enero	5,56
Febrero	5,51
Marzo	5,76
Abril	7,54
Mayo	5,4
Junio	5,56
Julio	5,49
Agosto	6,05
Septiembre	6,43
Octubre	5,94
Noviembre	5,51
Diciembre	5,58
PROMEDIO	5,69

Fuente: [46]

12.3. Demanda de energía eléctrica de la vivienda

Para la obtención de datos de la demanda eléctrica de la vivienda se procedió a la realización del análisis de carga de la vivienda mediante el FLUKE 1735 durante una semana en intervalos de 1 minuto, para los cálculos se tomó la potencia y energía máxima pico de cada día en el intervalo de tiempo de 6:00 am a 6:00 pm y se realizó un promedio diario de consumo, como se puede observar en la tabla 6.

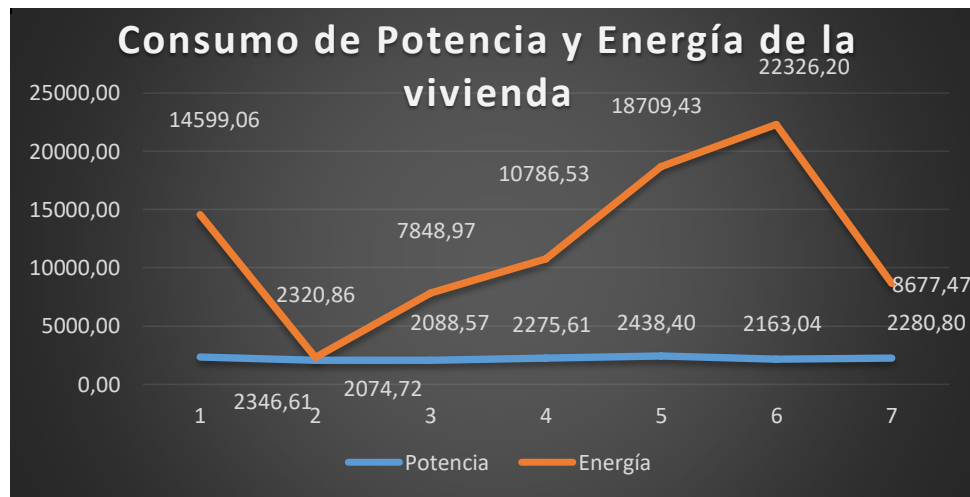


Figura 30. Consumo de Potencia y Energía de la vivienda.

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

Tabla 6. Consumo de Potencia y Energía de la vivienda

Consumo de Potencia y Energía de la vivienda		
Días	Potencia W	Energía Wh
Lunes	2346,61	14599,06
Martes	2074,72	2320,86
Miércoles	2088,57	7848,97
Jueves	2275,61	10786,53
Viernes	2438,40	18709,43
Sábado	2163,04	22326,20
Domingo	2280,80	8677,47
Promedio	2238,25	12181,22

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

Como se puede observar en la tabla 6 el día con menor energía consumida es el Martes, debido a que ese día es donde la mayoría de las personas que viven en el domicilio no se encuentran en el mismo.

El consumo diario promedio de la vivienda es de 12181,22 Wh con una potencia diario promedio de consumo de 2238,25 W.

12.4. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red

12.4.1. Área disponible en la terraza de la vivienda

Para la instalación de los paneles fotovoltaicos se dispone de un área en la terraza de la vivienda de 63,78 m² como se muestra en la Figura 31.

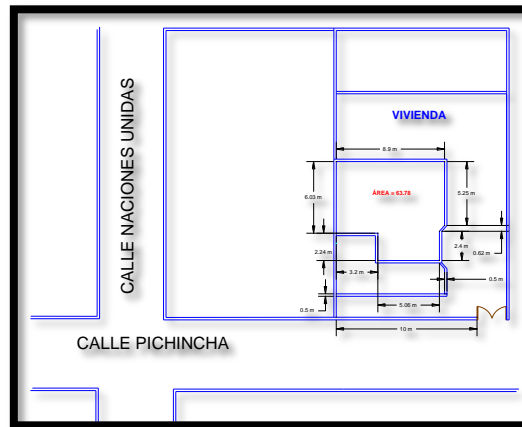


Figura 31. Área disponible en la vivienda

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

12.4.2. Configuración de los módulos fotovoltaicos

Para el estudio del sistema fotovoltaico conectado a la red se emplearán paneles solares de 335 W Jinko Solar, las características del mismo se detallan a continuación en las tablas 7.

Tabla 7. Especificaciones técnicas del panel JKM335M-60H-V.

MÓDULO FOTOVOLTAICO JINKO SOLAR	
CARACTERÍSTICAS GENERALES - ELÉCTRICOS	MODELO JKM335M-60H-V
Potencia nominal (P_{nom}) +3/0%	335 Wp
Voltaje pico V_{MPP}	34,0 V
Corriente pico I_{MPP}	9,87 A
Voltaje en el circuito abierto- V_{OC}	41,5 V
Corriente de cortocircuito- I_{SC}	10,36 A
Dimensiones (L*W*H)	1684*1002*35 mm
Voltaje máximo del sistema	1500 V
Coefficiente de temperatura de I_{SC}	5 mA/°C
Coefficiente de temperatura de V_{OC}	-125 mV/°C
Peso	19 kg
Eficiencia	19,85 %

Fuente: [49]

12.5. Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

De acuerdo a la metodología del apartado 12.2., la irradiación promedio diaria anual es de 5,69 kW/m²día. De acuerdo a la tabla 6 la potencia promedio pico máxima diaria de consumo es de 2,238 kW y la energía promedio pico máxima diaria es de 12,18 Kwh/día estos datos fueron obtenidos mediante la realización del análisis de carga de la vivienda con el FLUKE 1735, a la demanda de energía se le aumentara un 15 % por conceptos de pérdidas: en la inclinación, en el conductor o cableado, inversor, etc.

Energía a proveer por los Paneles = Consumo diario energía * FVC

$$\text{Energía a proveer por los Paneles} = 12181,22 \frac{\text{Wh}}{\text{dia}} * 1,15 = 14008,40 \text{ Wh}$$

Según las ecuaciones mencionadas en la sección 8.11.1.1 se determinara el número de paneles fotovoltaicos e inversores a utilizar en el diseño del sistema fotovoltaico:

$$\begin{aligned} \# \text{ Módulos} &= \frac{E}{Wp * HSP_{\alpha} * (1 - n_d)} \\ \# \text{ Módulos} &= \frac{14008,40 \text{ Wh}}{335 \text{ W} * 5,69 * 0,8} = 9,19 \approx 9 \end{aligned}$$

También se calcula la potencia pico del sistema:

$$P_{pico} = (\# \text{ Módulos}) * (P_{nominal \text{ PFV}})$$

$$P_{pico} = 9 * 335 \text{ W} = 3015 \text{ W}$$

Selección del inversor = Potencia de la vivienda * 1,25

$$\text{Selección del inversor} = 2238,25 * 1,25 = 2797,81 \text{ W} \rightarrow 2,798 \text{ Kw}$$

El inversor a utilizar tiene que tener una potencia de 2.798 kW y en el mercado encontramos un inversor GROWATT modelo MIN 3000 TL-XE de 3 kW, con una respuesta de conexión a la red de cinco minutos el cual fue seleccionado para el diseño del sistema, a continuación se muestran las características del mismo en la tabla 8.

Tabla 8. Especificaciones técnicas del inversor 1500TL-120AC.

INVERSOR GROWATT	
CARACTERÍSTICAS GENERALES - ELÉCTRICOS	MIN 3000 TL-XE
Peso	10,8 kg
Dimensiones (H *W*D)	375*350*160 mm
DATOS DE ENTRADA	
Máxima potencia FV recomendada	4.2 kW
Rango de tensión MPP	(80 – 500)/360 V_{cc}
Tensión máx. de C.C.	500 V
Corriente continua máx.	12,5 A
No. De entradas de C.C.	2/1
DATOS DE SALIDA	
Potencia nominal de C.A.	3 kW
Tensión nominal de C.A.	230 (160-300) V_{CA}
Máxima corriente de salida permanente con V_{nom}	13,6 A
Frecuencia nominal de red	(50 – 60) Hz +- 5 %
Rendimiento máximo	98,2 %
Coeficiente de distorsión máx.	< 3 %

Fuente: [50]

De acuerdo a los cálculos, el sistema supe la potencia pico máxima de 3,015 kW, pero la potencia máxima que nos entrega el inversor es de 3 kW, un valor ligeramente mayor al inicial. Para los cálculos de generación del sistema mensual y anual se va a utilizar una potencia pico de 3 kW que es el valor máximo que nos puede entregar el sistema.

Se procede con el cálculo de los parámetros del módulo fotovoltaico en el rango de temperaturas de 3,3 y 16,4 °C los cuales son las temperaturas mínimas y máximas de la zona donde se realiza el estudio, estos datos fueron obtenidos de la página de navegación Worldmeteo que nos ofrecen datos climáticos, los cálculos se realizaran según la sección 8.11.1.2.1.

Con los datos de temperatura de la zona se procede a calcular la temperatura máxima de la celda:

$$T_{\text{célula en sitio}} = T_{\text{amb máx}} + \frac{T_{\text{onc}} - 20^{\circ}\text{C}}{800} * I$$

$$T \text{ célula en sitio} = 16,4 + \frac{45 - 20^\circ\text{C}}{800} * 1000 = 47,65^\circ\text{C}$$

Diferencial de temperatura.

$$\Delta_T = T \text{ célula en sitio} - T \text{ célula STC}$$

$$\Delta_T = 47,65^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 22,65^\circ\text{C}$$

Valor mínimo del rango.

$$V_{mpp(22,65^\circ\text{C})} = V_{mpp} + \beta(T - 25)$$

$$V_{mpp(22,65^\circ\text{C})} = 34V + \left(-125 \frac{\text{mV}}{^\circ\text{C}}\right) * (22,65^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) = 34,29V$$

Valor máximo del rango.

$$V_{mpp(3,3^\circ\text{C})} = V_{mpp} + \beta(T - 25)$$

$$V_{mpp(3,3^\circ\text{C})} = 34V + \left(-125 \frac{\text{mV}}{^\circ\text{C}}\right) * (3,3^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) = 36,71V$$

Voltaje mínimo en vacío del módulo fotovoltaico.

$$V_{oc(3,3^\circ\text{C})} = V_{oc} + \beta(T - 25)$$

$$V_{oc(22,65^\circ\text{C})} = 41,5 + \left(-125 \frac{\text{mV}}{^\circ\text{C}}\right) * (22,65^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) = 41,79V$$

Voltaje máximo en vacío del módulo fotovoltaico.

$$V_{oc(3,3^\circ\text{C})} = V_{oc} + \beta(T - 25)$$

$$V_{oc(3,3^\circ\text{C})} = 41,5 + \left(-125 \frac{\text{mV}}{^\circ\text{C}}\right) * (3,3^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) = 44,21V$$

Corriente máxima del panel fotovoltaico.

$$I_{sc(22,65^\circ\text{C})} = I_{sc} + \alpha(T - 25)$$

$$I_{sc(22,65^\circ\text{C})} = 10,36V + 5 \frac{\text{mA}}{^\circ\text{C}} (22,65^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) = 10,35A$$

A continuación se obtendrá el arreglo fotovoltaico mediante las fórmulas planteadas de la sección 8.11.1.2.2.

Por una parte, el voltaje de los paneles fotovoltaicos en serie, no puede ser inferior a 80 V a la entrada del inversor, con lo que el número de módulos deberá ser igual o superior a:

$$N_s \geq \frac{V_{inv \text{ min}}}{V_{mpp(22,65^\circ\text{C})}}$$

$$N_s \geq \frac{80V}{34,29V} = 2,33 \therefore 3 \text{ paneles}$$

$$N_s \geq 2,33 \therefore 3 \text{ paneles}$$

En cambio, la tensión máxima no debe sobrepasar los 500 V, entonces:

$$N_s \leq \frac{V_{inv\ max}}{V_{mpp(-3,3^\circ\text{C})}}$$

$$N_s \leq \frac{500}{36,71}$$

$$N_s \leq 13,62 \therefore 14\ \text{paneles}$$

La corriente continua máxima a la entrada del inversor es de 12,5 A, por tanto, el número de módulos en paralelo será menor o igual a:

$$N_p \leq \frac{I_{inv\ max}}{I_{sc(22,65^\circ\text{C})}}$$

$$N_p \leq \frac{12,5}{10,35}$$

$$N_p \leq 1,21 \therefore 1$$

Así que, el sistema solar fotovoltaicos queda de la siguiente manera:

El inversor estará conectado a 9 paneles en serie y no tenemos paneles conectados en paralelo.

Finalmente se comprueba que el arreglo obtenido cumpla con las condiciones del dimensionamiento del inversor conectado a la red:

Rango de los voltajes de entrada del seguidor MPP del inversor (80 – 500 Vcc).

$$V_{G\ mpp(22,65^\circ\text{C})} = V_{mpp(22,65^\circ\text{C})} * N_s$$

$$V_{G\ mpp(22,65^\circ\text{C})} = 34,29V * 9 = 308,61V$$

$$V_{inv\ min} \leq V_{G\ mpp(22,65^\circ\text{C})} \rightarrow 80V \leq 308,61V$$

$$V_{G\ mpp(3,3^\circ\text{C})} = V_{mpp(3,3^\circ\text{C})} * N_s$$

$$V_{G\ mpp(3,3^\circ\text{C})} = 36,71V * 9 = 330,39V$$

$$V_{inv\ max} \geq V_{G\ mpp(3,3^\circ\text{C})} = 500V \geq 330,39V$$

Voltaje máximo en vacío (500 Vcc).

$$V_{G\ oc(3,3^\circ\text{C})} = V_{oc(3,3^\circ\text{C})} * N_s$$

$$V_{G\ oc(3,3^\circ\text{C})} = 44,21V * 9 = 397,89V$$

$$V_{m\acute{a}x\ vacio} \geq V_{G\ oc(3,3^\circ\text{C})} \rightarrow 500V \geq 397,89V$$

$$V_{G\ sc(22,65^\circ\text{C})} = I_{sc(22,65^\circ\text{C})} * N_p$$

$$V_{G\ sc(22,65^\circ\text{C})} = 39,45 * 1 = 39,45$$

Corriente máxima a la entrada del inversor (12.5 A).

$$I_{G\ sc(22,65^\circ\text{C})} = I_{sc(22,65^\circ\text{C})} * N_p$$

$$I_{G\ sc(22,65^\circ\text{C})} = 10,35A * 1 = 10,35A$$

$$I_{inv\ max} \geq I_{G\ sc(22,65^\circ\text{C})} \rightarrow 12,5A \geq 10,35A$$

12.6. Disposición de los paneles fotovoltaicos

El generador fotovoltaico debe ubicarse de una forma óptima, donde se evite las zonas de sombra, con una orientación e inclinación adecuada.

12.6.1. Ángulo de inclinación de los paneles

Para obtener la inclinación óptima se utiliza la ecuación 20, para garantizar la mayor captación de radiación solar.

$$\begin{aligned}\beta_{opt} &= 3,7 + 0,69|\phi| \\ \beta_{opt} &= 3,7 + 0,69|0,841004| \\ \beta_{opt} &= 4,28^\circ\end{aligned}$$

Como nos encontramos en la línea ecuatorial el panel se ubicara con un ángulo de inclinación de $4,28^\circ$, ya que el lugar de estudio se encuentra cerca de la latitud cero, por consecuencia no se puede incrementar los diez grados por concepto de limpieza, esto incrementaría las pérdidas del sistema porque se tendría menor captación de radiación por la ubicación en la que se encuentra el lugar de estudio. A continuación, se calcula la pérdida con respecto al punto óptimo.

$$\begin{aligned}\text{Pérdidas}(\%) &= 100 * [1,2 * 10^{-4} * (\beta - \phi + 10)^2] \\ \text{Pérdidas}(\%) &= 100 * [1,2 * 10^{-4} * (4,28 - 0,841004 + 10)^2] \\ \text{Pérdidas}(\%) &= 2,17 \%\end{aligned}$$

Las pérdidas resultantes son menores al límite del 10 % señalado en la tabla 2.

12.6.2. Orientación de los módulos fotovoltaicos

Para este estudio resulta importante elegir una correcta orientación, por lo que, se determinó el sur geográfico, como se indica en el anexo 18, con esto resulta un ángulo azimut (α) de 21° (figura 32). La figura 33 muestra la dirección del panel fotovoltaico.

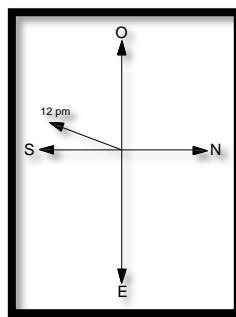


Figura 32. Sur geográfico de la terraza de la vivienda.

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

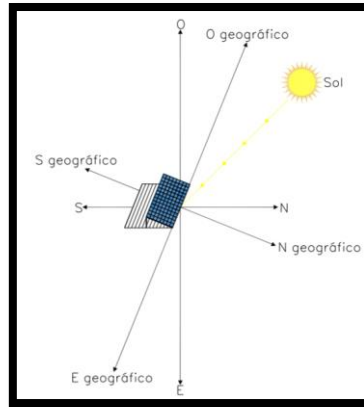


Figura 33. Panel fotovoltaico orientado hacia el sur geográfico.

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

12.6.3. Distancia mínima entre módulos

Para encontrar la altura proyectada sobre la horizontal de una fila, con los 15° de inclinación y el ancho del panel fotovoltaico ($A = 1,002$ m).

$$h = A * \text{sen}(\beta)$$

$$h = 1,002 \text{ m} * \text{sen}(4,28)$$

$$h = 0,075 \text{ m}$$

Con la altura de 0.26 m y la latitud se calcula la distancia:

$$d = \frac{h}{\text{tg}(61^\circ - \phi)}$$

$$d = \frac{0,075}{\text{tg}(61^\circ - 0,841004^\circ)}$$

$$d = 0,043 \text{ m}$$

Después se calcula la distancia mínima (D_{min}):

$$D_{min} = d + A * \cos(\beta)$$

$$D_{min} = 0,15 \text{ m} + 1,002 \text{ m} * \cos(4,28)$$

$$D_{min} = 1,149 \text{ m}$$

La distancia que existe en la parte inferior del soporte del panel es de 0,12 m.

Para una mejor comprensión, los resultados se visualizan en la figura.

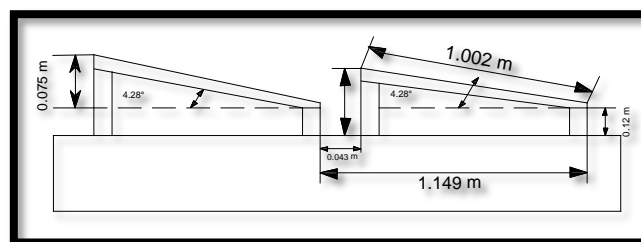


Figura 34. Distancia mínima entre filas horizontales de paneles fotovoltaicos.

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

Solo se va a contar con una fila de paneles para el sistema fotovoltaico, por lo que no es necesario realizar los cálculos de distancia entre filas.

12.7. Ubicación del sistema fotovoltaico en la terraza de la vivienda

Los resultados obtenidos y sus dimensiones del panel solar (tabla 7), se proceden a ubicar el generador en la terraza de la vivienda, de manera que las sombras de los distintos objetos del lugar sean evitadas.

La figura 35 se visualiza la localización de los módulos fotovoltaicos en el área de $63.78 m^2$. Con la ecuación 43 se comprueba que el generador no exceda ésta superficie.

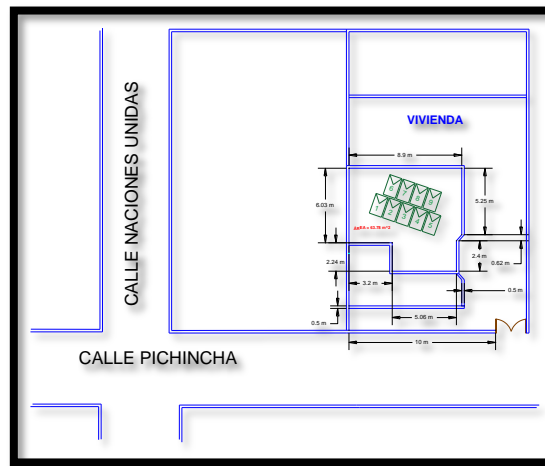


Figura 35. Ubicación de los paneles fotovoltaicos en la terraza de la vivienda.

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

$$\text{Área} > \text{Área total del generador fotovoltaico } (A_{tgv}) \quad (45)$$

$$A_{TGV} = (D_{min}) * (\text{Largo del panel}) * (\text{número total de paneles}) \quad (46)$$

$$A_{TGV} = (1,11 m) * (1,684 m) * (9)$$

$$A_{TGV} = 16,82 m^2$$

$$63,78 m^2 > 16,82 m^2$$

Se cumple que el área a ocuparse es la adecuada para el sistema fotovoltaico.

12.8. Cálculo del cableado en c.c. y c.a.

El sistema fotovoltaico tiene una longitud de 10 metros de los paneles al inversor y del inversor al tablero general tiene la distancia de 5 metro, para cables en corriente continua, la caída de voltaje no debe exceder el 3 % del voltaje nomina, para instalaciones fotovoltaicas.

Por otro lado, en una instalación fotovoltaica con conexión a red, la caída de voltaje máxima permitida es de 1.5 % del voltaje nominal.

De acuerdo a las ecuaciones planteadas en la sección 8.11.5., se procede con el cálculo:

$$I_n = 1.25 * (I_{sc})$$

$$I_1 = 1.25 * (10,36A) = 12,95A$$

$$V_{G mpp} = N_s * V_{mpp}$$

$$V_{G mpp} = 9 * 34V = 306V$$

$$S = \frac{2 * I_n * l}{\Delta\% * V * \gamma_\theta}$$

$$S = \frac{2 * 12,95A * 10m}{1,5\% * 306V * 45 s.m/mm^2} = 1,25mm^2 \therefore 1,31$$

Según los cables comerciales (anexo 8) que se proyecta a utilizar para la parte en corriente continua es el No. 16 AWG TFN. Pero según la norma NEC para intensidades cercano o inferiores a 15 A se debe utilizar conductores de cobre # 14 y como se puede observar la intensidad del circuito es de 12,95 A, por ello se escoge el conductor No. 14 AWG TFN para la parte de corriente continua y no el No. 16.

Para la parte de corriente alterna se puede calcular la sección de conductor tomando en cuenta un 125% más de la intensidad de salida del inversor o calculando la sección del conductor.

$$I_n = 1,25 * (I_{sc})$$

$$I_n = 1,25 * (12,5) = 15,625 A$$

$$I_{inv} = \frac{P_{n inv}}{V_{n ca} * \cos\phi}$$

$$I_{inv} = \frac{3Kw}{127V * 1} = 23,62A$$

$$I_1 = 1,25 * (23,62A) = 29,52 A$$

$$S = \frac{2 * 1 * I_n * l}{\Delta V\% * V * \gamma_\theta}$$

$$S = \frac{2 * 1 * 29,52A * 5m}{1,5\% * 127 * 45 s.m/mm^2} = 3,44mm^2 \therefore 5,26mm^2$$

Según los cálculos de la sección de conductor se debe ocupar el conductor (anexo 8) en la parte en corriente alterna No. 10 AWG 1 hilo THHN. Pero según la norma NEC para intensidades superiores a 15 A e inferiores a 20 A se debe utilizar el conductor No. 12 AWG 1 hilo THHN, esto tomando en cuenta la intensidad de salida del inversor. En este caso se tomara el conductor mediante el cálculo de la sección teniendo como resultado que se debe utilizar el No. 10 AWG 1 hilo THHN.

El conductor de tierra se elige a partir de anexo 6, como se puede observar el cable comercial para la parte de corriente alterna es de 5,26 mm², entonces el diámetro para el conductor de tierra es el No. 10 AWG 1 hilo THHN.

El cable para protección se ocupara el No. 6 AWG 7 hilo THHN.

Con las secciones de los cables comerciales, se procede a calcular las caídas de voltaje en los distintos tramos del sistema fotovoltaico conectado a la red (tabla 9). Como se puede observar a continuación:

$$\Delta V_{\%} = \frac{2 * I_n * l}{S * V * \gamma_{\theta}}$$

$$\Delta V_{\%} = \frac{2 * 12,95A * 10m}{2,08mm^2 * 306V * 45 s.m/mm^2} = 0,009\%$$

$$\Delta V_{\%} = \frac{2 * 5 * I_n * l}{S * V * \gamma_{\theta}}$$

$$\Delta V_{\%} = \frac{2 * 1 * 29,52A * 5m}{5,26 * 127V * 45 s.m/mm^2} = 0,009\%$$

Se puede visualizar que las variaciones de las caídas de voltaje en los cables de corriente continua y alterna son mínimas.

Tabla 9. Resumen de las caídas de voltaje en el sistema fotovoltaico conectado a la red.

Tramo	Voltaje	Corriente (A)	Longitud (m)	Caída de voltaje		Sección del conductor (mm ²)	Cable No.
				(%)	(V)		
1	306 V _{cc}	12,95	10	0,009	0,0275	2,08	14 AWG 1 hilos THHN
2	127 V _{ca}	29,52	5	0,009	0,011	5,26	10 AWG 1 hilo THHN

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

12.9. Determinación de la tubería eléctrica metálica (E.M.T.)

El ducto para los cables de corriente continua N°. 14 AWG 1 hilos THHN y protección No. 6 AWG 7 hilos THHN se calcula a partir del factor de relleno [51], [52], [53]. La tabla 10 muestra el área total de los conductores (A_{TC}) que van a estar en el tubo.

Tabla 10. Área total de los conductores de corriente continua.

Calibre AWG THHN No.	No. De conductores	Área por conductor (mm ²)	Área total (mm ²)
6	1*	13,30	13,30
14	2	2,08	4,16
Total	3		17,46

*Conductor de tierra para aterrizar las estructuras de los paneles fotovoltaicos.

**El caso extremo que existe, es tener dos positivos y 2 negativos.

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

A partir de 3 conductores es necesario considerar un factor de relleno (F) del 40 % [52], [51], [53]. Por tanto, el área de la tubería E.M.T. (A_d) será:

$$A_d = \frac{A_{Tc}}{F} \quad (47)$$

$$A_d = \frac{17,46 \text{ mm}^2}{0,40} = 43,65 \text{ mm}^2$$

Como se puede observar en el anexo 8, se puede elegir las siguientes tuberías E.M.T.:

- Para los conductores de corriente continua la tubería eléctrica metálica de 1/2, con un área disponible al 40 % de 78 mm^2 .

12.10. Protección del sistema fotovoltaico conectado a la red

En primera instancia es necesario calcular el interruptor termomagnético para la rama del generador fotovoltaico.

$$I_n \geq 1,25 * I_{sc}$$

$$I_n \geq 1,25 * 10,36 \text{ A} = 12,95 \text{ A}$$

$$V_{s\ oc} = N_s * V_{oc} = 9 * 41,5 = 373,5 \text{ V}$$

$$V_n \geq V_{s\ oc} \rightarrow V_n \geq 373,5 \text{ V}$$

Después, se dimensiona la protección de sobrevoltajes.

$$V_n \geq 1,2 * V_{s\ oc}$$

$$V_n \geq 1,2 * 373,5 \text{ V}$$

$$V_n \geq 448,2 \text{ V}$$

Luego, debe seleccionarse los fusibles de las series de módulos fotovoltaicos:

$$I_N > 1,8 * I_{sc}$$

$$I_N > 1,8 * 10,36 \text{ A}$$

$$I_N > 18,65 \text{ A}$$

$$I_N < 2,4 * I_{sc}$$

$$I_N < 2,4 * 10,36 \text{ A}$$

$$I_N < 24,86 \text{ A}$$

$$V_N \geq \text{Máximo voltaje de entrada en el inversor}$$

$$V_N \geq 448,2 \text{ V}$$

Según el fabricante Fronius aconseja elegir el fusible con diámetro de 10 x 38 mm, mismo que va colocado internamente en el inversor [54].

Posteriormente, se calcula un interruptor termomagnético para el inversor, el cual estará ubicado en el gabinete de protección c.c. – c.a.

$$I_n \geq 1,25 * I_{inv}$$

$$I_n \geq 1,25 * 12,5 \text{ A}$$

$$I_n \geq 15,625 \text{ A}$$

$$V_n = V_{nca} = 127/220V$$

La tabla tiene un resumen de las protecciones obtenidas para el sistema fotovoltaico conectado a la red. Para más detalle se encuentra en los anexos 10 – 13.

Tabla 11. Protecciones del sistema fotovoltaico conectado a la red.

Protección	Corriente nominal (A)	Voltaje nominal (V)	Cantidad
Interruptor termomagnético bipolar de corriente continua tipo riel A9N61529	13	500	1
Limitador de sobrevoltajes de corriente PRD-DC 10r 600PV 2P-600V	-	500	1
Fusible de corriente continua (10 x 38 mm)	20	500	1
Interruptor termomagnético de corriente alterna tipo riel Modelo NXB 6KA CHI0079A	20	220	1

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

Con las protecciones elegidas se elige un gabinete de acero inoxidable IP 66 con dimensiones 60 x 60 x 20 cm (anexo 13). Para mejor comprensión visualice la figura.

12.11. Esquema eléctrico del sistema fotovoltaico conectado a la red

En la figura 36 se puede visualizar la conexión de los distintos dispositivos dimensionados. Para una mejor visualización del esquema con su simbología véase en el anexo 14.

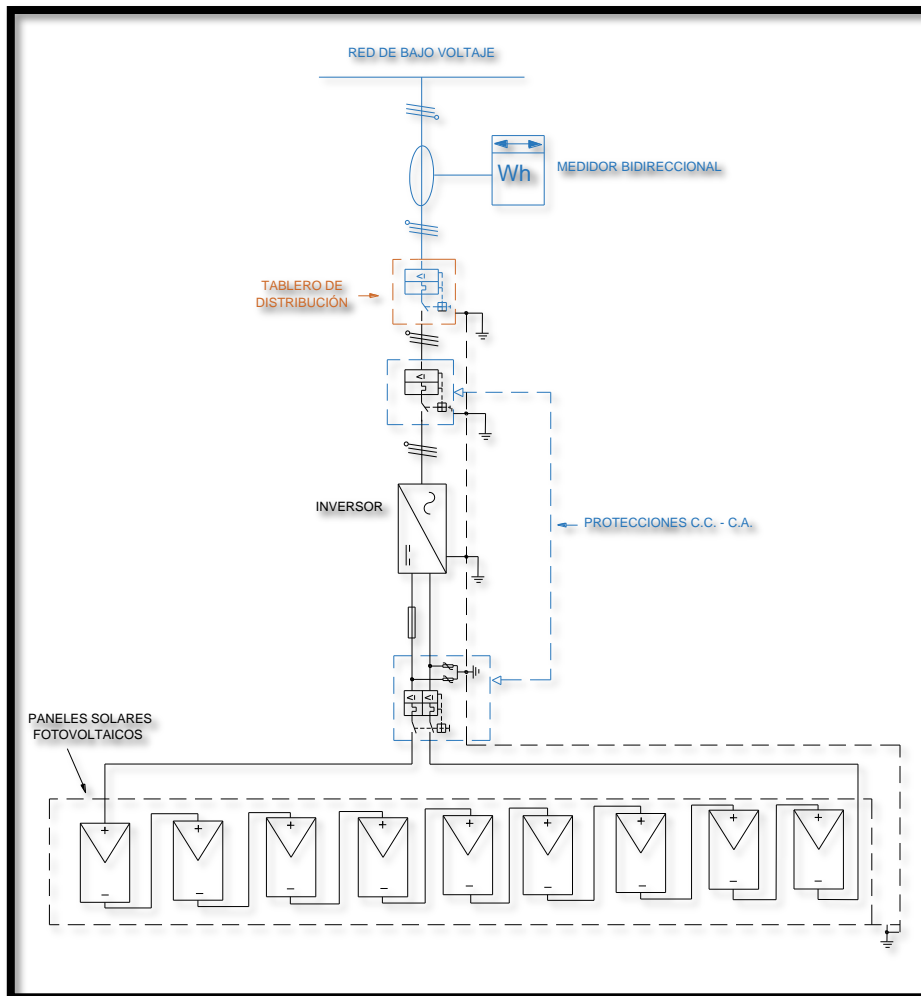


Figura 36. Esquema eléctrico de la instalación fotovoltaica conectada a la red.

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

12.12. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red

En la figura 37 se puede visualizar el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico con 3 kW de potencia instalada. El anexo se visualiza el gráfico a mayor tamaño y su respectiva simbología eléctrica.

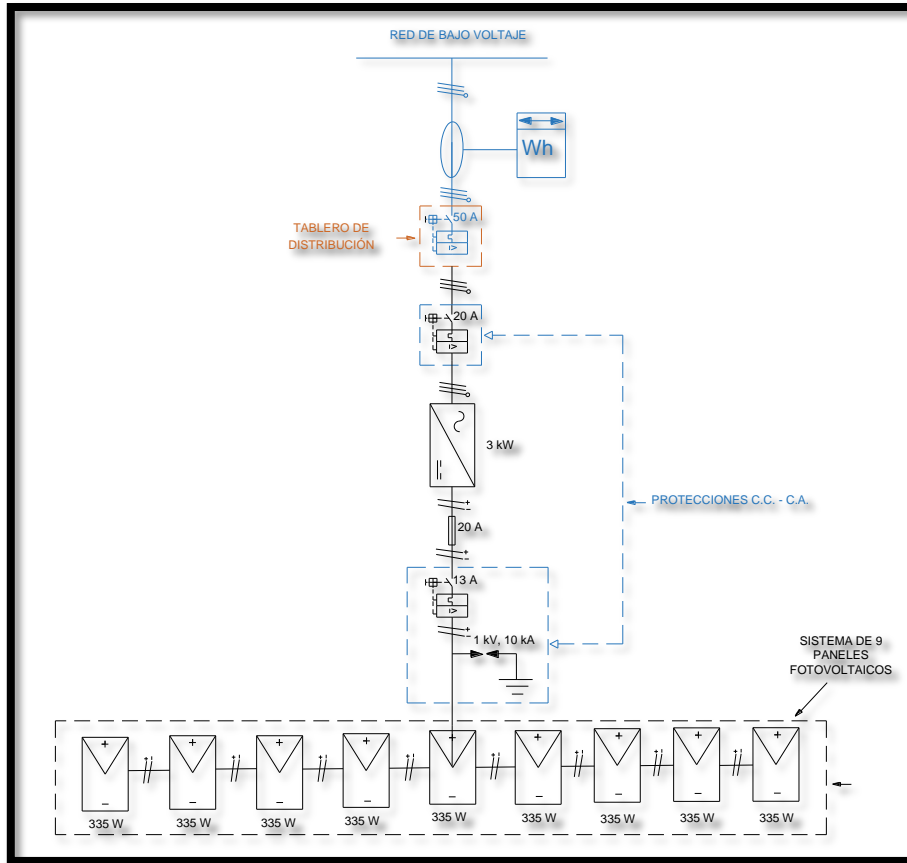


Figura 37. Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica conectada a la red.

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

12.13. Energía suministrada anualmente

Para obtener la energía diaria del mes de Enero, primero debemos calcular $G_{dm}(\alpha, \beta)$ con valor de 5.56 KWh/(m²*día) y las pérdidas por inclinación (2,1 %).

$$G_{dm} = (\alpha, \beta) = (G_{dm})(\text{perdida de inclinación})$$

$$G_{dm} = (\alpha, \beta) = \left(5,56 \frac{KWh}{m^2 * \text{día}}\right) * (100 \% - 2,17 \%)$$

$$G_{dm} = (\alpha, \beta) = 5,44 \frac{KWh}{m^2 * \text{día}}$$

El coeficiente de rendimiento 0,8 del sistema fotovoltaico considerando pérdidas.

$$E_d = \frac{\left(5,44 \frac{KWh}{m^2 * \text{día}}\right) * (3 kW) * (0,8)}{1 \frac{kW}{m^2}}$$

$$E_d = 13,05 \frac{KWh}{\text{día}}$$

A continuación, se presenta la energía diaria, mensual y anual generada por el sistema fotovoltaico.

Tabla 12. Energía diaria, mensual y anual generada por el sistema fotovoltaico.

Mes	G _{dm} [kWh/(m ² ·día)]	G _{dm} (,) [kWh/(m ² · día)]	PR	Energía diaria (kWh/día)	Días del mes	Energía mensual (kWh/mes)
Enero	5,56	5,44	0,8	13,05	31	404,69
Febrero	5,51	5,39	0,8	12,94	28	362,24
Marzo	5,76	5,64	0,8	13,52	31	419,24
Abril	5,54	5,42	0,8	13,01	30	390,22
Mayo	5,4	5,28	0,8	12,68	31	393,04
Junio	5,56	5,44	0,8	13,05	30	391,63
Julio	5,49	5,37	0,8	12,89	31	399,59
Agosto	6,05	5,92	0,8	14,20	31	440,35
Septiembre	6,43	6,29	0,8	15,10	30	452,91
Octubre	5,94	5,81	0,8	13,95	31	432,35
Noviembre	5,51	5,39	0,8	12,94	30	388,11
Diciembre	5,58	5,46	0,8	13,10	31	406,14
Energía anual (kWh/año)						4880,53

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

12.14. Reducción de emisiones de CO₂ expulsadas a la atmósfera

La principal ventaja de las energías renovables es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Los sistemas fotovoltaicos brindan electricidad de manera limpia, por esta razón, se puede calcular las toneladas de CO₂ al año (ecuación 42) que ya no emitirán al ecosistema.

$$\begin{aligned} \text{Reducción de emisiones de CO}_2 &= (EF_{grid,CM}) * E_a \\ \text{Reducción de emisiones de CO}_2 &= (0,6071 \text{ t CO}_2/\text{MWh}) * (4,88053 \text{ MWh/año}) \\ \text{Reducción de emisiones de CO}_2 &= 2,96 \text{ t CO}_2/\text{año} \end{aligned}$$

13. ANÁLISIS ECONÓMICO

13.1. Monto anual por energía facturada

El sistema fotovoltaico conectado a red es de 3 kW según el apartado 12.13., produce anualmente 4880,53 kWh.

Para obtener el ahorro que brinda el sistema fotovoltaico, se analiza el comportamiento de demanda – generación; para lo cual se toma como referencia el trato comercial de energía establecido en la regulación ARCONEL 003/18, donde se señala que, ” Se deberá realizar el balance neto mensual de energía entregada y consumida por el consumidor con μSFV , en base al reporte de la energía consumida y entregada que registre el equipo de medición” [44].

A partir del balance neto se determina si existe un remanente negativo o positivo. Si el remanente es negativo, la energía consumida resultante se factura al consumidor con la tarifa correspondiente establecida en el pliego tarifario. Por otro lado, si el balance neto determina que el remanente es positivo, la energía inyectada resultante se considerará como un crédito a favor para el siguiente mes.

En base a la demanda mensual anual real de los años 2 017 y 2 019, extraída de la facturación realizada por la empresa distribuidora, y a la energía estimada que producirá el generador, se realiza un balance neto y se calcula el ahorro monetario anual debido al sistema, tal como se indica en la Tabla 13.

En conformidad al pliego tarifario, la vivienda se encuentra dentro del rango residencial y se encuentra en un rango de consumo de 151-200 de modo que el costo del kWh es de 0,097 USD/kWh.

Tabla 13. Balance neto de energía mensual y ahorro monetario.

Mes	Energía facturada 2017 [kWh]	Energía facturada 2019 [kWh]	Energía facturada promedio [kWh]	Generación FV 3 kW [kWh]	Energía remanente [kWh]	Ahorro monetario por generación FV [USD]	remanente positivo [USD]	Facturación promedio de la vivienda [USD]
Enero	196	175	185,5	404,69	219,19	39,25	21,26	17,99
Febrero	201	139	170	362,24	192,24	35,14	18,65	16,49
Marzo	146	140	143	419,24	276,24	40,67	26,80	13,87
Abril	211	153	182	390,22	208,22	37,85	20,20	17,65
Mayo	165	149	157	393,04	236,04	38,13	22,90	15,23
Junio	174	169	171,5	391,63	220,13	37,99	21,35	16,64
Julio	173	186	179,5	399,59	220,09	38,76	21,35	17,41
Agosto	164	134	149	440,35	291,35	42,71	28,26	14,45
Septiembre	172	149	160,5	452,91	292,41	43,93	28,36	15,57
Octubre	174	184	179	432,35	253,35	41,94	24,57	17,36
Noviembre	241	165	203	388,11	185,11	37,65	17,96	19,69
Diciembre	213	161	187	406,14	219,14	39,40	21,26	18,14
Total Anual	2230	1904	2067	4880,53	2813,53	473,41	272,91	200,50

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

En la tabla 13 se muestra la energía facturada en los años 2017 y 2019, con lo que se realizó una facturación promedio de la vivienda, teniendo un total anual facturado de 200,50 USD. El sistema de generación fotovoltaico de 3kW nos permite tener un remanente positivo de

energía de 2813,53 kWh anuales, con un saldo a favor de 272,91 USD anuales. El sistema nos permite tener un ahorro monetario total anual de 473,41 USD.

Se calcula el factor de la planta:

$$F_{PL} = \frac{\text{Generación de energía real [kWh]}}{(\text{Potencia nominal máxima planta[kW]}) * (8\ 760[h])}$$

En el caso del sistema fotovoltaico no se considera las 8 760 h, debido a que el sistema de generación funciona 9 h/día, con un total de 3 285 horas al año.

$$F_{PL} = \frac{4880,53[kWh]}{(3[kW]) * (3285h)} * 100\% = 49,52\%$$

Este parámetro indica que el sistema fotovoltaico ha funcionado al 49,52 % de su capacidad máxima nominal en el transcurso del año.

13.2. Presupuesto para la elaboración del Sistema

El estudio financiero permite conocer la rentabilidad del proyecto. Para poder aplicar los métodos del VAN, TIR, FCR y el Periodo de Recuperación. En la tabla 16 se detalla el costo de la instalación fotovoltaico.

Tabla 14. Costo de materiales del sistema solar fotovoltaico conectado a la red.

COSTOS DEL SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Precio Final
Panel Fotovoltaico JINKO SOLAR 335 W	und.	9	189,53	1705,77
Estructura para el panel fotovoltaico	und.	9	35	315
Inversor Solar Growatt MIN 3000TL-XE	und.	1	832	832
Alambre conductor No. 10 AWG 1 hilos THHN	m	5	0,50	2,5
Alambre conductor No. 14 AWG 1 hilo THHN	m	10	0,35	3,5
Tubería E.M.T. de 1/2" por 3 metros	m	5	1,89	9,45
Interruptor termomagnético bipolar de corriente continua tipo riel A9N61529	und.	1	186,1	186,1
Limitador de sobrevoltajes de corriente PRD-DC 10r 600PV 2P-600V	und.	1	23,45	24,45
Fusible 20A 350 Vcc Diámetro 10 x 38 mm	und.	1	27,75	27,75
Interruptor termomagnético de corriente alterna tipo riel Modelo NXB 6KA CHI0079A	und.	1	5,1	5,1
Gabinete de acero inoxidable IP 66 60*60*20 cm	und.	1	123,56	123,56
Mano de obra calificada	und.	1	185	185
Mano de obra no calificada	und.	1	90	90
Sub total				3 509,18
Transporte				25
Otros gastos				40
I.V.A 12%				421,1016
TOTAL \$				3 995,28

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

Tabla 15. Gastos anuales del sistema fotovoltaico conectado a la red.

ITEM	Descripción	Costo anual (\$)
1	Mantenimiento del SFCR	22,5
	Sub total	22,50
	I.V.A 12%	2,70
	TOTAL \$	25,20

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

13.3. Rentabilidad de la Inversión del sistema de generación fotovoltaica

Para conocer la rentabilidad del proyecto, se aplica los métodos de evaluación, Valor actual neto (VAN), Tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación (PR).

13.3.1. Valor Actual Neto (VAN)

Valor actual neto, es considerado como indicador financiero y utilizado para determinar la rentabilidad de un proyecto evaluando los flujos de fondos que se han realizado, es decir ingresos y egresos [55].

$$VAN = -Inversión\ inicial + BNA \quad (48)$$

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_c}{(1+i)^n} \quad (49)$$

Donde.

BNA: considerado como el beneficio neto actualizado que se actualiza mediante la tasa de rendimiento.

i= tasa de descuento considerada para el proyecto.

F_c: es el flujo de caja correspondiente al año *n*.

Si el VAN <0, el proyecto no es rentable es decir que significa que no se satisface la tasa de rendimiento o rentabilidad mínima que se espera obtener.

Si el VAN ≥0, el proyecto es rentable considerando que se ha generado una ganancia o se ha cumplido con la tasa de rendimiento respectivamente.

13.3.2. Tasa interna de rendimiento/retorno (TIR)

Tasa interna de retorno, es una tasa de descuento de manera que el VAN sea igual a cero, mide la rentabilidad promedio en un periodo en el cual se genera el dinero que permanece invertido en el proyecto a lo largo de la vida útil del mismo, a mayor TIR mayor posibilidad que el proyecto sea rentable [55].

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_c}{(1+i)^t} \quad (50)$$

13.3.3. Relación Beneficio/Costo (B/C)

Permite determinar la viabilidad de los proyectos [55]

$$\frac{B}{C} = \frac{VA \text{ Beneficios}}{VA \text{ Costos}}$$

$$\frac{B}{C} > 1 \rightarrow \text{es rentable el proyecto}$$

$$\frac{B}{C} = 1 \rightarrow \text{resulta indiferente la inversión}$$

$$\frac{B}{C} < 1 \rightarrow \text{no conviene invertir}$$

13.4. Escenarios Económicos

Para los dos escenarios planteados se tiene una tasa de descuento de 6,4 % obtenidos de la página del Banco Central, con un plazo de 20 años, como se mencionó anteriormente en la normativa del ARCONEL 003/18. También se tomara en cuenta un porcentaje estimado de degradación anual de los paneles de 1 %, esto se basa en estudios realizados en sistemas fotovoltaicos en los últimos 40 años. El porcentaje varía dependiendo del lugar donde se realice la instalación del sistema tomando como referencia a los Estados Unidos, tenemos que los paneles presentan una degradación anual de 0.30 % a 3,5 %, en cambio en España se tiene una degradación de 1 % a 3,5 % [56].

También se tiene una proyección de crecimiento de la tarifa eléctrica de 3 %, como se muestra en la tabla 16, esta estimación fue sacada del Plan Maestro de Electricidad 2 018 – 2 027, capítulo 3 estudio de la demanda eléctrica en el apartado 3.4.4 referente a la sensibilidad de proyección, donde toma como una variable exógena al PIB.

El país no cuenta con proyecciones de crecimiento tarifario, se está tomando en cuenta al PIB para tener una variabilidad en el precio de la energía durante los 20 años de estudio.

Tabla 16. Escenarios de crecimiento del PIB del Ecuador 2 019 – 2 027

Escenario	Crecimiento promedio del PIB período 2 019 – 2 027
Menor	2,00 %
Medio	3,00 %
Mayor	4,00 %

Fuente: [57]

13.4.1. Escenario Económico Óptimo

En el escenario económico óptimo se plantea un costo de energía de 0,097 USD/kWh que se encuentra especificado en el pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución (anexo 17), tomando en cuenta solo el remanente del balance neto de energía, sin aumentando el porcentaje de crecimiento del costo de energía, ni tampoco el porcentaje del presupuesto de mantenimiento del sistema. A continuación se puede observar en la tabla 17 el análisis económico del VAN, el TIR y la Relación beneficio/costo.

Tabla 17. Evaluación financiera de acuerdo al escenario uno

Inversión	3995,2816	Pazos	20 años	Tasa de interés anual	6,40%
Periodo	Egresos		Ingresos	Flujo de caja	Valor Actual
	Inversión	Mantenimiento			
0	3995,2816			-3995,28	-3995,2816
1		25,20	272,91	247,71	232,81
2		25,20	272,91	247,71	218,81
3		25,20	272,91	247,71	205,65
4		25,20	272,91	247,71	193,28
5		25,20	272,91	247,71	181,65
6		25,20	272,91	247,71	170,73
7		25,20	272,91	247,71	160,46
8		25,20	272,91	247,71	150,80
9		25,20	272,91	247,71	141,73
10		25,20	272,91	247,71	133,21
11		25,20	272,91	247,71	125,20
12		25,20	272,91	247,71	117,67
13		25,20	272,91	247,71	110,59
14		25,20	272,91	247,71	103,94
15		25,20	272,91	247,71	97,68
16		25,20	272,91	247,71	91,81
17		25,20	272,91	247,71	86,29
18		25,20	272,91	247,71	81,10
19		25,20	272,91	247,71	76,22
20		25,20	272,91	247,71	71,63
Valor Actual Neto			-1244,05	Tasa Interna de Retorno	2%
Relación Beneficio Costo B/C			0,71		

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

Obtenemos un VAN negativo y un TIR < que la tasa de interés propuesta, el proyecto no es rentable, también el resultado del B/C, por cada dólar invertido en el sistema fotovoltaico la vivienda pierde 0,29 USD.

13.4.2. Escenario Económico Real

En este escenario se plantea un costos de energía de 0,097 USD/kWh que se encuentra especificado en el pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución (anexo 17),

tomando en cuenta el remanente del balance neto de energía, aumentando en la tarifa de energía un 3 % cada 5 años y en el presupuesto de mantenimiento del sistema se aumenta anualmente el mismo valor que la tasa de descuento. A continuación se puede observar en la tabla 18 el análisis económico del VAN, el TIR y la Relación beneficio/costo.

Tabla 18. Evaluación financiera según el escenario tres.

Inversión	3995,2816	Pazos	20 años	Tasa de interés anual	6,40%
Periodo	Egresos		Ingresos	Flujo de caja	Valor Actual
	Inversión	Mantenimiento			
0	3995,2816			-3995,28	-3995,2816
1		25,20	272,91	247,71	232,81
2		26,81	270,18	243,37	214,97
3		28,53	267,48	238,95	198,37
4		30,35	264,81	234,45	182,93
5		32,30	262,16	229,86	168,56
6		34,36	267,32	232,96	160,56
7		36,56	264,65	228,09	147,74
8		38,90	262,00	223,10	135,82
9		41,39	259,38	217,99	124,73
10		44,04	256,79	212,75	114,41
11		46,86	261,63	214,76	108,54
12		49,86	259,01	209,15	99,35
13		53,05	256,42	203,37	90,79
14		56,45	253,86	197,41	82,83
15		60,06	251,32	191,26	75,42
16		63,90	255,85	191,94	71,14
17		67,99	253,29	185,29	64,54
18		72,34	250,75	178,41	58,41
19		76,98	248,25	171,27	52,70
20		81,90	245,76	163,86	47,39
Valor Actual Neto			-1563,27	Tasa Interna de Retorno	1%
Relación Beneficio Costo B/C			0,65		

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

Se puede visualizar que el VAN es negativo y el TIR es < a la tasa de interés propuesta, el proyecto no es rentable, también el resultado del B/C, por cada dólar invertido en el sistema fotovoltaico la vivienda pierde 0,35 USD.

13.4.2. Escenario económico donde se buscara el precio de la energía

En este escenario se plantea encontrar el costo del kWh para que la vivienda gane solo la tasa de descuento y recupere los gastos del proyecto, al considerar la inversión e interés anual del 6.4% en un período de 20 años.

$$\text{Valor total a recibir} = [(FRC * Inversión) * n] * (\text{gasto total}) \quad (49)$$

$$\text{Valor total a recibir} = \left[\left[\left(\frac{0,064(1 + 0,064)^{20}}{(1 + 0,064)^{20} - 1} \right) (3995,2816 \text{ USD}) \right] * (20) \right] + (966,25 \text{ USD})$$

$$\text{Valor total a recibir} = 8160,70 \text{ USD}$$

$$\text{Cargo por energía [USD/kWh]} = \frac{\text{Valor total a recibir [USD]}}{(E[\text{kWh}] \text{ en } 20 \text{ años})} \quad (50)$$

$$\text{Cargo por energía [USD/kWh]} = \frac{8160,70 \text{ USD}}{(51232,38 \text{ kWh})}$$

$$\text{Cargo por energía [USD/kWh]} = 0.159 \text{ USD/kWh}$$

Tabla 19. Evaluación financiera calculando el costo de energía

Inversión	3995,2816	Pazos	20 años	Tasa de interés anual	6,40%
Periodo	Egresos		Ingresos	Flujo de caja	Valor Actual
	Inversión	Mantenimiento			
0	3995,2816			-3995,28	-3995,28
1		25,20	448,16	422,96	397,52
2		25,20	443,68	418,48	369,65
3		28,53	439,24	410,71	340,97
4		30,35	434,85	404,50	315,61
5		32,30	430,50	398,20	292,01
6		34,36	426,20	391,83	270,05
7		36,56	421,93	385,37	249,62
8		38,90	417,72	378,81	230,62
9		41,39	413,54	372,14	212,93
10		44,04	409,40	365,36	196,47
11		46,86	405,31	358,45	181,16
12		49,86	401,26	351,39	166,92
13		53,05	397,24	344,19	153,66
14		56,45	393,27	336,82	141,33
15		60,06	389,34	329,28	129,85
16		63,90	385,44	321,54	119,17
17		67,99	381,59	313,60	109,24
18		72,34	377,77	305,43	99,99
19		76,98	374,00	297,02	91,39
20		81,90	370,26	288,35	83,39

Valor Actual Neto	156,25	Tasa Interna de Retorno	6,92%
Relación Beneficio Costo B/C	1,03		

Fuente: Elaboración y Formulación propia.

Mediante el cálculo para determinar el precio de la energía se obtuvo un VAN positivo y un TIR > a la tasa de interés propuesta, se observa que el proyecto es rentable si el precio de la energía es de 0.159 USD kWh, donde se tendría una ganancia en relación B/C de 0,03 USD por cada dólar invertido.

14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

14.1. Conclusiones

- La información adquirida para el estudio del sistema fotovoltaico conectado a la red fueron necesarias para la selección de los equipos, de acuerdo a sus respectivas características técnicas, al punto de consumo y eficiencia, también para garantizar el correcto funcionamiento, control y durabilidad del sistema.
- La Regulación del ARCONEL 003/18, se presenta como una alternativa para motivar la instalación de microsistemas solares en los domicilios para autoconsumo. A pesar de lo innovador, ésta presenta varios desventajas, uno de ellos son los trámites para obtener el permiso para la instalación del μ SFV con la red. El trámite para obtener el permiso para dicha instalación, en el mejor de los casos tardaría unos 65 días.
- Hasta donde conocen los autores de este trabajo, en la Provincia de Cotopaxi, desde el lanzamiento de la Regulación del ARCONEL 003/18, no existe ninguna instalación que se haya acogido a esta regulación, ni solicitudes para la instalación de micro generadores conectados a la red. Entre las principales causas estarían: el poco conocimiento de la población, el largo del trámite para solicitar la conexión de μ SFV a la red y el poco atractivo económico que representa esta instalación.
- En la vivienda analizada donde se pretende instalar el μ SFV, presenta un consumo de potencia promedio máxima diaria de 2,24 Kw y la energía promedio máxima diaria es de 12,18 Kwh/dia y el sistema fotovoltaico permite una generación de 3 kWh lo que representa el 100 % del consumo total de la vivienda.
- En relación con las bases de datos cabe destacar que las opciones a la hora de elegir una son muy variadas, es decir, que una persona normal dispone de una gran variedad

de bases de datos a nivel de radiación a su disposición. Además, los datos aportados por unas y otras no difieren mucho, salvando algunas excepciones.

- Los paneles fotovoltaicos tienen un porcentaje de degradación anual lo que provoca que el sistema vaya perdiendo eficiencia con el transcurso del tiempo, para evitar que los paneles se degraden rápidamente se debe realizar un mantenimiento constante y adecuado de los mismos y dependiendo de la zona o país la degradación puede estar entre 0,30 % y 3 %.
- De acuerdo al estudio económico los dos primeros escenarios propuestos no son rentables, los dos presentan un VAN negativo y TIR menor a la tasa propuesta, también la relación beneficio/costo en ambos escenarios presentan pérdidas, para lo cual en el escenario tres se calculó el precio de la energía con el cual el sistema podrá ser rentable o solo recuperar la inversión establecida.

14.2. Recomendaciones

- Se debe revisar la Regulación del ARCONEL 003/18, se encuentran algunas inconsistencias, como que se debería permitir que cada empresa distribuidora tenga la facultad de autorizar la instalación del μ SFV con la red, pues según la norma esta facultad lo tiene únicamente el ARCONEL, haciendo que el trámite de aprobación de la instalación de un μ SFV dure, al menos, 10 días más.
- También en la Regulación, en el capítulo uno, sección 6, se indica que el factor de planta del μ SFV no deberá ser mayor al factor de planta del diseño. Si se toma en cuenta que la radiación es variante a lo largo del año, la regulación no debería limitar el factor de planta del μ SFV al valor de diseño debido a que este cambia constantemente.
- Respecto de la instalación de los μ SFV, es necesario que ésta se haga con profesionales capacitados. La orientación y sujeción de los paneles, el conexionado, el mantenimiento del sistema, etc. Por ejemplo, al momento de la instalación del micro-inversor del μ SFV, se debe garantizar que exista una correcta circulación de aire sobre el equipo, para evitar que se sobrecaliente y entre en la etapa de parada térmica, que genera pérdidas de generación eléctrica y a la vez puede dañar al equipo.
- El Estado ecuatoriano debe emitir más políticas que incentiven al uso de fuentes de energía renovables no convencionales, como por ejemplo la facilidad de adquisición de estos equipos.

15. BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. G. F. d. Jesús, Diseño de una instalación Solas Fotovoltaica con Capacidad para 3 Kilovatios, Bogotá: Escuela de Ciencia Básicas, Tecnología e Ingeniería Tecnología en Electrónica, 2016.
- [2] M. A. Esparza Lopez, Implementación de paneles solares para minimizar el consumo de energía eléctrica en viviendas de Guayaquil, Guayaquil: Universidad de Guayaquil, 2016.
- [3] J. C. Cardona Gómez, J. C. Cruz Ardila y D. M. Hernández Porras , «Aplicación Electrónica para el Ahorro de Energía Eléctrica Utilizando una Energía Alternativa,» Universidad Libre , Cali, 2013.
- [4] J. X. Andrade Guerrero y P. L. Ochoa Guillén, REDUCCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA RESIDENCIAL, MEDIANTE LA APLICACIÓN DE SISTEMAS TERMO-SOLARES PARA EL CALENTAMIENTO DE AGUA SANITARIA EN VIVIENDAS DOMICILIARES EN EL CANTÓN CUENCA, Cuenca: Universidad de Cuenca, 2013.
- [5] W. F. & S. V. J. C. Mogrovejo León, «Análisis de factibilidad técnica y económica en la implementación de energía fotovoltaica y termo solar para generación de electricidad y calentamiento de agua mediante paneles solares fijos y con un seguidor de sol de construcción casera, para una vivien,» Universidad de Cuenca, Cuenca, 2011.
- [6] J. S. Romero Poveda, «Implementación de un sistema SCADA para el control de una micro red inteligente en zona rural,» Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2018.
- [7] L. G. Macancela Zhumi, DIAGNÓSTICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CORRESPONDIENTES A LA PRIMERA ETAPA DEL PROYECTO YANTSA ii ETSARI, Cuenca: Universidad de Cuenca, 2012.

- [8] C. R. Vásquez Ruiz, ANÁLISIS, MODELAMIENTO Y GESTIÓN DE UNA MICRO RED ELÉCTRICA PARA EDIFICACIONES RESIDENCIALES USANDO PANELES FOTOVOLTAICOS, Quito: UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, 2014.
- [9] J. M. Méndez Muñiz y R. Cuervo Gaecía , Energía solar fotovoltaica, Madrid: FC Editorial, 2007.
- [10] J. A. Vasquez Lombana, DISEÑO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO RESIDENCIAL CON ENERGÍA SOLAR, PARA SUMINISTRAR ENERGÍA A LA RED ELÉCTRICA DE UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR EN YOPAL-CASANARE, YOPAL-CASANARE: UNIVERSIDAD NACIONAL ABIERTA Y A DISTANCIA “UNAD”, 2014.
- [11] R. Loza Moral y A. Palacios Monzón, Propuesta de Reducción del Consumo Eléctrico Residencial Mediante un sistema Solar Fotovoltaico Conectado la Red Eléctrica, Mexico: Instituto Politécnico Nacional, 2014.
- [12] AstroMía, «AstroMía,» 04 Junio 2018. [En línea]. Available: <https://www.astromia.com/solar/estrucsol.htm>. [Último acceso: 05 Diciembre 2018].
- [13] M. C. y. M. Barrio, Instalaciones solares fotovoltaicas, Marcombo: 1ra. ed. España, 2012.
- [14] E. A. García, Diseño de un sistema de generación fotovoltaica con conexión a red y respaldo de energía eléctrica, Venezuela: tesis de pregrado, CTIE, USB, Sartenejas, 2016.
- [15] A. Martínez, Replanteo y funcionamiento de las instalaciones solares fotovoltaicas, España: 5ta. ed. Elearning, 2012.
- [16] O. Efrain, «Tecnificocolei3hag,» 31 Octubre 2018. [En línea]. Available: <http://tecnificocolei3hag.blogspot.com/2018/10/>. [Último acceso: 05 Diciembre 2018].
- [17] «Sites.google.com,» Enegia solar fotovoltaica, [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/energisolrfotovoltaica/home>. [Último acceso: 2020 Mayo 25].
- [18] J. M. López Cózar, Energía Solar Térmica, Madrid: IDAE, 2006.
- [19] M. A. Celemin Cuellar, ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO COMO ALTERNATIVA RURAL SOSTENIBLE DE LA VEREDA SAN ROQUE EN EL MUNICIPIO DE ORTEGA-TOLIMA, Mazinales: Universidad de Manizales, 2014.
- [20] V. Mascarós, Gestion del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas, Madrid, España: paraninfo, 2016.
- [21] TFG_GoitiaAitor, Instalación fotovoltaica para el autoconsumo parcial de energía eléctrica en una vivienda unifamiliar en el regato, [En línea]. Available:

https://addi.ehu.es/bitstream/handle/10810/29432/TFG_GoitiaAitor.pdf?sequence=1&isAllowed=y. [Último acceso: 15 Julio 2020].

- [22] D. Solar, «Damia Solar,» Blog, 04 Noviembre 2017. [En línea]. Available: https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/comparativa-panel-solar-poli-mono-cuasimono-amorfo_1?fbclid=IwAR0mZGYTXKVMJr8kcuIOb7WovSig6ZhkGfL9uFxiJD-AHufXtCNL-I40pE. [Último acceso: 05 Diciembre 2018].
- [23] F. D. J. Acevedo, DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON CAPACIDAD PARA 3 KILOVATIOS, Universidad Nacional Abierta y a Distancia CEAD José Acevedo y Gómez, 2016.
- [24] S. Chile, Sistemas de iluminación de bajo consumo, utilizando paneles fotovoltaicos, Chile: Valdivia, 2010.
- [25] S. C. SRL, Sistemas de iluminación de bajo consumo, Chile: Valdivia, 2010.
- [26] Ó. Perpiñan, A. Colmenar y M. Castro, Diseño de Sistemas Fotovoltaicos, 2012.
- [27] I. T. d. Canarias, Energías renovables y eficiencia energética, Canaria: 1ra. ed., 2008.
- [28] «Inversores de conexión a red,» Renova energía, 21 Marzo 2005. [En línea]. Available: <https://www.renova-energia.com/productos/inversores-conexion-red/>.
- [29] G. Santamaría y A. Castejón, Instalaciones solares fotovoltaicas, España: Editex cammons, 2010.
- [30] J. Juárez, Sistemas de distribución de energía eléctrica, UNAM: 1ra. ed. México, 1995.
- [31] H. Espíritu, «Curva de carga o de demanda,» 05 Octubre 2015. [En línea]. Available: <https://es.slideshare.net/HiberFranciscoEspiritu/curvas-descargaygeneración>.
- [32] S. Ramírez, Redes de distribución de energía, UNAL: 3ra. ed. Colombia, 2004.
- [33] M. Moro, Instalaciones solares fotovoltaicas, España: 2da. ed. Madrid. Paraninfo, 2018.
- [34] M. Tobajas, Energía solar fotovoltaica, Canopina: 1ra. ed. España, 2018.
- [35] R. A. Castañeda, «Manual para la evaluación técnica-economica de: "Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la red apoyados a través del programa de Fideicomiso de Riesgo Compartido",» GIZ México, México , 2015.
- [36] O. Perpiña, «Energía solar fotovoltaica,» Creative cammons, España, 2018.
- [37] T. D. y. G. Carmona, Instalaciones solares fotovoltaicas, España: 1ra. ed. McGraw-Hill, 2010.
- [38] A. C. y. G. Santamaría, Instalaciones solares fotovoltaicas, España: Editex commons. 1ra. ed, 2010.
- [39] J. T. y. J. Sanz, Instalaciones de distribución, Madrid, España: 2da. ed. Paraninfo,

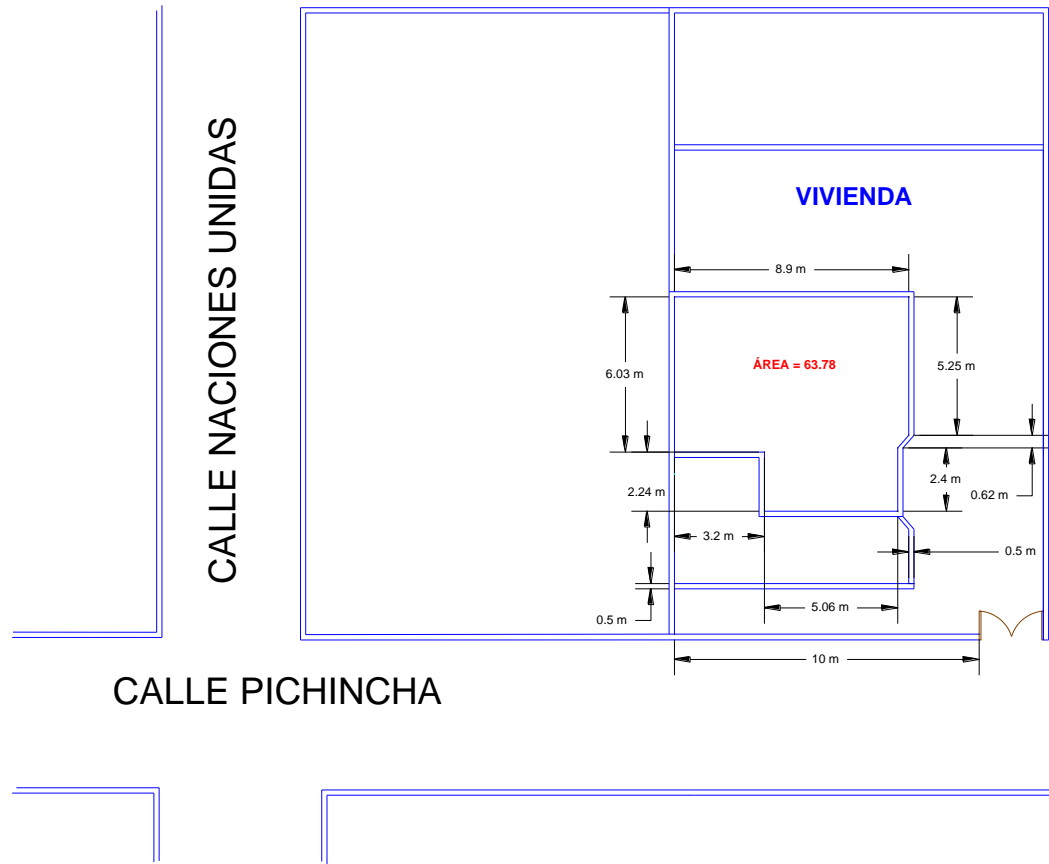
2013.

- [40] NFPA, Código eléctrico nacional, Agosto 2013: 70, 2014.
- [41] INEN, Alambres de cobre semiduro de sección circular para uso eléctrico. Requisitos y métodos de ensayo, Octubre: 2174, 2016.
- [42] NFPA, «Codigo eléctrico nacional,» 2013, 2014.
- [43] MAE, «Factor de emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador Informe 2013,» 22 Noviembre 2013. [En línea]. Available: <http://www.ambiente.gob.ec/wp-content/downloads/2014/03/Factor-de-emisi%C3%B3n-2013-PUBLICADO.pdf>. [Último acceso: 13 08 2020].
- [44] ARCONEL, Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica, Ecuador: 003/18, Octubre 22, 2018.
- [45] Google, «Google Earth,» [En línea]. Available: <https://earth.google.com/web/>. [Último acceso: 2020].
- [46] meteonorm, «meteonorm,» [En línea]. Available: <https://meteonorm.com/en/>.
- [47] E. S. Hub, «PVGIS,» [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#MR.
- [48] NASA, «NASA-ArcGIS,» [En línea]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- [49] J. SOLAR, «Panel fotovoltaico residencial JKM 335 M-60H-V,» [En línea]. Available: [https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM325-345M-60H-\(V\)-A3-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM325-345M-60H-(V)-A3-EN.pdf). [Último acceso: 20 Julio 2020].
- [50] Growatt, «Datos técnicos Growatt 1500 S,» [En línea]. Available: https://www.4blue.nl/media/wysiwyg/Downloads/Growatt_750-3000S_no_2500S_.pdf. [Último acceso: 20 Julio 2020].
- [51] G. Enríquez, Guía práctica para el cálculo de instalaciones eléctricas, México: 1ra. ed. Limusa, 2004.
- [52] G. Enríquez, El ABC del alumbrado y las instalaciones eléctricas en baja tensión, México: 2da. ed. Limusa, 2004.
- [53] INEN, Conductores y alambres para uso eléctrico aislados con material termoplástico, 021, 2008.
- [54] Fronius, «Manual de instrucciones Fronius Symo,» 28 Octubre 2015. [En línea]. Available: <https://www.wholesalesolar.com/cms/fronius-fronius-symo-lite-12.0-3-12kw-inverter-3-phase-208-240-inverter-manunal-3641133606.pdf>. [Último acceso: 2020 Agosto 25].
- [55] C. Aching, «Matemáticas financieras para toma de decisiones empresariales,» España, 1ra. ed. B-EUMED, 2006.

- [56] F. J. r. Gil, «Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos,» Universidad Internacional de Andalucía, Andalucía, 2015.
- [57] M. d. E. y. R. N. N. Renovables, «Plan Maestro de Electricidad,» Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, Quito, 2018.
- [58] J. T. y. J. Sanz, Instalaciones de distribución, Madrid, España: 2da. ed. Paraninfo, 2013.
- [59] Conelsa, «Catálogo de productos de cobre,» 07 Diciembre 2015. [En línea]. Available: <http://www.conelsa.com.ec/uploads/category/cobre-final.pdf>.
- [60] E. Alcor, Instalaciones Solares Fotovoltaicas, Promotora General De Estudios, 2011.
- [61] D. O. Pérez, ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE ILUMINACIÓN, UTILIZANDO AMPOLLETAS DE BAJO CONSUMO Y ALIMENTADO POR PANELES FOTOVOLTAICOS, Universidad Austral de Chile, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, 2009.
- [62] M. Gutiérrez, MANUAL DE INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAÍCOS, 2002.
- [63] J. Cantos, Cnfiguración de instalaciones solares fotovoltaicas, Madrid, España: 1ra. ed. Paraninfo, 2016.
- [64] INEN, Cables telefónicos de acometida, instalaciones interiores y de cruzada. requisitos, 2 538, 2010.
- [65] NEC, Instalaciones electromecánicas, Enero: 11 Cap, 2013.

ANEXOS

Anexo 1. Área de la terraza de la vivienda a escala.



Fuente: Elaboración y Formulación propia

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI			
LATACUNGA - ECUADOR			
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA Y APLICADAS	<p style="text-align: center;">ÁREA DISPONIBLE EN LA TERRAZA DE LA VIVIENDA</p>		
PERIODO ACADÉMICO: NOVIEMBRE 2020 - MARZO 2021			
TUTOR: ING. CARLOS PACHECO MENA			
C.I. TUTOR: XXXXXXXXXX			
NOMBRES: OTACOMA - QUINATOA	ESPECIALIDAD: ELECTRICA	ÁREA DISPONIBLE: 63.78 m ²	
ESCALA: 1:300	CICLO: DÉCIMO	LÁMINA: A4/1	PROPIETARIO:
FECHA: FEBRERO/2021	VIVIENDA DE ESTUDIO	HOJA: 1 DE 1	UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI RECTOR ING.MBA.TINAJERO JIMÉNEZ C

Anexo 2. Datos Técnicos del Panel Fotovoltaico JKM335M-60H-V

www.jinkosolar.eu



Cheetah HC 60M-V

325-345 Watt

MONO PERC HALF CELL MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Mono PERC 60 Cell

PERC



KEY FEATURES



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 Voltage

UL and IEC 1500V certified; lowers BOS costs and yields better LCOE



High Efficiency

Higher module conversion efficiency (up to 20.45%) benefit from half cell structure (low resistance characteristic).



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



Severe Weather Resilience

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



Durability Against Extreme Environmental Conditions

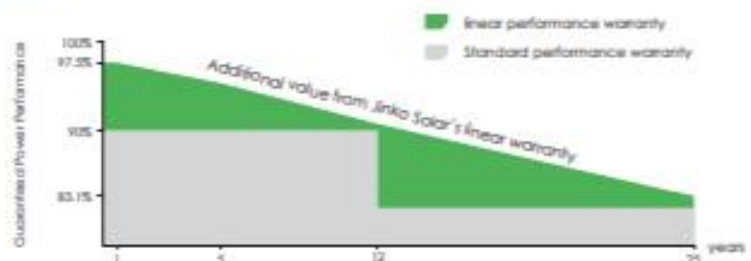
High salt mist and ammonia resistance certified by TÜV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

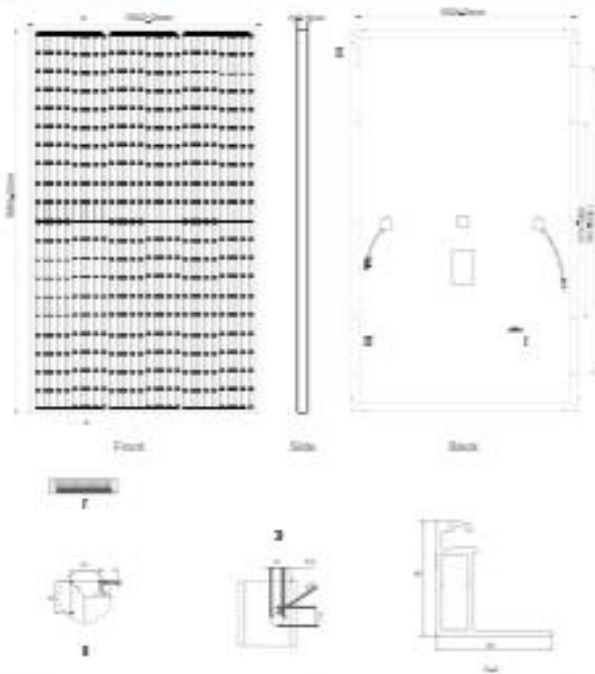
12 Year Product Warranty + 25 Year Linear Power Warranty



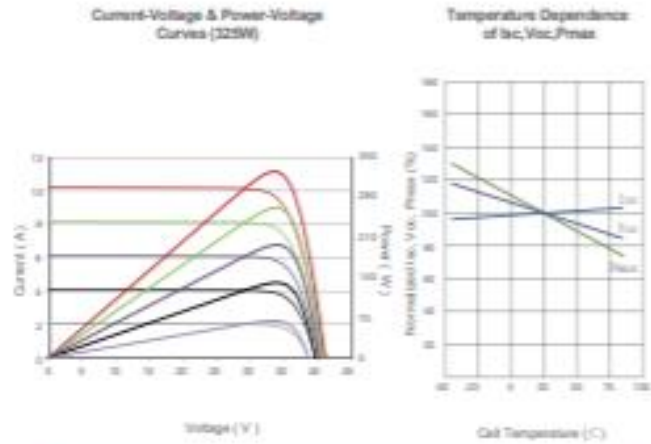
- ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory
- IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product



Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No. of Half-cells	120 (6×20)
Dimensions	1684×1002×35mm (66.30×39.45×1.38 inch)
Weight	15.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 2x4.0mm ² , (+) 290mm, (-) 145mm or Customized Length

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

30pcs/pallet, 60pcs/stack, 780pcs/40'HQ Container

(Two pallets = One stack)

33pcs/pallet, 62pcs/stack, 806pcs/40'HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM325M-60H-V		JKM330M-60H-V		JKM335M-60H-V		JKM340M-60H-V		JKM345M-60H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp	340Wp	253Wp	345Wp	257Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.6V	31.8V	33.8V	31.8V	34.0V	32.0V	34.2V	32.2V	34.4V	32.4V
Maximum Power Current (Imp)	9.66A	7.66A	9.77A	7.74A	9.87A	7.82A	9.98A	7.86A	10.04A	7.94A
Open-circuit Voltage (Voc)	41.1V	38.0V	41.2V	38.2V	41.5V	38.4V	41.7V	38.6V	41.9V	38.8V
Short-circuit Current (Isc)	10.20A	8.54A	10.31A	8.65A	10.36A	8.74A	10.55A	8.86A	10.64A	8.97A
Module Efficiency STC (%)	19.26%		19.56%		19.86%		20.15%		20.45%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+65°C									
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.36%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

Fuente: [1].

Anexo 3. Datos Técnicos del Inversor Growatt MIN 2500-6000 TL-XE

MIN 2500~6000 TL-XE

- Maximum efficiency 98.4%
- Dual MPP trackers
- Type II SPD on DC side
- Supports export control
- Touch key and OLED display



P O W E R
- I N G O
T O M O -
R R O W O

Growatt

www.ginverter.com

Datasheet	MIN 2500TL-XE	MIN 3000TL-XE	MIN 3600TL-XE	MIN 4200TL-XE	MIN 4600TL-XE	MIN 5000TL-XE	MIN 6000TL-XE
Input Data							
Max. recommended PV power (for module STC)	3500W	4200W	5040W	5880W	6440W	7000W	8100W
Max. DC voltage	500V	500V	550V	550V	550V	550V	550V
Start voltage	100V	100V	100V	100V	100V	100V	100V
MPPT voltage range/nominal voltage	80V-500V /360V	80V-500V /360V	80V-550V /360V	80V-550V /360V	80V-550V /360V	80V-550V /360V	80V-550V /360V
Max. input current	12.5A/12.5A	12.5A/12.5A	12.5A/12.5A	12.5A/12.5A	12.5A/12.5A	12.5A/12.5A	12.5A/12.5A
Max. short-circuit current	16A/16A	16A/16A	16A/16A	16A/16A	16A/16A	16A/16A	16A/16A
Number of independent MPPT trackers / strings per MPPT tracker	2/1	2/1	2/1	2/1	2/1	2/1	2/1
Output (AC)							
Rated AC output power	2500W	3000W	3600W	4200W	4600W	5000W	6000W
Max. AC apparent power	2500VA	3000VA	3600VA	4200VA	4600VA	5000VA	6000VA
Max. output current	11.3A	13.6A	16A	19A	20.9A	22.7A	27.2A
AC nominal voltage	230V(160V-300V)	230V(160V-300V)	230V(160V-300V)	230V(160V-300V)	230V(160V-300V)	230V(160V-300V)	230V(160V-300V)
AC grid frequency	50Hz/60Hz ± 5Hz	50Hz/60Hz ± 5Hz	50Hz/60Hz ± 5Hz	50Hz/60Hz ± 5Hz	50Hz/60Hz ± 5Hz	50Hz/60Hz ± 5Hz	50Hz/60Hz ± 5Hz
Adjustable power factor	0.8leading... 0.8lagging	0.8leading... 0.8lagging	0.8leading... 0.8lagging	0.8leading... 0.8lagging	0.8leading... 0.8lagging	0.8leading... 0.8lagging	0.8leading... 0.8lagging
THDI	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
AC connection	Single phase	Single phase	Single phase	Single phase	Single phase	Single phase	Single phase
Efficiency							
Max. efficiency	98.2%	98.2%	98.2%	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%
Euro weighted efficiency	97.1%	97.1%	97.2%	97.5%	97.5%	97.5%	97.5%
MPPT efficiency	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%
Protection Devices							
DC reverse polarity protection	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes
DC switch	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes
DC surge protection	Type II	Type II	Type II	Type II	Type II	Type II	Type II
Output over current protection	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes
AC surge protection-varistor	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Ground fault monitoring	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Grid monitoring	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Integrated all - pole sensitive leakage current monitoring unit	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes
General Data							
Dimensions (W / H / D) in mm	375/350/160	375/350/160	375/350/160	375/350/160	375/350/160	375/350/160	375/350/160
Weight	10.8KG	10.8KG	10.8KG	10.8KG	10.8KG	10.8KG	10.8KG
Operating temperature range	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C
Noise emission (typical)	≤35 dB(A)	≤35 dB(A)	≤35 dB(A)	≤35 dB(A)	≤35 dB(A)	≤35 dB(A)	≤35 dB(A)
Altitude	4000m	4000m	4000m	4000m	4000m	4000m	4000m
Self-Consumption night	< 1W	< 1W	< 1W	< 1W	< 1W	< 1W	< 1W
Topology	Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless
Cooling concept	Nature Convection	Nature Convection	Nature Convection	Nature Convection	Nature Convection	Nature Convection	Nature Convection
Environmental Protection Rating	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Relative humidity	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Features							
DC connection	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)
AC connection	Connector	Connector	Connector	Connector	Connector	Connector	Connector
Display	OLED+LED	OLED+LED	OLED+LED	OLED+LED	OLED+LED	OLED+LED	OLED+LED
Interfaces: RS485 / USB / Wi-Fi / 4G / RF	yes / yes / opt / opt / opt	yes / yes / opt / opt / opt	yes / yes / opt / opt / opt	yes / yes / opt / opt / opt	yes / yes / opt / opt / opt	yes / yes / opt / opt / opt	yes / yes / opt / opt / opt
Warranty: 5 years / 10 years	yes / opt	yes / opt	yes / opt	yes / opt	yes / opt	yes / opt	yes / opt
CE, IEC62109, G98, G99, VFR2014, CED-21, VDE-AR-N4105, EN50549, IEC61727, IEC62116							

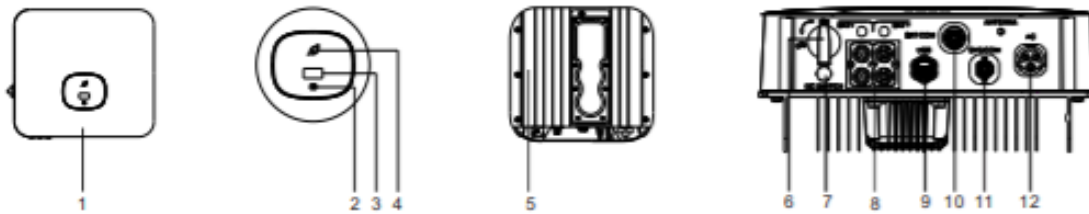
Fuente: [38]

Anexo 4. Partes y componentes del Inversor Growatt MIN 2500-6000 TL-XE.



MIN 2500-6000TL-X Guía rápida

1. Descripción general

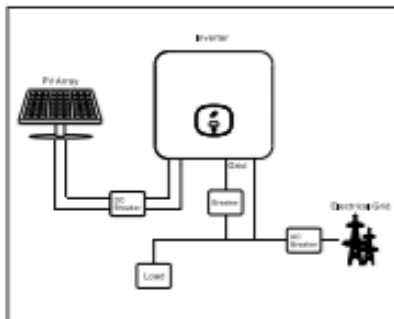


(1) Panel frontal	(2) Botón táctil	(3) Pantalla OLED	(4) Indicador LED	(5) Disipador de calor
(6) Interruptor de CC	(7) Válvula de ventilación	(8) Terminales FV	(10) Puerto DRM	(9) USB port
(11) Puerto RS485	(12) Terminal de CA			

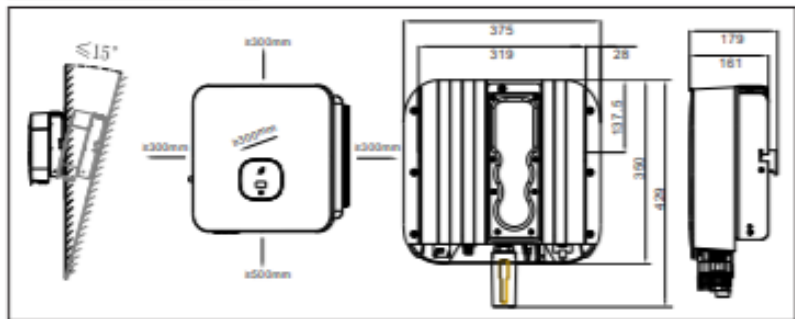
Nota:
 1.1. Este documento es sólo una guía de instalación rápida, por favor consulte el Manual de Usuario para más detalles.
 2. Growatt no se hace responsable de ningún daño que resulte de una instalación inadecuada.

2. Instalación

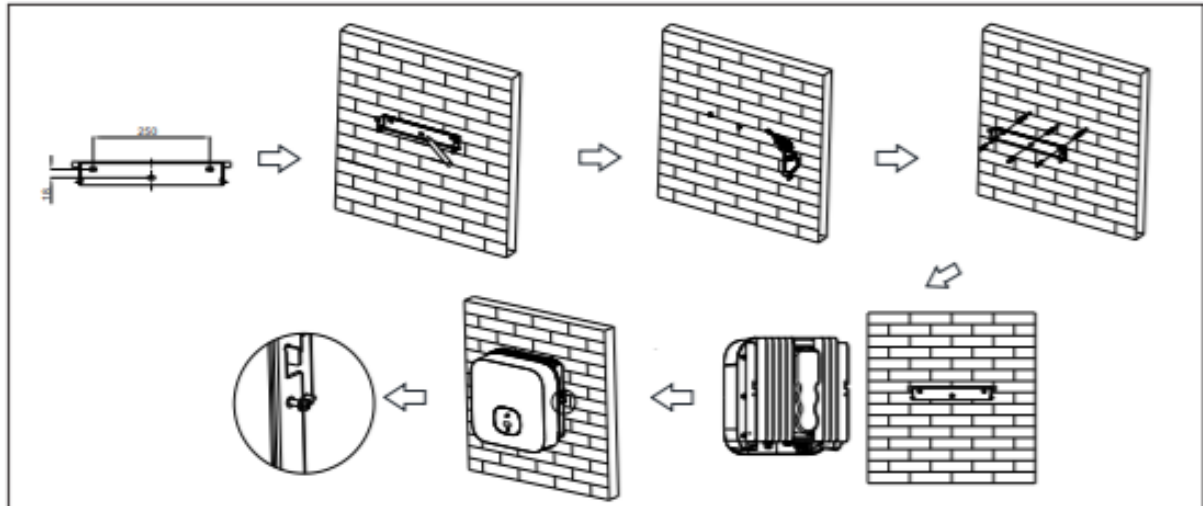
Vista general



2.1 Requisitos de instalación



2.2 Montaje en pared



Nota:
 1. Cuando haga agujeros en la pared, evite las tuberías de agua y electricidad, de lo contrario puede ser peligroso.

2.3 Instalación del módulo de monitoreo



3. Conexión eléctrica

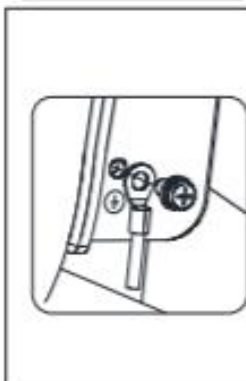
Por favor, prepare el cable antes de conectarlo de la siguiente manera.

No.	Nombre del cable	Tipo	Modelo recomendado
1	Alambre de protección de tierra	Un solo cable multi-núcleo amarillo-verde	6mm ²
2	Cable de salida CA	Dos o tres cables de cobre policromáticos de varios núcleos	6mm ²
3	Cable de entrada PV	Alambre FV (como el PV1-F)	4mm ² - 6mm ²
4	Cable de comunicación	RS485	/

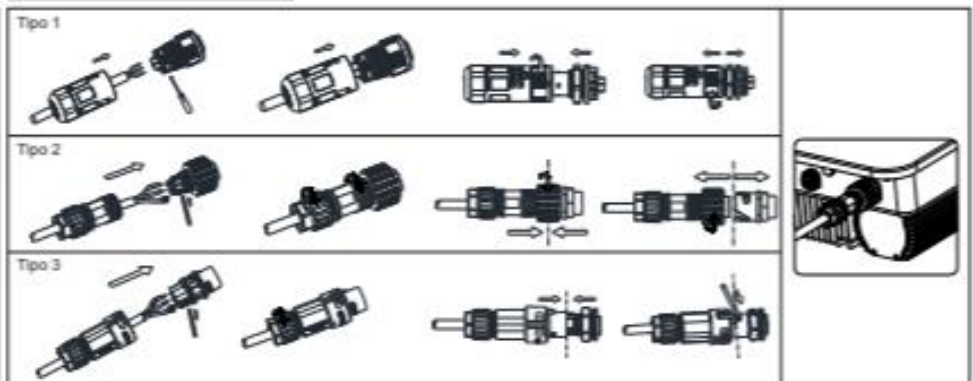
⚠ Nota:

1. Por favor, asegúrese de que todos los interruptores estén en posición "OFF" antes de conectarlos. Por seguridad personal, por favor no opere con electricidad.
2. Si el diámetro del cable no coincide con el terminal, o el cable es de aluminio, por favor contacte con nuestro personal de postventa.

3.1 Puesta a tierra

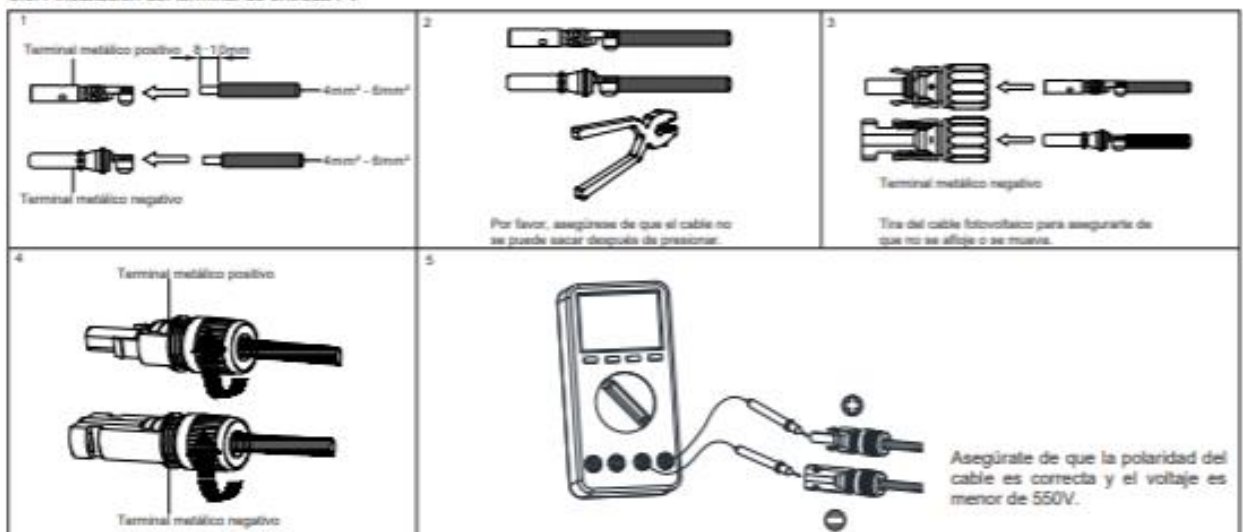


3.2 Conexión de salida de CA



3.3 Conexión DC

3.3.1 Instalación del terminal de entrada FV



3.3.2 Conexión de terminales fotovoltaicas

1

2

Nota:

1. Antes de instalar el terminal FV, por favor, compruebe que el voltaje y la corriente de entrada FV no superan los límites del MPPT.

2. Cuando instale el terminal fotovoltaico, preste atención a la diferencia entre los polos positivo y negativo y a la correspondencia uno a uno entre los terminales y la máquina.

3. Hay un sonido de "clic" cuando se conecta el terminal, por favor, tire suavemente del cable PV para asegurarse de que no hay ningún suelto o tirón.

3.3.3 Instalación del cable de comunicación

Definiciones de los pines del puerto SYS COM

No.	Definición	No.	Definición
1	+12V Alimentación para relé externo (≤2W)	5	CT-P Señal de limitación exportación (Opcional)
2	COM	6	CT-N
3	RS 485A1 Señal para comunicación	7	RS 485A2 Señal de medidor inteligente
4	RS 485B1	8	RS 485B2

Definiciones de los pines del puerto DRM

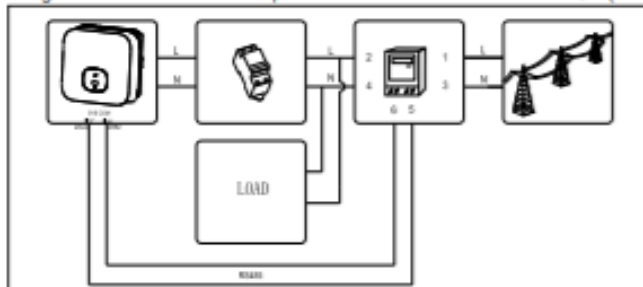
NO.	1	2	3
Definition	DRM5	DRM6	DRM7
NO	4	5	6
Definition	DRM8	REFGEN	COM/DRM0

Nota:

- Al instalar los cables de señal, sepárelos de los cables de alimentación para evitar fuentes de interferencia de señales fuertes
- No mezcle el conector al puerto COM DRM y el conector al puerto SYS.

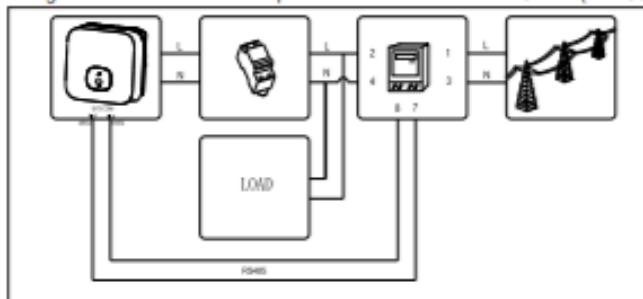
4. Connecting Meter

La siguiente tabla describe cómo podemos conectar el medidor EASTRON (SDM230-Modbus) al inversor:



Medidor Pin NO.	Descripción	Conexión del medidor
1	L-entrada	Red L
2	L-salida	Conector de CA y Carga L
3	N-entrada	Red N ^o
4	N-salida	AC connector & Load N
5	RS485A	SYS COM Pin 7 RS485A2
6	RS485B	SYS COM Pin 8 RS485B2

La siguiente tabla describe cómo podemos conectar el medidor CHINT (DDSU666) al inversor:

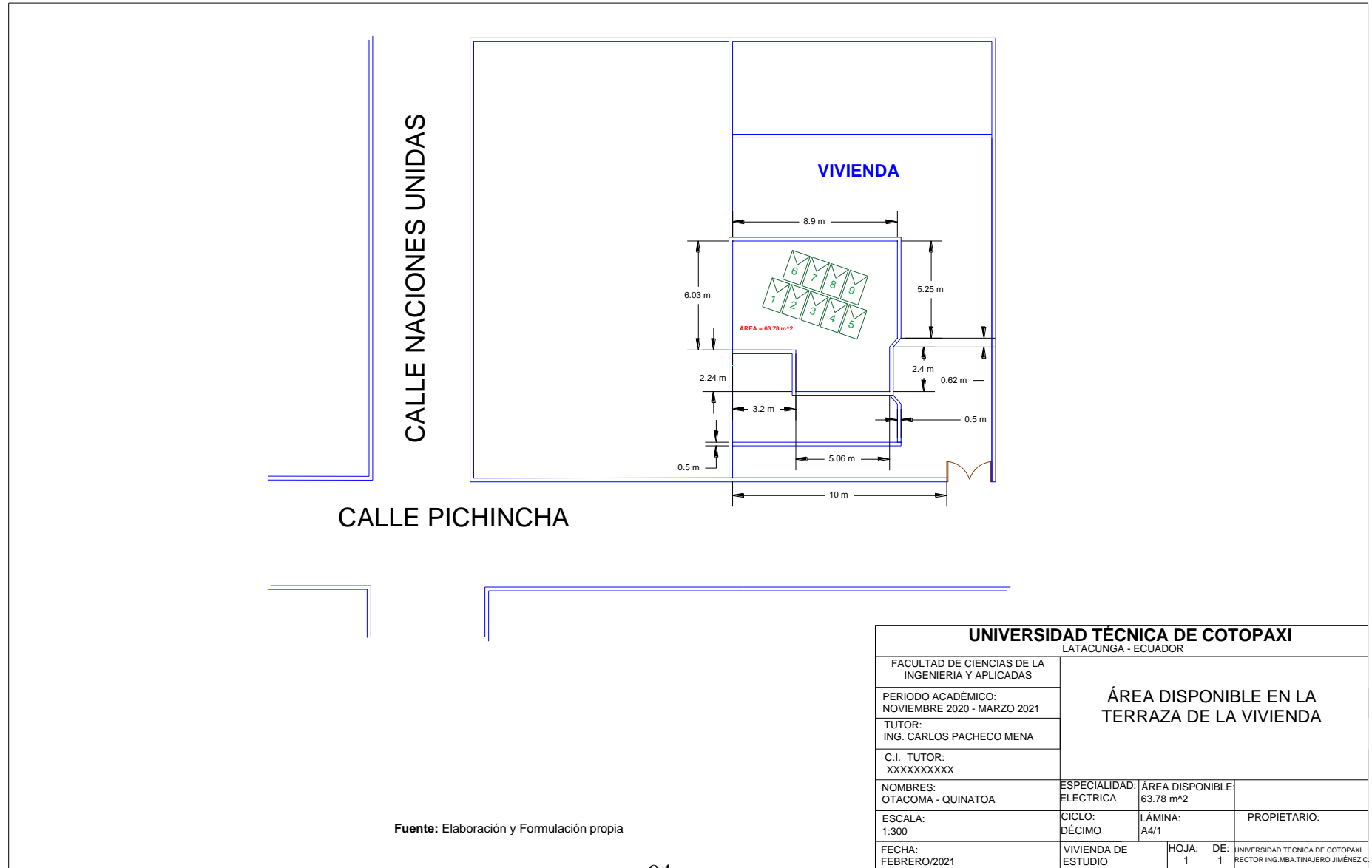


Medidor Pin NO.	Descripción	Conexión del medidor
1	L-entrada	Red L
2	L-salida	Conector de CA y Carga L
3	N-entrada	Red N ^o
4	N-salida	AC connector & Load N
7	RS485A	SYS COM Pin 7 RS485A2
8	RS485B	SYS COM Pin 8 RS485B2

Nota: Para el mercado australiano, los instaladores pueden conectar el pin3 o pin4 a los enlaces/barras neutrales.

Fuente: [38]

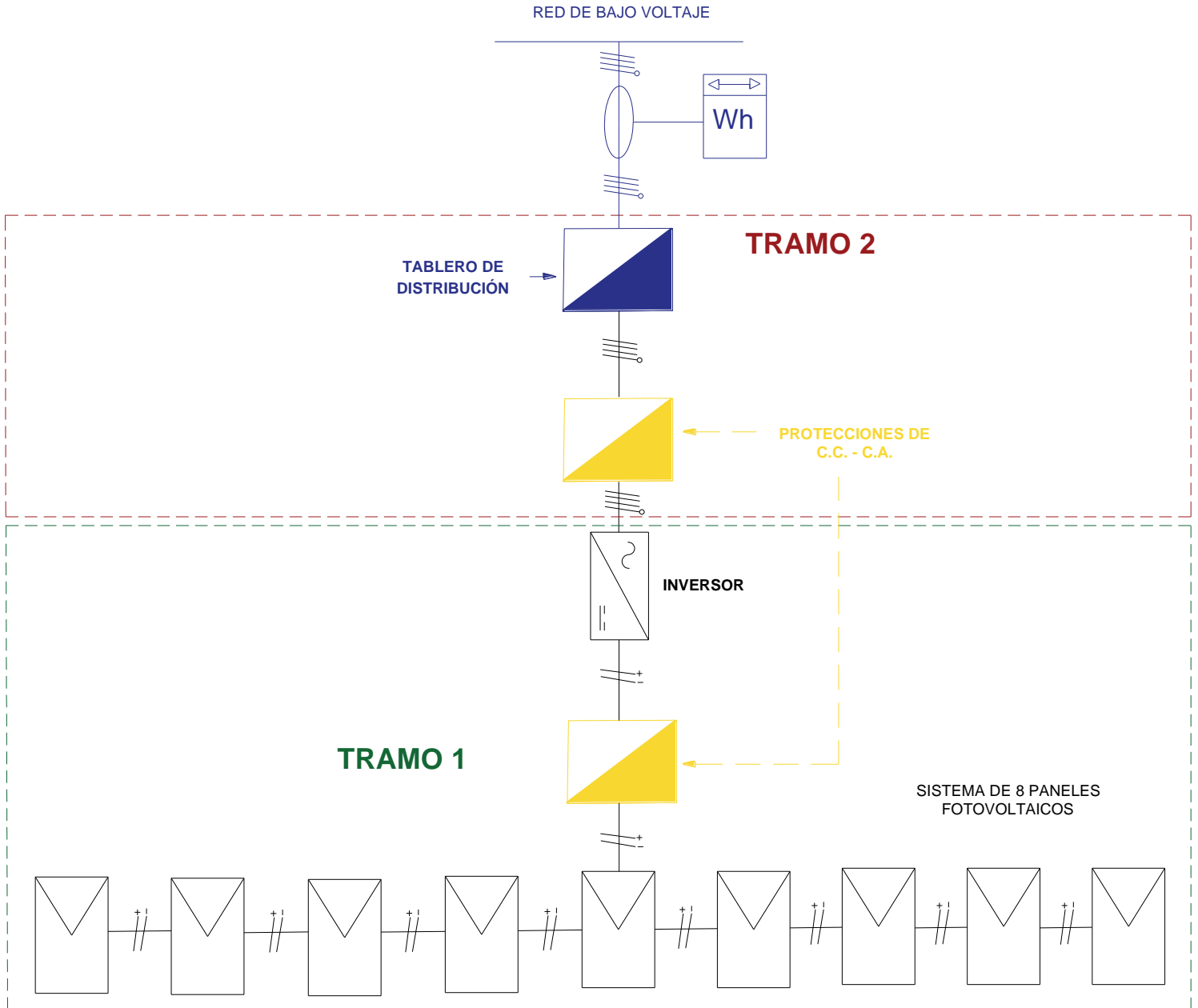
Anexo 5. Ubicación de los paneles fotovoltaicos en la terraza de la vivienda a escala



Fuente: Elaboración y Formulación propia

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI			
LATA CUNGA - ECUADOR			
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA Y APLICADAS	ÁREA DISPONIBLE EN LA TERRAZA DE LA VIVIENDA		
PERIODO ACADÉMICO: NOVIEMBRE 2020 - MARZO 2021			
TUTOR: ING. CARLOS PACHECO MENA			
C.I. TUTOR: XXXXXXXXXX			
NOMBRES: OTACOMA - QUINATO A	ESPECIALIDAD: ELECTRICA	ÁREA DISPONIBLE: 63.78 m ²	
ESCALA: 1:300	CÍCLO: DÉCIMO	LÁMINA: A4/1	PROPIETARIO:
FECHA: FEBRERO/2021	VIVIENDA DE ESTUDIO	HOJA: 1 DE 1	UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI RECTOR ING.MBA.TINAJERO JIMÉNEZ C

Anexo 6. Tramos del cableado del sistema fotovoltaico.



Fuente: Elaboración y Formulación propia

Anexo 7. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm^2)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm^2)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S \geq 35$	$S_p = S/2$

Fuente: [56].

Anexo 8. Cables THHN 600 V 90 °C Conelsa.



ilumina tus sueños con cable de:

CONELSA
CABLE SEGURO

ALAMBRES Y CABLES TIPO TFN Y THHN 600 V 90 °C (1)

Calibre	No. Hilos	Diámetro Hilos	Área	Diámetro Conductor	Espesor Aislamiento	Espesor Chapeado Helado	Diámetro Exterior	Resistencia Eléctrica DC a 20°C	Peso Total	Capacidad Corriente Aire Libre	Capacidad Corriente Conducto	Tipo
AWG ó Kcmil		mm	mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/Km	Kg/Km	A	A	
18	1	1.02	0.82	1.02	0.38	0.10	1.98	20.99	10.94	15	10	TFN
16	1	1.29	1.31	1.29	0.38	0.10	2.25	13.18	16.48	20	15	TFN
14	1	1.63	2.08	1.63	0.38	0.10	2.59	8.29	23.40	35	25	THHN
12	1	2.05	3.31	2.05	0.38	0.10	3.01	5.21	35.20	40	30	THHN
10	1	2.59	5.26	2.59	0.51	0.10	3.81	3.28	55.80	55	40	THHN
14	7	0.62	2.08	1.85	0.38	0.10	2.81	8.45	24.50	35	25	THHN
12	7	0.78	3.31	2.33	0.38	0.10	3.29	5.31	36.90	40	30	THHN
10	7	0.98	5.26	2.93	0.51	0.10	4.15	3.34	58.60	55	40	THHN
8	7	1.23	8.37	3.69	0.76	0.13	5.47	2.10	95.70	80	55	THHN
6	7	1.56	13.30	4.65	0.76	0.13	6.43	1.32	145	105	75	THHN
4	7	1.96	21.15	5.88	1.02	0.15	8.22	0.83	232	140	95	THHN
2	7	2.47	33.62	7.41	1.02	0.15	9.76	0.52	356	190	130	THHN
16	19	0.30	1.31	1.48	0.38	0.10	2.44	13.45	17.95	20	15	TFN
14	19	0.37	2.08	1.87	0.38	0.10	2.83	8.45	24.30	35	25	THHN
12	19	0.47	3.31	2.36	0.38	0.10	3.32	5.31	36.60	40	30	THHN
10	19	0.59	5.26	2.97	0.51	0.10	4.19	3.34	58.10	55	40	THHN
8	19	0.75	8.37	3.75	0.76	0.13	5.53	2.10	94.40	80	55	THHN
6	19	0.94	13.30	4.72	0.76	0.13	6.50	1.32	143	105	75	THHN
4	19	1.19	21.15	5.96	1.02	0.15	8.30	0.83	229	140	95	THHN
2	19	1.50	33.62	7.51	1.02	0.15	9.85	0.52	351	190	130	THHN
1/0	19	1.89	53.49	9.45	1.27	0.18	12.37	0.33	553.30	260	170	THHN
2/0	19	2.13	67.43	10.65	1.27	0.18	13.53	0.26	488.70	300	195	THHN
3/0	19	2.39	85.01	11.95	1.27	0.18	14.84	0.21	456.80	350	225	THHN
4/0	19	2.68	107.20	13.40	1.27	0.18	16.31	0.16	1069.50	405	260	THHN
250	37	2.09	126.70	14.63	1.52	0.20	18.06	0.139	1263	455	290	THHN
300	37	2.29	152.00	16.03	1.52	0.20	19.46	0.116	1502	505	320	THHN
350	37	2.47	177.30	17.25	1.52	0.20	20.74	0.099	1743	570	350	THHN
400	37	2.64	202.70	18.48	1.52	0.20	21.93	0.0868	1981	615	380	THHN
500	37	2.95	253.40	20.65	1.52	0.20	24.11	0.0694	2457	700	430	THHN
600	61	2.52	304.00	22.68	1.78	0.23	26.70	0.0578	2960	780	475	THHN
700	61	2.72	354.70	24.48	1.78	0.23	28.51	0.0496	3453	855	520	THHN



ALAMBRES Y CABLES TIPO TFN Y THHN 600 V 90 °C (2)

Cable	No. Hilos	Díametro Hilos	Área	Díametro Conductor	Espesor Aislamiento	Espesor Chapeado Nylon	Díametro Exterior	Resistencia Eléctrica DC a 20°C	Peso Total	Cables Conductor Aire Libre	Cables Conductor Conduit	Tipo
AWG ó Kcmil		mm	mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/Km	Kg/Km	A	A	
750	61	2.82	380.00	25.31	1.78	0.23	29.37	0.0463	3715	885	535	THHN
800	61	2.91	405.40	26.17	1.78	0.23	30.20	0.0434	3954	920	555	THHN
900	61	3.09	456.00	27.77	1.78	0.23	31.79	0.0386	4431	985	585	THHN
1000	61	3.25	506.70	29.26	1.78	0.23	33.30	0.0347	4906	1055	615	THHN

Aplicaciones: Los conductores tipo THHN y TFN son utilizados para circuitos de fuerza y alumbrado eléctrico en edificaciones industriales, comerciales y residenciales. Los conductores THHN son usados en lugares secos. Los conductores TFN son usados en lugares secos y húmedos. Pueden ser usados en zonas abrasivas o contaminadas con aceites, grasas, pinturas, solventes químicos, etc.

Construcción: Conductor de cobre sólido o cableado, aislados con una capa uniforme de material termoplástico, cloruro de polivinilo (PVC), resistente a la humedad y al calor, sobre la cual se aplica una cubierta protectora de Nylon o poliamida.

Especificaciones: Elaborado y probado de acuerdo a la última revisión de las siguientes normas: ASTM B-1, ASTM B-8; UL 83; INEN 2345.

Embalaje: Rollos y carretes de madera.

Nota: Modificaciones en la construcción de los cables pueden ser realizadas bajo pedido del cliente.

Fuente: [57].

Anexo 9. Dimensiones de la tubería E.M.T. y área disponible para los conductores.

Diámetro nominal		Diámetro interior	Área interior total	Área disponible para conductores (mm ²)		
mm	pulg	mm	mm ²	40 % (para 3 conductores o más)	31 % (para 2 conductores)	53 % (para 1 conductor)
13	1/2	15,81*	196	78	61	104
19	3/4	21,30*	356	142	110	189
25	1	26,50*	552	221	171	293
32	1 1/4	35,31*	979	392	303	519
38	1 1/2	41,16*	1331	532	413	705
51	2	52,76*	2186	874	678	1159
63	2 1/2	62,71**	3088	1235	957	1637
76	3	77,93**	4769	1908	1478	2528
89	3 1/2	90,12**	6378	2551	1977	3380
102	4	102,26**	8213	3285	2546	4353

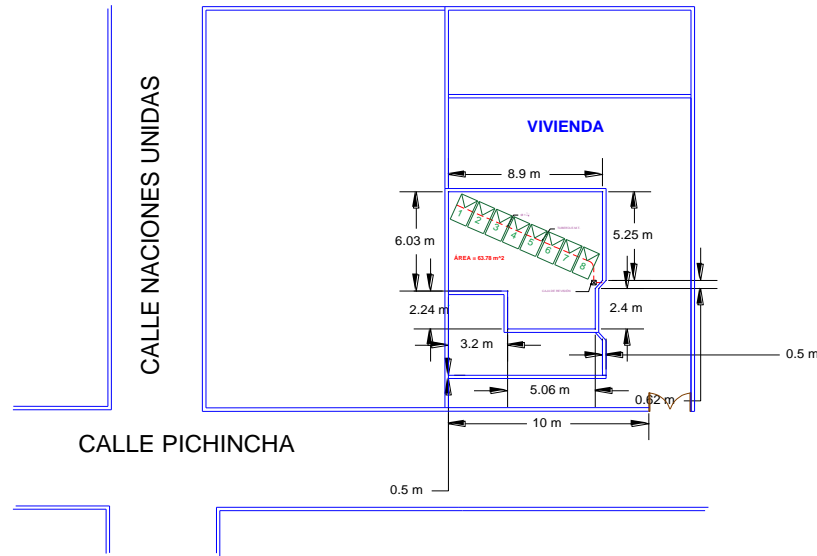
*Corresponde al tubo metálico ligero.

**Corresponde al tubo metálico tipo pesado.

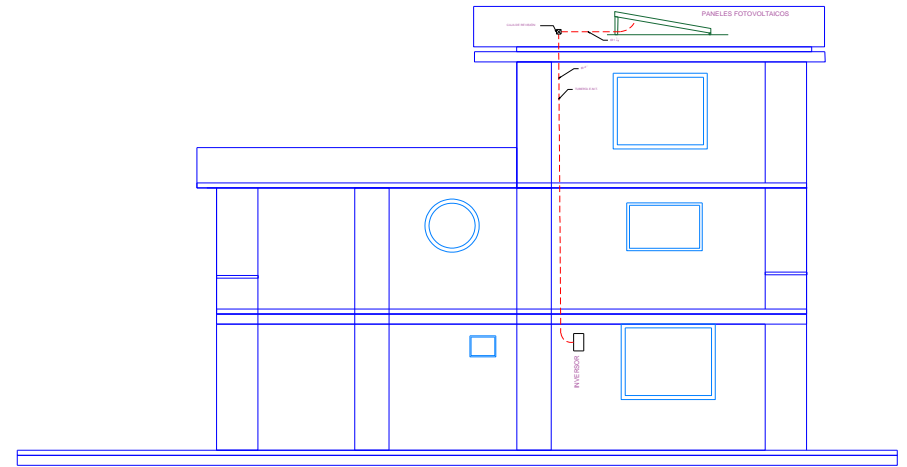
Fuente: [51], [52].

Anexo 10. Paneles fotovoltaicos y tubería E.M.T. en la terraza de la vivienda a escala.

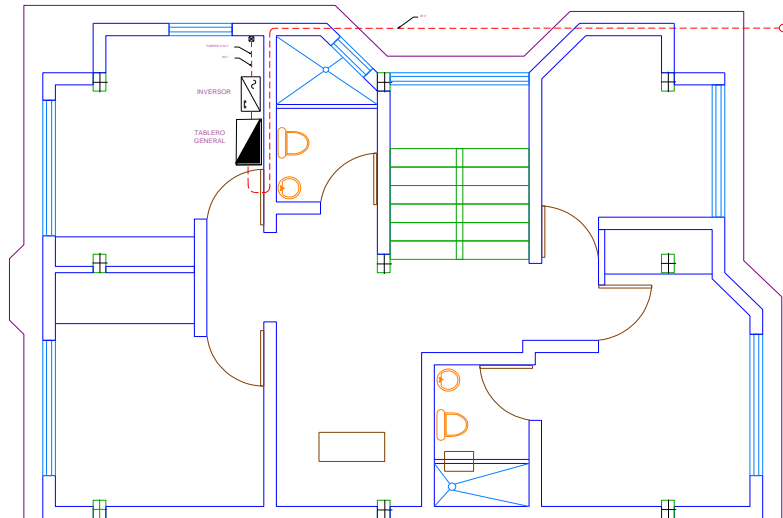
Anexo 9: Paneles fotovoltaicos y tubería E.M.T. en la terraza de la vivienda a escala.



Tubería E.M.T. de los paneles fotovoltaicos de la terraza de la vivienda hasta la caja de revisión a escala (VISTA DE PLANTA DE LA VIVIENDA).



Tubería E.M.T. de la terraza de la vivienda hasta el inversor a escala (VISTA DEL PERFIL DERECHO DE LA VIVIENDA).



Tubería E.M.T. Del inversor hasta el tablero general a escala (PLANO DEL PRIMER PISO DE LA VIVIENDA).

Fuente: Elaboración y Formulación propia

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI			
LATACUNGA - ECUADOR			
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA Y APLICADAS		PANELES FOTOVOLTAICOS Y TUBERÍA E.M.T.	
PERIODO ACADÉMICO: NOVIEMBRE 2020 - MARZO 2021			
TUTOR: ING. CARLOS PACHECO MENA			
C.I. TUTOR: XXXXXXXXX			
NOMBRES: OTACOMA - QUINATO A	ESPECIALIDAD: ELECTRICA	ÁREA DISPONIBLE: 63.78 m²2	PROPIETARIO:
ESCALA: 1:300	CICLO: DÉCIMO	LÁMINA: A3/1	
FECHA: FEBRERO/2021	VIVIENDA DE ESTUDIO	HOJA: 1	DE: 1
UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI RECTOR ING.MBA.TINAJERO JIMÉNEZ C.			

Anexo 11. Ficha técnica del interruptor termo magnético C.C.

Product data sheet Characteristics

A9N61529 miniature circuit breaker - C60H - 2 poles - 13 A - C curve



Main

Circuit breaker application	Distribution
Range of product	C60
Product or component type	Circuit breaker
Device short name	C60H-DC
Poles description	2P
Number of protected poles	1
[In] rated current	13 A at 25 °C
Network type	DC
Trip unit technology	Thermal-magnetic
Curve code	C
Breaking capacity	20 kA Icu conforming to IEC 60947-2 - 250 V DC 20 kA Icu conforming to GB 14048.2 - 250 V DC 20 kA Icu conforming to IEC 60947-2 - 220 V DC 20 kA Icu conforming to GB 14048.2 - 220 V DC 6 kA Icu conforming to IEC 60947-2 - 500 V DC 6 kA Icu conforming to EN 60947-2 - 500 V DC 10 kA Icu conforming to IEC 60947-2 - 440 V DC 10 kA Icu conforming to EN 60947-2 - 440 V DC
Utilisation category	Category A conforming to IEC 60947-2 Category A conforming to EN 60947-2
Suitability for isolation	Yes conforming to EN 60947-2 Yes conforming to IEC 60947-2

Complementary

Network frequency	-
[Ue] rated operational voltage	500 V DC
Magnetic tripping limit	7...10 x In
[Ics] rated service breaking capacity	7.5 kA 75 % x Icu conforming to IEC 60947-2 - 440 V DC 7.5 kA 75 % x Icu conforming to EN 60947-2 - 440 V DC 4.5 kA 75 % x Icu conforming to IEC 60947-2 - 500 V DC 4.5 kA 75 % x Icu conforming to EN 60947-2 - 500 V DC 15 kA 75 % x Icu conforming to IEC 60947-2 - 250 V DC 15 kA 75 % x Icu conforming to EN 60947-2 - 250 V DC 15 kA 75 % x Icu conforming to IEC 60947-2 - 220 V DC 15 kA 75 % x Icu conforming to EN 60947-2 - 220 V DC
[Ui] rated insulation voltage	500 V DC conforming to EN 60947-2 500 V DC conforming to IEC 60947-2
[Uimp] rated impulse withstand voltage	6 kV conforming to EN 60947-2 6 kV conforming to IEC 60947-2
Contact position indicator	Yes
Control type	Toggle
Local signalling	ON/OFF indication
Mounting mode	Fixed
Mounting support	35 mm symmetrical DIN rail
Comb busbar distribution block compatibility	Standard top or bottom
9 mm pitches	4
Height	81 mm
Width	36 mm
Depth	73 mm
Product weight	0.256 kg
Colour	White

The information provided in this documentation contains general descriptions and/or technical characteristics of the products contained herein. This documentation is intended as a substitute for and is not to be used for determining suitability or reliability of these products for specific use applications. It is the duty of any such user or integrator to perform the appropriate and complete risk analysis, evaluation and testing of the products with respect to the relevant specific application or use thereof. Neither Schneider Electric Industries SAS nor any of its affiliates or subsidiaries shall be responsible or liable for misuse of the information contained herein.

Mechanical durability	20000 cycles
Electrical durability	6000 cycles - 500 V DC 3000 cycles - 500 V DC
Provision for padlocking	Padlockable
Locking options description	In position O
Connections - terminals	Tunnel type terminals, top or bottom for 1 rigid wire(s) 25 mm ² max Tunnel type terminals, top or bottom for 1 flexible wire(s) 16 mm ² max
Tightening torque	2.5 N.m top or bottom power circuit
Earth-leakage protection	Without
Product compatibility	C60 accessories C60 auxiliary

Environment

Standards	EN 60947-2 IEC 60947-2
Pollution degree	3 conforming to IEC 60947-2 3 conforming to EN 60947-2
Tropicalisation	2 conforming to IEC 60068-2
Relative humidity	95 % 55 °C
Operating altitude	2000 m
Ambient air temperature for operation	-25...70 °C
Ambient air temperature for storage	-40...85 °C

Offer Sustainability

Sustainable offer status	Not Green Premium product
RoHS	Compliant - since 1310 - Schneider Electric declaration of conformity

Fuente: [3].

Anexo 12. Ficha técnica del limitador de sobrevoltajes.

Product datasheet Characteristics

16434

PRD-DC 40r 600PV modular surge arrester - 2 poles - 600V - with remote transfer



ⓘ Discontinued

Main

Range of product	Multi 9
Product name	Multi 9 PRD-DC
Device short name	PRD-DC
Product or component type	Surge arrester with pluggable cartridge
Poles description	2P
Output type	Contact (volt-free)
Signal contacts composition	1 SD (1 C/O)
Surge arrester type	Electrical distribution network

Complementary

Surge arrester class type	Type 2
Surge arrester technology	MOV + GDT
[Ue] rated operational voltage	600 V +/- 10 % DC
[In] nominal discharge current	16 kA
[Imax] maximum discharge current	40 kA
[Uc _{pv}] maximum continuous operating voltage	Common mode: 600 V L/PE Differential mode: 840 V L/L-
Maximum [Up] voltage protection level	Differential mode <2.8 kV type 2 L+/L- Common mode <1.6 kV type 2 L+/PE Common mode <1.6 kV type 2 L-/PE
Local signalling	White/red flag
Signalling circuit voltage	AC: 250 V 50/60 Hz
Signalling output current	0.25 A
Mounting mode	Clip-on
Mounting support	DIN rail
9 mm pitches	6
Height	81 mm
Width	64 mm
Depth	69 mm
Net weight	0.4 kg
Colour	Gref (RAL 7036)
Response time	<= 25 ns

Feb 25, 2021

Life Is On | Schneider
ELECTRIC

1

Connections - terminals	Tunnel type terminal downside 2.5...35 mm ² Tunnel type terminal upside 2.5...35 mm ²
Tightening torque	2.5 N.m

Environment

Quality labels	CE
IP degree of protection	IP40 on front face: IP20 on terminal:
IK degree of protection	IK03
Relative humidity	5...90 %
Operating altitude	2000 m
Ambient air temperature for operation	-25...60 °C
Ambient air temperature for storage	-40...85 °C

Packing Units

Package 1 Weight	0.326 kg
Package 1 Height	0.640 dm
Package 1 width	0.750 dm
Package 1 Length	0.860 dm

Contractual warranty

Warranty	18 months
----------	-----------

Fuente: [3].

Anexo 13. Ficha técnica del fusible 10 x 38 mm.

Technical Data 2153

Effective January 2017
Supersedes August 2015

BUSSMANN
SERIES

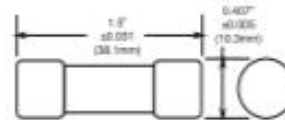
PVM fast-acting 13/32" x 1-1/2" (10x38 mm) 600 Vdc photovoltaic fuses



Catalog numbers (amps)

PVM-4	PVM-7	PVM-10	PVM-20
PVM-5	PVM-8	PVM-12	PVM-25
PVM-6	PVM-9	PVM-15	PVM-30

Dimensions:



Catalog symbol:

- PVM-IampI

Description:

A range of fast-acting UL 248-19 600 Vdc 13/32" x 1-1/2" (10x38 mm) fuses specifically designed to protect solar power systems in extreme ambient temperature, high cycling and low level fault current conditions (reverse current, multi-array fault).

Specifications:

Ratings

- Volts 600Vdc to UL 248-19
- Amps 4 - 30A
- IR 50 kA DC (4-30A)

Electrical characteristics

Catalog number	Amp rating	Power loss (watts)	
		0.8 x I _a	1.0 x I _a
PVM-10	10	1.04	1.86
PVM-15	15	1.00	1.72
PVM-30	30	1.65	2.91

Agency information

- UL® Listed, 248-19, Guide JFGA, File E335324
- CSA® Component Certified C22.2
- RoHS compliant

Typical applications:

- Combiner boxes
- Inverters
- Solar strings

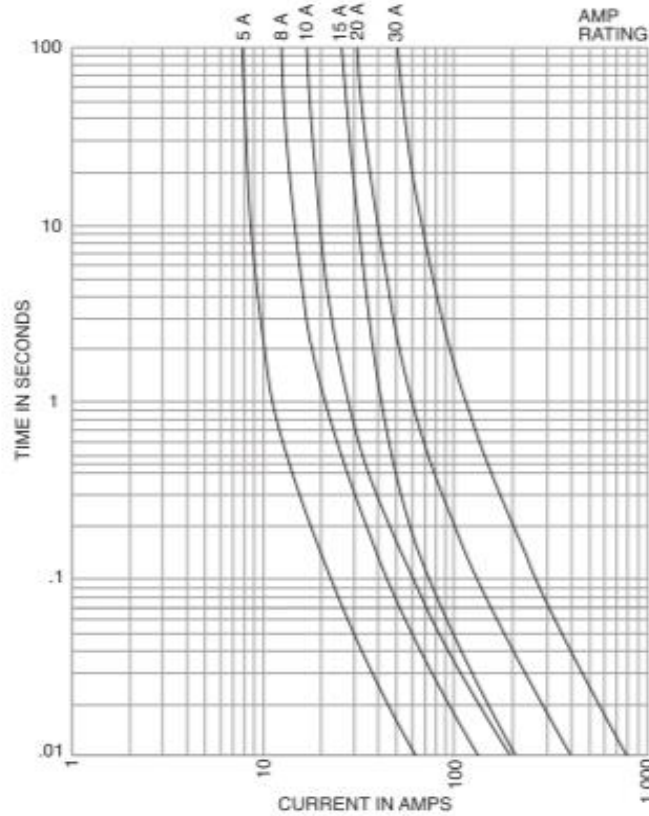
Recommended fuse blocks / holders:

Catalog symbol	Description	Doc no.
CHM	600 V DIN-Rail fuse holder	3185
CHPV	1000 V DIN-Rail fuse holder	3185
BPVM	1000 V modular blocks	10625
BMM	600 V modular blocks	10241
HEB	600 V In-Line fuse holder	2127
1A3400- <u> </u>	PCB fuseclip	2131



Powering Business Worldwide

Time-current curves:



The only controlled copy of this data sheet is the electronic read-only version located on the Eaton network drive. All other copies of this document are by definition uncontrolled. This bulletin is intended to clearly present comprehensive product data and provide technical information that will help the end user with design applications. Eaton reserves the right, without notice, to change design or construction of any products and to discontinue or limit distribution of any products. Eaton also reserves the right to change or update, without notice, any technical information contained in this bulletin. Once a product has been selected, it should be tested by the user in all possible applications.

Eaton
1000 Eaton Boulevard
Cleveland, OH 44122
Eaton.com

Busmann Division
114 Old State Road
Ellisville, MO 63021
United States
Eaton.com/busmannseries

© 2017 Eaton
All Rights Reserved
Printed in USA
Publication No. 2153 — BU-SB11995
January 2017

Eaton and Busmann are valuable trademarks of Eaton in the US and other countries. You are not permitted to use the Eaton trademarks without prior written consent of Eaton.

CSA is a registered trademark of the Canadian Standards Group.
UL is a registered trademark of the Underwriters Laboratories, Inc.

For Eaton's Busmann series product information, call 1-855-287-7626 or visit: Eaton.com/busmannseries

Follow us on social media to get the latest product and support information.



Anexo 14. Ficha técnica del interruptor termo magnético C.A.



**INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS
RIEL DIN MODELO NXB 6KA**



CODIGO	MODELO	DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO		
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO PARA INSTALACION EN RIEL DIN					
MONOPOLARES (1 POLO)					
		CORRIENTE NOMINAL (In)	CAPACIDAD DE INTERRUPCION (Icu)	POLOS	USD
CHI0069A	NXB-63 1P 10A 6KA	10A	6KA	1 POLO	\$2,45
CHI0070A	NXB-63 1P 16A 6KA	16A	6KA	1 POLO	\$2,45
CHI0071A	NXB-63 1P 20A 6KA	20A	6KA	1 POLO	\$2,50
CHI0072A	NXB-63 1P 32A 6KA	32A	6KA	1 POLO	\$2,65
CHI0073A	NXB-63 1P 40A 6KA	40A	6KA	1 POLO	\$2,65
CHI0074A	NXB-63 1P 50A 6KA	50A	6KA	1 POLO	\$2,80
CHI0075A	NXB-63 1P 63A 6KA	63A	6KA	1 POLO	\$2,90
BIPOLARES (2 POLOS)					
CHI0076A	NXB-63 2P 10A 6KA	10A	6KA	2 POLOS	\$4,65
CHI0077A	NXB-63 2P 16A 6KA	16A	6KA	2 POLOS	\$4,65
CHI0078A	NXB-63 2P 20A 6KA	20A	6KA	2 POLOS	\$4,80
CHI0079A	NXB-63 2P 32A 6KA	32A	6KA	2 POLOS	\$5,20
CHI0080A	NXB-63 2P 40A 6KA	40A	6KA	2 POLOS	\$5,20
CHI0081A	NXB-63 2P 50A 6KA	50A	6KA	2 POLOS	\$5,40
CHI0082A	NXB-63 2P 63A 6KA	63A	6KA	2 POLOS	\$5,55
TRIPOLARES (3 POLOS)					
CHI0083A	NXB-63 3P 10A 6KA	10A	6KA	3 POLOS	\$6,80
CHI0084A	NXB-63 3P 16A 6KA	16A	6KA	3 POLOS	\$6,80
CHI0085A	NXB-63 3P 20A 6KA	20A	6KA	3 POLOS	\$7,00
CHI0086A	NXB-63 3P 32A 6KA	32A	6KA	3 POLOS	\$7,50
CHI0087A	NXB-63 3P 40A 6KA	40A	6KA	3 POLOS	\$7,50
CHI0088A	NXB-63 3P 50A 6KA	50A	6KA	3 POLOS	\$8,00
CHI0089A	NXB-63 3P 63A 6KA	63A	6KA	3 POLOS	\$8,80
ACCESORIOS					
CODIGO	REFERENCIA	DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO		
CHI0090A	AX-X1	CONTACTO AUXILIAR PARA EL INTERRUPTOR NBX-63	\$3,25		

Interruptor termomagnético Curva C
 Capacidad de Interrupción 6kA. Norma - IEC 60898-1
CURVA "C" PARA DISTRIBUCION (DISPARO 5-10In)
 Válido a partir del 15 de enero de 2019

Fuente: [3].

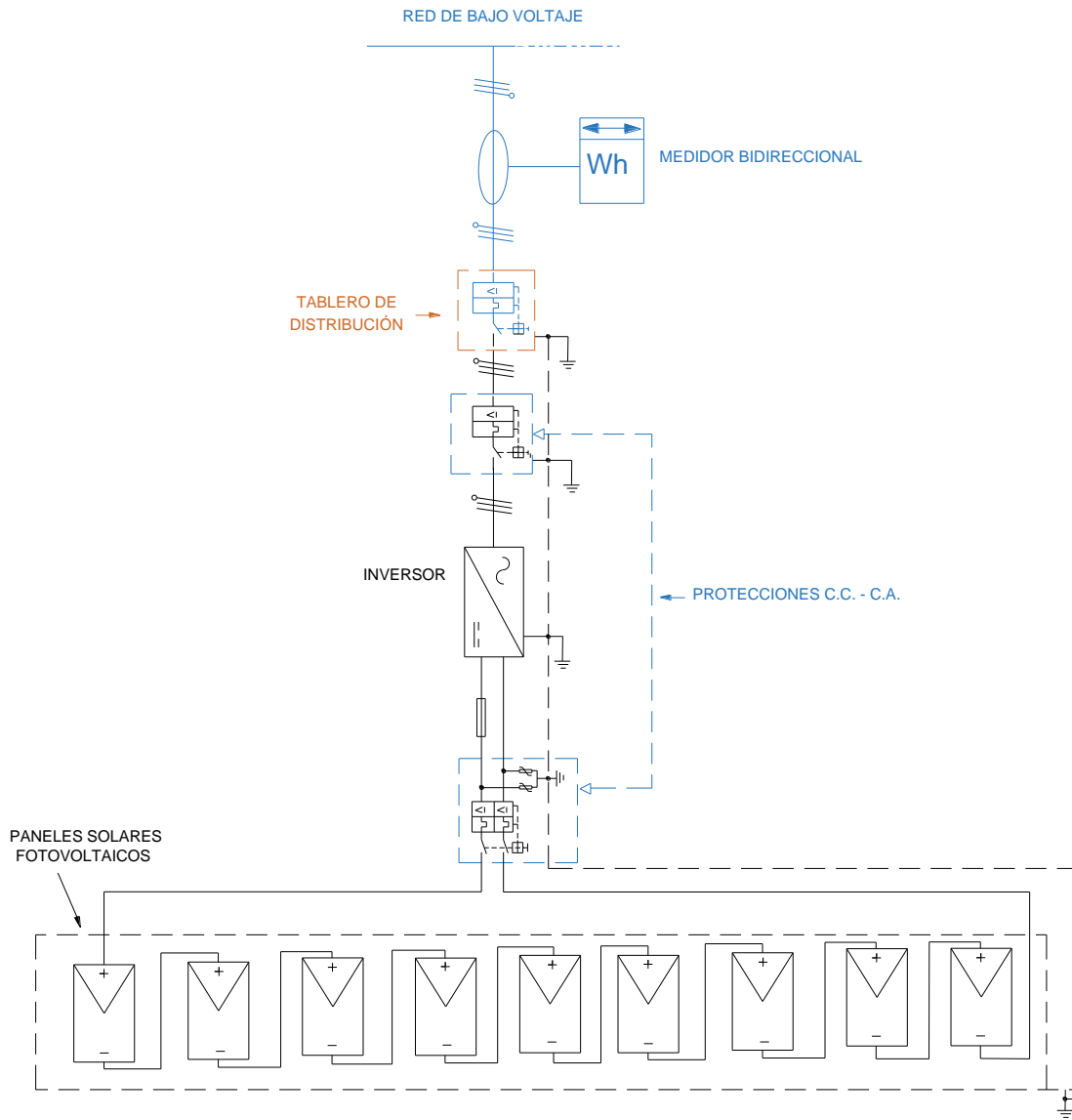
Anexo 15. Gabinete en acero inoxidable con protección IP 66.

Gabinete puerta ciega, Acero Inoxidable

CÓDIGO	REFERENCIA	DIMENSIONES (mm)			PESO Aprox. (kg)
		ALTO (H)	ANCHO (W)	PROFUNDIDAD (D)	
I-3002	GSP-302015/INX	300	200	150	2.7
I-3003	GSP-303020/INX	300	300	200	4.2
I-3004	GSP-303015/INX	300	300	150	3.7
I-3006	GSP-403020/INX	400	300	200	5.2
I-3010	GSP-404020/INX	400	400	200	6.5
I-3016	GSP-604020/INX	600	400	200	9.1
I-3020	GSP-606020/INX	600	600	200	18.9
I-3024	GSP-806025/INX	800	600	250	23.2
I-3026	GSP-806030/INX	800	600	300	27.5
I-3032	GSP-1006030/INX	1000	600	300	33.2



Anexo 16: Esquema eléctrico del sistema fotovoltaico conectado a la red.



Fuente: Elaboración y Formulación propia

SIMBOLOGÍA

	PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO		INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO
	LIMITADOR DE SOBREVOLTAJES		PUESTA A TIERRA
	INVERSOR CC/CA		CONDUCTOR DE FASE
	FUSIBLE		CONDUCTOR NEUTRO
	MEDIDOR BIDIRECCIONAL		INTERRUPTOR DIFERENCIAL

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

LATACUNGA - ECUADOR

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA Y APLICADAS

PERIODO ACADÉMICO:
NOVIEMBRE 2020 - MARZO 2021

TUTOR:
ING. CARLOS PACHECO MENA

C.I. TUTOR:
XXXXXXXXXX

NOMBRES:
OTACOMA - QUINATOA

ESQUEMA ELÉCTRICO DEL SFCR

ESPECIALIDAD:
ELECTRICA

CICLO:
DÉCIMO

LÁMINA:
A4/1

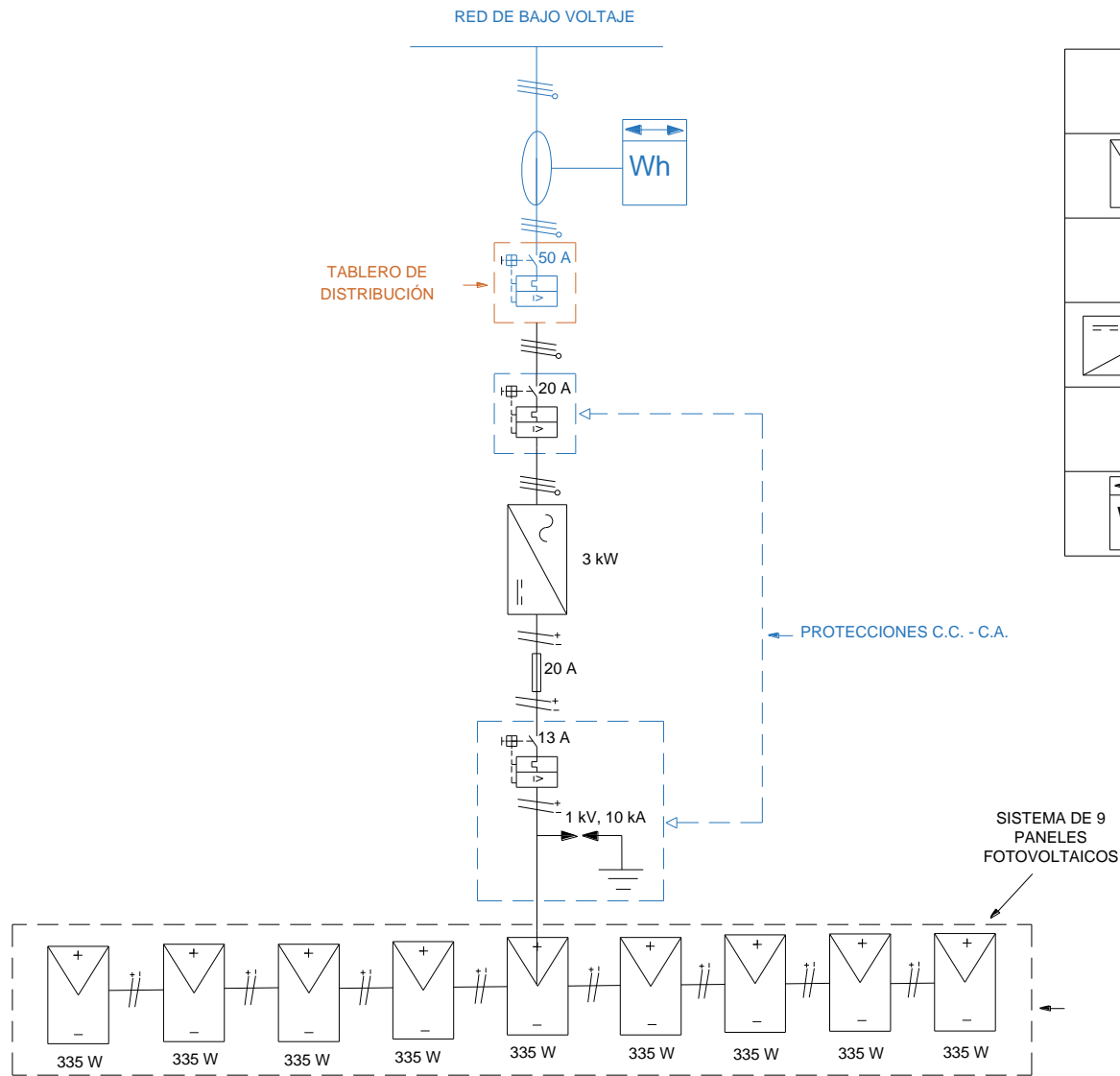
PROPIETARIO:

FECHA:
FEBRERO/2021

HOJA: DE:
1 1

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
RECTOR ING.MBA.TINAJERO JIMÉNEZ C.

Anexo 17: Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red



Fuente: Elaboración y Formulación propia

SIMBOLOGÍA

	PANEL FOTOVOLTAICO		INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO
	LIMITADOR DE SOBREVOLTAJES		PUESTA A TIERRA
	INVERSOR CC/CA		CONDUCTOR DE FASE
	FUSIBLE		CONDUCTOR NEUTRO
	CONTADOR DE ENERGÍA		CONDUCTOR POSITIVO
			CONDUCTOR NEGATIVO
			INTERRUPTOR DIFERENCIAL

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI			
LATACUNGA - ECUADOR			
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA Y APLICADAS		DIAGRAMA UNIFILAR DEL SFCR	
PERIODO ACADÉMICO: NOVIEMBRE 2020 - MARZO 2021			
TUTOR: ING. CARLOS PACHECO MENA			
C.I. TUTOR: XXXXXXXXXXX		ESPECIALIDAD: ELECTRICA	
NOMBRES: OTACOMA - QUINATOA		CICLO: DÉCIMO	LÁMINA: A4/1
			PROPIETARIO:
FECHA: FEBRERO/2021		HOJA: 1	DE: 1
UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI RECTOR ING.MBA.TINAJERO JIMÉNEZ C			

Anexo 18. Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución codificado.

PERIODO: **ENERO - DICIEMBRE ***

EMPRESAS ELÉCTRICAS:

AMBATO-AZOGUES-CNEL BOLÍVAR-CENTROSUR-COTOPAXI-NORTE-RIOBAMBA-SUR

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS

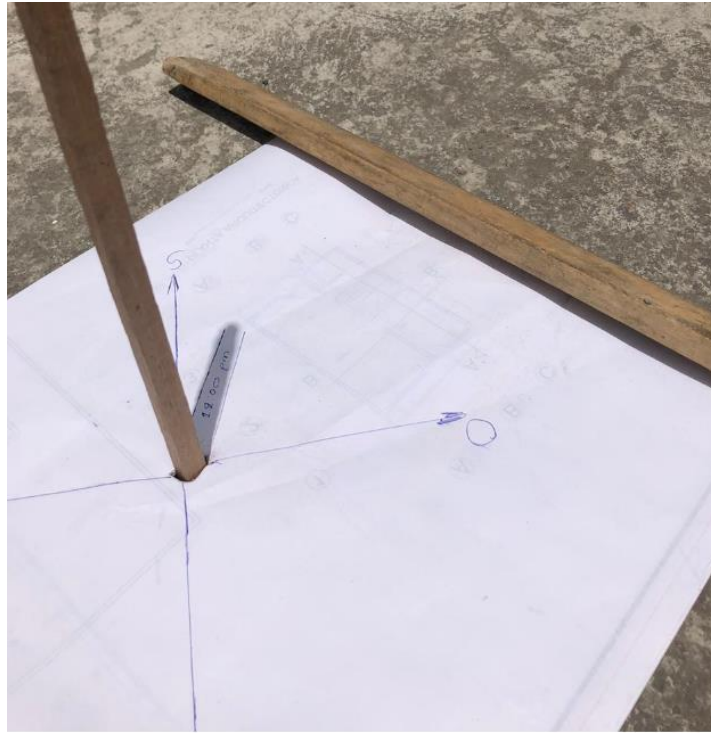
ENERO - DICIEMBRE **

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGIA (USD kWh)	COMERCIALIZACION (USD Consumidor)
CATEGORÍA	RESIDENCIAL		
NIVEL VOLTAJE	BAJO Y MEDIO VOLTAJE		1,414
1-50		0,091	
51-100		0,093	
101-150		0,095	
151-200		0,097	
201-250		0,099	
251-300		0,101	
301-350		0,103	
351-500		0,105	
501-700		0,1285	
701-1000		0,1450	
1001-1500		0,1709	
1501-2500		0,2752	
2501-3500		0,4360	
Superior		0,6812	
	RESIDENCIAL TEMPORAL		
		0,1285	
CATEGORÍA	BAJO VOLTAJE SIN DEMANDA		
NIVEL VOLTAJE	COMERCIAL		1,414
1-300		0,092	
Superior		0,103	
1-300	E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES		
Superior		0,082	
		0,093	
1-300	BOMBEO AGUA		
Superior		0,072	
		0,083	
1-300	BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE		
Superior		0,058	
		0,066	
1-300	INDUSTRIA ARTESANAL		
Superior		0,073	
		0,089	
1-100	ASISTENCIA SOCIAL, BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO		
101-200		0,034	
201-300		0,036	
Superior		0,038	
		0,063	
NIVEL VOLTAJE	BAJO VOLTAJE CON DEMANDA		1,414
	COMERCIALES		
	4,790	0,090	
	INDUSTRIALES		
	4,790	0,080	
	ENTIDADES OFICIALES, ESCENARIOS DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES		
	4,790	0,080	
	BOMBEO AGUA		
	4,790	0,070	



Fuente: [4].

Anexo 19. Determinación del SUR geográfico en la terraza de la vivienda



Anexo 20. Seguimiento de los Trámites en el sistema a la Empresa Distribuidora.



FORMULARIO

SOLICITUD DE CONEXIÓN DE UN μ SFV

Latacunga, 30 de Julio de 2020

Ingeniero.

José Semanate Noroña

PRESIDENTE EJECUTIVO DE ELEPCO S.A.

De mi consideración:

Yo OTACOMA JACHO JOSE MARIA, portador(a) de la cédula de ciudadanía No 050169307-1, domiciliado(a) en SAQUISILI- Barrio Manizales, por mis propios derechos, solicito la autorización de la conexión del sistema solar fotovoltaico interconectado a red (μ SFV) con una potencia de 1.38 KW en la vivienda ubicada sector de Saquisili – Barrio Manizales con número de medidor 75640 para lo cual se solicita la conexión de un medidor Bidireccional. Los paneles serán ubicados en la terraza de la vivienda y cuenta con las siguientes características, son 5 paneles monocristalino de 335 WP y una potencia nominal de 1.6 W y un Inverso Bifásico de 1.6KVA a 220VAC.

Con sentimientos de distinguida consideración.

Atentamente;

CEDULA: 0501693071

TELEFONO: 099034782

CORREO: williamotacoma39@gmail.com

EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A. (Teléfono: 092815523)
Documento No.: ELEPCOSA PE 2020-01614 E
Fecha: 2020-08-04 11:04:05 GMT-05
Recibido por: Rosario de las Mercedes Calero Merizalde
Para verificar el estado de su documento ingrese a:
<https://www.gestiondocumental.gub.ec>
con el usuario:0501693071

Anexo 21. Carta de Factibilidad de Conexión a la Empresa Distribuidora.

Quito, el 16 de Agosto del 2020.

Ing. Luis Fernando Alvarado Espinosa
DIRECTOR COMERCIAL ELEPCOSA

Presente

Por el presente en esta oportunidad reciba un cordial saludo, yo Jose Maria Otacoma Jacho, con numero de cedula 0501693071, de conformidad a la resolución Nro. ARCONEL 042/18 expedida en octubre del 2018, en sus numerales 5, 5.1 Factibilidad de conexión que regula le micro generación fotovoltaica, solicitamos muy cordialmente sírvase a realizar el estudio de factibilidad de conexión de un proyecto solar fotovoltaico de 1,6KVA en los techos de mi casa ubicada en la calle Naciones unidas y Pichincha, Barrio Manizales - Saquisilí

La instalación, la ejecutara la empresa Generadora Heliostrategia del ecuador CA, empresa Ecuatoriana cuya actividad principal es la ingeniería, construcción y mantenimiento de centros de producción de energía renovables;

En anexo al presente oficio, remito la última planilla de luz de mi casa en el que constan los números de medidor y/o suministro, la ficha técnica del inversor Growatt 1500-S que inyectará la energía en la red eléctrica pública y la ficha técnica de los paneles solares Jinko Solar JKM335M-60H-V de 335Wp.

Cantidad de paneles Solar Jinko Solar JKM335M-60H-V de 335Wp : 4 unidades

Cantidad de Inversor Growatt 1500-S : 1 unidad

Potencia máxima de paneles : 1,34Kwp

Potencia nominal de salida del inversor: 1,6KVA

Conexión al tablero general del cliente : baja tensión 220VAC Bifásico

En espera de su favorable atención a la presente solicitud le expreso mi formal agradecimiento.

Atentamente,

Jose Maria Otacoma Jacho
CI : 0501693071

Anexo 22. Seguimiento de los Trámites en el sistema a la Empresa Distribuidora.

Gobierno Nacional de la República del Ecuador

Usuario: (Ciu.) Jose Maria Otacoma Jacho / Institución: / Puesto:

Bandejas
 Enviados
 Recibidos

Administración
 Cambiar Contraseña
 Firmar/Enviar Acuerdo

Información del Docu. Anexos **Recorrido** Etiquetas

Usuario Actual del Documento: Carlos Germanico Tovar Garzon Área actual: Clientes

Acciones realizadas en el Documento.

Área	Fecha Hora	Acción	De	Para	No. días	Comentario
Cientes	2020-08-12 09:52:50 (GMT-5)	Archivar	Carlos Germanico Tovar Garzon (ELEPCOSA)		8	Se envió electrónicamente el documento de respuesta No. ELEPCOSA-JC-2020-0670-M
Cientes	2020-08-12 08:05:04 (GMT-5)	Envío de Respuesta Firmada Electrónicamente	Carlos Germanico Tovar Garzon (ELEPCOSA)	Luis Fernando Alvarado Espinosa (ELEPCOSA)	8	Se envió electrónicamente el documento de respuesta No. ELEPCOSA-JC-2020-0670-M
Cientes	2020-08-11 22:09:15 (GMT-5)	Responder	Carlos Germanico Tovar Garzon (ELEPCOSA)		7	Se generó documento de respuesta No. ELEPCOSA-JC-2020-0670-M Ver Documento
Dirección Comercial	2020-08-06 20:33:20 (GMT-5)	Reasignar	Luis Fernando Alvarado Espinosa (ELEPCOSA)	Carlos Germanico Tovar Garzon (ELEPCOSA)	2	Favor analizar y proceder conforme la normativa legal Fecha máxima de trámite: 2020-08-06
Dirección Técnica	2020-08-06 14:41:18 (GMT-5)	Reasignar	Ricardo Paucar Garcia (ELEPCOSA)	Luis Fernando Alvarado Espinosa (ELEPCOSA)	2	Estimado ingeniero, considero de su competencia Fecha máxima de trámite: 2020-08-06
Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.	2020-08-04 11:05:19 (GMT-5)	Envío Electrónico del Documento	Rosario de las Mercedes Calero Merizalde (ELEPCOSA)	Ricardo Paucar Garcia (ELEPCOSA)	0	
Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.	2020-08-04 11:05:19 (GMT-5)	Informar	Rosario de las Mercedes Calero Merizalde (ELEPCOSA)	Jose Alberto Semanate Noroña (ELEPCOSA)	0	Documento externo dirigido a otro usuario.
Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.	2020-08-04 11:05:19 (GMT-5)	Dirigir Documento	Rosario de las Mercedes Calero Merizalde (ELEPCOSA)	Ricardo Paucar Garcia (ELEPCOSA)	0	
Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.	2020-08-04 11:05:19 (GMT-5)	Registro	Rosario de las Mercedes Calero Merizalde (ELEPCOSA)	Jose Alberto Semanate Noroña (ELEPCOSA)	0	

Imprimir

¿Desea imprimir los comentarios en el reporte?