



**UNIVERSIDAD NACIONAL
“PEDRO RUIZ GALLO”
ESCUELA DE POSGRADO**



**MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA Y
ELÉCTRICA CON MENCIÓN EN ENERGÍA**

**Estudio de factibilidad, diseño y simulación de sistema
electrificación rural con microrred solar fotovoltaica en la
comunidad de Las Palmas, distrito de Puinahua, provincia de
Requena, departamento de Loreto**

TESIS

**Para obtener el Grado Académico de Maestro en Ciencias de
la Ingeniería Mecánica y Eléctrica con Mención en Energía**

Autor:

Bach. Carranza Lizana, Daniel Olivier

Asesor:

Dr. Carranza Montenegro, Daniel

ORCID:0000000167436915

Lambayeque, Perú

2023

DECLARACIÓN JURADA DE ORIGINALIDAD

Yo, Carranza Lizana Daniel Olivier, investigador principal, y el Dr. Carranza Montenegro Daniel, asesor del proyecto de investigación denominado “Estudio de factibilidad, diseño y simulación de de sistema de electrificación rural con microrred solar fotovoltaica en la comunidad de Las Palmas, distrito de Puinahua, provincia de Requena, departamento de Loreto”, declaramos bajo juramento que este trabajo no ha sido plagiado ni contiene datos falsos. En caso se demostrara lo contrario, asumimos responsablemente la anulación de este informe y por ende el proceso administrativo a que hubiera lugar. Que puede conducir a la anulación del título o grado emitido como consecuencia de este informe.

Lambayeque, 22 de noviembre del 2023

Autor:



Bach. Carranza Lizana Daniel Olivier

Asesor:



Dr. Carranza Montenegro Daniel

DEDICATORIA

Quiero dedicar esta tesis en primer lugar a Cristo, por haberme dado la fortaleza, sabiduría, conocimientos para poder concluir este grado tan importante que será de vital importancia para mi crecimiento profesional.

A mis padres Daniel y Juanita, por ellos que siempre estuvieron a mi lado dándome todo su apoyo incondicional, por sus consejos, paciencia, respeto, brindándome siempre su amor, les agradezco por estar siempre ahí en todo momento, los amo con todo mi corazón.

A mi familia, por los que están y no están, este logro también es para ellos, me hubiera gustado que estén por aquí para compartir esta etapa importante de mi vida, pero entiendo también los designios de Cristo.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, agradezco a Cristo por haberme guiado y dado la fortaleza todo este tiempo para poder concluir esta etapa de mi vida profesional.

Un agradecimiento especial para mi asesor de tesis al Dr. Carranza Montenegro Daniel por haberme brindado su apoyo y la oportunidad de guiarme con sus conocimientos, experiencia y paciencia para el desarrollo de la presente tesis.

Agradezco también a todos mis docentes de la UNPRG por haberme brindado sus enseñanzas, experiencias y conocimientos en cada clase a lo largo de la maestría.

ÍNDICE	
CARÁTULA.....	
DECLARACIÓN JURADA DE ORIGINALIDAD	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTO	iv
ÍNDICE.....	v
LISTA DE FIGURAS.....	viii
LISTA DE TABLAS	x
INTRODUCCIÓN	xii
RESUMEN	xiv
ABSTRACT.....	xv
I. DISEÑO TEÓRICO.....	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Bases teóricas.....	2
1.2.1. Electrificación rural en el Perú	2
1.2.2. Energía renovable	3
1.2.3. Microrredes solares fotovoltaicas	5
1.2.3.1. Definición	5
1.2.3.2. Origen	5
1.2.3.3. Importancia	5
1.2.3.4. Diseño	6
1.2.3.5. Aplicaciones.....	6
1.2.3.6. Beneficios	7
1.2.3.7. Desafíos.....	8
1.2.3.8. Futuro	8
1.3. Bases conceptuales.....	9

1.3.1. Sistema Centralizado De Generación Fotovoltaico (SGFV)	9
1.3.2. Sistema Integrado De Microrred DC	9
1.3.3. Sistema Fotovoltaico (SFV).....	9
1.3.4. Central Térmica (CT).....	9
1.3.5. Arreglo fotovoltaico.....	10
1.3.6. Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	10
II. DISEÑO METODOLÓGICO.....	11
2.1. Diseño de contrastación de hipótesis	11
2.2. Población y muestra.....	11
2.3. Técnicas, instrumentos, equipos y materiales.....	11
2.3.1. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	11
2.3.2. Equipos y materiales	19
2.3.2.1. Sistema de generación fotovoltaica (SGFV).....	19
2.3.2.2. Sistema de Almacenamiento y conversión en cuarto de control	20
2.3.2.3. Sistema Transformación y potencia.....	22
2.3.2.4. Sistema de Respaldo	22
2.3.2.5. Red Secundaria	22
III. RESULTADOS.....	23
3.1. Análisis detallado de la demanda energética de la comunidad de Las Palmas.....	23
3.2. Diseño del sistema de microrred solar fotovoltaica.....	28
3.2.1. Normativa	28
3.2.2. Criterios.....	28
3.2.3. Cálculo de la demanda	29
3.2.4. Sistema de microrredes con generación fotovoltaica.....	30
3.2.4.1. Espaciamiento entre arreglos fotovoltaicos y estructuras	31

3.2.4.2.	Dimensionamiento fotovoltaico.....	35
3.2.4.3.	Modo de operación	43
3.2.4.4.	Potencia de inversores.....	45
3.2.4.5.	Potencia Fovoltaica Inversor Ongrid	46
3.2.4.6.	Potencia Fovoltaica Inversor/Cargador Offgrid	49
3.2.4.7.	Capacidad de las baterías	52
3.2.4.8.	Cálculo Energético.....	55
3.2.4.9.	Dimensionamiento de conductores, tuberías y bandejas	60
3.2.4.10.	Tuberías.....	68
3.2.4.11.	Bandejas.....	71
3.2.4.12.	Protecciones	72
IV.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	93
V.	CONCLUSIONES	95
VI.	RECOMENDACIONES.....	95

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa político de Las Palmas.....	13
Figura 2. Categorías de nubosidad.....	14
Figura 3. Horas de sol.....	15
Figura 4. Salida del sol y puesta del sol con crepúsculo.....	16
Figura 5. Demanda obtenida de 10 y 20 años para la comunidad de Las Palmas	30
Figura 6. Irradiación solar del 21 de junio del 2020.....	32
Figura 7. Valores de acimut y cenit para el 21 de junio	33
Figura 8. Garantía de Rendimiento del Módulo Fotovoltaico	41
Figura 9. Acoplamiento AC/DC	43
Figura 10. Funcionamiento AC/DC, batería cargada	44
Figura 11. Acoplamiento de controlador de carga, inversor ongrid y offgrid	45
Figura 12. Pérdida por clipping del sistema fotovoltaico	49
Figura 13. Energía alimentar por las baterías y sistema fotovoltaico del inversor/cargador- año 20.....	50
Figura 14. Energía alimentar por las baterías y sistema fotovoltaico del inversor/cargador- Año 10.....	53
Figura 15. Datos atmosféricos de la NASA de la zona de estudio	55
Figura 16. Datos atmosféricos de NREL de la zona de estudio	56
Figura 17. Datos atmosféricos de METEONORM de la zona de estudio	56
Figura 18. Comparación de las diversas bases de datos meteorológicos.....	57
Figura 19. Generación de energía del sistema fotovoltaico offgrid y descarga de la batería .	58
Figura 20. Producciones Normalizadas por kWp instalado.....	59
Figura 21. Consideraciones a tomar en cuenta con las tuberías de los conductores.....	70
Figura 22. Densidad de impactos de rayos promedios por km ²	78
Figura 23. Volumen protegido por un pararrayos PDC.....	83

Figura 24. Volumen protegido por un pararrayos PDC 6.4 a una altura de 13m	84
Figura 25. Radio de cobertura de pararrayos PDC 6.4 a una altura de 13m en terreno	84
Figura 26. Ubicación de pararrayos PDC 6.4 en terreno	84
Figura 27. Factor de corrección K1	86
Figura 28. Factor K2.....	86
Figura 29. Factor K3.....	87
Figura 30. Inadecuada conexión a tierra.....	92
Figura 31. Adecuada conexión a tierra	92

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Metodología aplicada en la investigación.....	11
Tabla 2. Ubicación geográfica del proyecto	13
Tabla 3. Condiciones climatológicas registradas por el SENAMHI	14
Tabla 4. Máxima Demanda estimada.....	26
Tabla 5. Demanda de energía estimada	26
Tabla 6. Demanda de energía individual mensual y anual	27
Tabla 7. Principales electrodomésticos empleados según encuestas	27
Tabla 8. Máxima Demanda estimada.....	29
Tabla 9. Demanda de energía estimada	29
Tabla 10. Demanda de energía estimada	30
Tabla 11. Pérdidas del sistema fotovoltaico (performance).....	35
Tabla 12. Cálculo de número de módulos del sistema ongrid.	46
Tabla 13. Resumen de potencia instalada de sistema fotovoltaico para el inversor offgrid ...	49
Tabla 14. Resumen de potencia instalada de sistema fotovoltaico para el inversor offgrid. ..	52
Tabla 15. Resumen de capacidad de almacenamiento	55
Tabla 16. Resumen de cálculo energético.....	60
Tabla 17. Resistividad de conductores.....	63
Tabla 18. Conductores DC.....	64
Tabla 19. Capacidad de corriente en A de conductores aislados en canalización o cable. Basa en temperatura ambiente de 30°C al aire y 20°C en tierra.....	67
Tabla 20. Factores de reducción de cables unipolares en ductos de una vía enterrados.....	67
Tabla 21. Conductores AC.....	68
Tabla 22. Diámetro exterior para tubos enterrados.....	69
Tabla 23. Diámetro exterior de tubería para canalización del sistema fotovoltaico	70
Tabla 24. Selección de bandeja portacables del cuarto de control.....	72

Tabla 25. Protecciones DC para tablero fotovoltaico	76
Tabla 26. Protecciones DC para tablero fotovoltaico Protecciones AC del sistema	77
Tabla 27. Valores de calificación C1	80
Tabla 28. Valores de calificación C2	81
Tabla 29. Valores de calificación C3	81
Tabla 30. Valores de calificación C4	81
Tabla 31. Valores de calificación C5	81
Tabla 32. Valores críticos de E inefectivo correspondiente al nivel de protección	82
Tabla 33. Valores según nivel de protección de pararrayos PDC Ingesco	82
Tabla 34. Cobre empleado para las barras eléctrica.....	86
Tabla 35. Tabla para selección de barra rectangular en interiores.....	88
Tabla 36. Dimensiones de Barras AC	89

INTRODUCCIÓN

En el año 2019, la Municipalidad distrital de Puinahua, en colaboración con la Empresa Petrotal, tomó la decisión de iniciar la elaboración de un perfil de proyecto con el propósito de mejorar el suministro eléctrico en la comunidad de Las Palmas, donde residen 98 usuarios que actualmente carecen de acceso a la energía eléctrica.

Dado que la comunidad carece de iluminación pública y suministro de electricidad para uso doméstico, se dificulta la promoción de negocios o industrias. La alternativa de implementar un generador de electricidad, transportar y utilizar combustibles fósiles diariamente durante aproximadamente 4 horas (que es el tiempo de funcionamiento promedio del generador en la zona) representa una inversión considerable tanto para la Municipalidad como para los usuarios. La adquisición de combustible se financia mediante la recaudación mensual y el aporte de la Municipalidad.

Es por ello que la Municipalidad gestionó el servicio eléctrico como un sistema aislado, aplicando una tarifa plana, con excepción de algunos negocios familiares que tienen una tarifa diferenciada. La continuidad y fiabilidad del servicio resultaron ser precarias e intermitentes, ya que dependen del suministro de combustible que, debido a diversas razones como problemas de transporte o aumentos en los costos, en muchas ocasiones no permite contar con el servicio eléctrico durante al menos las 4 horas previstas. Por esta razón, la población de la comunidad de Las Palmas demandó un servicio eléctrico disponible las 24 horas del día con el fin de impulsar negocios y emprendimientos que mejorarían la calidad de vida y fomentarán el desarrollo económico de las familias en la zona.

Basándonos en lo mencionado, la pregunta de investigación formulada fue la siguiente: ¿Es factible la instalación de un sistema de electrificación rural mediante una microrred solar fotovoltaica en la comunidad de Las Palmas teniendo en cuenta aspectos técnicos, económicos, sociales y ambientales? La hipótesis planteada sostiene que la implementación de este sistema

es factible desde una perspectiva técnica, económica, social y ambiental, ya que se anticipa que proporcionará una fuente de energía sostenible y rentable para la comunidad, al tiempo que reducirá la dependencia de fuentes de energía no renovables y contribuirá positivamente al entorno ambiental.

Con el propósito de abordar las necesidades energéticas de la población en la comunidad de Las Palmas y sus alrededores, el objetivo general de esta investigación se centró en efectuar un estudio de factibilidad, diseño y simulación de un sistema de electrificación rural con microrred solar fotovoltaica en la comunidad de Las Palmas. Para lograrlo, se establecieron los siguientes objetivos específicos: i) Realizar una revisión exhaustiva de estudios previos y experiencias similares en el uso de energía solar fotovoltaica, generación diésel y almacenamiento en baterías de iones de litio en entornos rurales, ii) Realizar un análisis detallado de la demanda energética de la comunidad de Las Palmas, identificando las necesidades energéticas y las posibles soluciones técnicas para satisfacerlas, y iii) Diseñar un sistema de microrred solar fotovoltaica que cumpla con los requerimientos técnicos y económicos de la comunidad, considerando factores como la capacidad instalada, la ubicación de los paneles solares y la configuración del sistema de almacenamiento de energía.

RESUMEN

En los últimos años, la industria energética global ha emprendido una importante transición hacia la reducción de emisiones de carbono. En Perú y en todo el mundo, se ha iniciado el cierre de centrales eléctricas basadas en carbón y combustibles fósiles tradicionales, impulsado por la conciencia de su contribución a la contaminación ambiental.

En este contexto, la electrificación a través de microrredes de energía renovable se presenta como una solución destacada. Las microrredes son sistemas autónomos que generan electricidad en áreas remotas utilizando fuentes como la energía solar y eólica. En Perú, donde muchas comunidades rurales carecen de acceso a la electricidad, las microrredes representan un potencial significativo para la electrificación rural.

En el marco de este estudio, se diseñó una microrred híbrida en la comunidad de Las Palmas, en el Distrito de Puinahua, Provincia de Requena, Departamento de Loreto. Esta microrred combina energía solar fotovoltaica, generación diésel y almacenamiento en baterías de iones de litio. El sistema incluye un sistema fotovoltaico de 200.07 kWp, 9 inversores off-grid, 2 inversores on-grid y un sistema de almacenamiento de energía de 402.5 kWh compuesto por 115 baterías, un tablero de transferencia automática, sala de control y una subestación compacta con un transformador trifásico seco en resina encapsulado al vacío de 50 kVA, junto con una central térmica.

El costo de implementación de esta microrred fue de 3,678,000 soles. Esta iniciativa representa un paso importante hacia la electrificación sostenible de áreas rurales en Perú y contribuye a la reducción de emisiones de carbono en la industria energética del país, alineándose con los esfuerzos globales para combatir el cambio climático.

Palabras clave: Industria energética. Cero emisiones de carbono .Microrredes. Electrificación rural . Energía solar fotovoltaica.

ABSTRACT

In this context, electrification through renewable energy microgrids presents itself as an outstanding solution. Microgrids are autonomous systems that generate electricity in remote areas using sources such as solar and wind power. In Peru, where many rural communities lack access to electricity, microgrids represent a significant potential for rural electrification.

As part of this study, a hybrid microgrid was designed in the community of Las Palmas, in the district of Puinahua, Province of Requena, Department of Loreto. This microgrid combines solar photovoltaic energy, diesel generation and lithium-ion battery storage. The system includes a 200.07 kWp photovoltaic system, 9 off-grid inverters, 2 on-grid inverters and a 402.5 kWh energy storage system composed of 115 batteries, an automatic transfer board, control room and a compact substation with a 50 kVA three-phase dry resin vacuum encapsulated transformer, together with a thermal power plant.

The cost of implementing this microgrid was 3,678,000 soles. This initiative represents an important step towards the sustainable electrification of rural areas in Peru and contributes to the reduction of carbon emissions in the country's energy industry, in line with global efforts to combat climate change.

Keywords: Energy industry. Zero carbon emissions. Microgrids . Rural electrification. Solar photovoltaic energy.

I. DISEÑO TEÓRICO

1.1. Antecedentes

El artículo “Modelling, Simulation and Experimental Analysis of a Photovoltaic and Biogas Hybrid Renewable Energy System for Electrification of Rural Community” presentado por Habib et al. (2023) se centra en la simulación de un sistema de energía renovable híbrido. Este sistema consta de un sistema fotovoltaico con una capacidad de 10,70 kW y un sistema de biogás de 20,0 m³. Para evaluar la generación de energía del sistema fotovoltaico, se empleó el software de simulación PVSYST. Esta evaluación incluyó la medición del coeficiente de rendimiento, la estimación de las pérdidas del sistema y la determinación de la producción anual de energía. Los resultados obtenidos indican que el sistema fotovoltaico instalado en el sistema híbrido de energía renovable generó una cantidad anual de energía de 16.654,80 kWh. Además, se registró una producción de energía específica anual de 1556,5 kWh por kWp de capacidad instalada y una tasa de rendimiento anual promedio del 84,3%.

El artículo "Standalone Photovoltaic and Battery Microgrid Design for Rural Areas" presentado por Nsengiman et al. (2022) se enfocó en el diseño de microrredes fotovoltaicas independientes para áreas rurales de África, con un enfoque particular en Ruanda. El propósito principal es abordar los desafíos de escasez de energía y apagones que afectan a lugares e islas remotas en esta región. El proceso de diseño se centró en la evaluación de la demanda de carga, ya sea para una sola vivienda rural o para un grupo de 200 viviendas rurales. Los modelos de diseño de estas microrredes fotovoltaicas independientes arrojaron un costo nivelado de energía de 1,51 dólares por kilovatio-hora (kWh) para una sola vivienda y 1,45 dólares por kWh para un grupo de 200 viviendas rurales con una demanda de carga similar. El análisis económico también reveló que el costo actual neto para implementar una microrred en una sola vivienda era de 5.625 dólares estadounidenses, mientras que para una comunidad más grande de casas rurales (grupo), el costo ascendía a 1.079.210 dólares estadounidenses.

El artículo “Design Scheme for Ring-Based Extra Low Voltage Off-Grid Photovoltaic Direct Current Microgrids for Rural Electrification” presentado por Kanniappen et al. (2022) propone un enfoque de diseño para microrredes fotovoltaicas de corriente continua de muy baja tensión destinadas a la electrificación rural. Este diseño adapta los requisitos de tamaño de los componentes de las microrredes modernas para satisfacer las necesidades de las aplicaciones rurales. Para respaldar este enfoque de diseño, se utilizó el software ETAP para ubicar de manera óptima las unidades centrales de generación y almacenamiento central dentro de la microrred en relación con las cargas de corriente continua. Los resultados del artículo proporcionan una metodología de diseño completa y un marco para implementar microrredes fotovoltaicas de corriente continua de muy baja tensión en entornos rurales.

1.2. Bases teóricas

1.2.1. Electrificación rural en el Perú

La provisión de un servicio eléctrico básico, confiable y sostenible conlleva notables mejoras en la calidad de vida de la población. No obstante, debido a la persistente brecha en los niveles de cobertura y a la limitada calidad del servicio eléctrico en las zonas rurales, resulta esencial llevar a cabo proyectos de inversión pública respaldados por estudios previos que hagan uso de herramientas adecuadas para la identificación, formulación y evaluación de iniciativas de electrificación rural (Marín, 2023).

La Dirección General de Electrificación Rural (DGER) del Ministerio de Energía y Minas (Minem) ha divulgado información sobre las regiones que se beneficiarán con estas iniciativas, entre las cuales se encuentran: Cajamarca, Piura, Lambayeque, La Libertad, Áncash, Pasco, Ayacucho, Apurímac, Loreto, San Martín, Huánuco, Ucayali, Junín, Puno y Amazonas. Además, se ha destacado que se ha alcanzado una cobertura del 84,8% de electrificación en las zonas rurales de Perú. La proyección es aumentar esta cobertura al 90% de los hogares en áreas remotas y de difícil acceso para el final de este año. Esto demuestra el

compromiso del gobierno peruano en brindar acceso a servicios básicos esenciales a todas las comunidades, incluso en aquellas áreas remotas y de difícil acceso (Marin, 2023).

En primer lugar, es relevante destacar la región de Amazonas, donde se llevarán a cabo proyectos de electrificación rural con una inversión de S/ 185 millones. Estas iniciativas beneficiarán a alrededor de 49 mil residentes que viven en 169 localidades distribuidas en las provincias de Bagua, Condorcanqui, Bongará, Chachapoyas, Luya, Utcubamba y Rodríguez de Mendoza (Marin, 2023).

1.2.2. Energía renovable

La energía renovable se deriva de fuentes naturales inagotables, como la luz solar, el viento y el agua. Estas fuentes de energía se pueden clasificar en dos categorías principales: energías renovables convencionales y energías renovables no convencionales (Barrón Cornejo et al., 2021).

Las energías renovables convencionales se asocian principalmente con grandes centrales hidroeléctricas. En contraste, las energías renovables no convencionales incluyen tecnologías como la generación de energía solar fotovoltaica, solar térmica, eólica, a partir de biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas (Campodónico y Carrera, 2022).

A continuación, se detallarán brevemente las fuentes de energía renovable más importantes.

En primer lugar, la energía solar se obtiene a partir de la radiación solar y se captura mediante diferentes métodos, como paneles solares o sistemas arquitectónicos diseñados para aprovecharla de manera eficiente. En segundo lugar, la energía eólica se genera mediante la captura de la energía cinética del viento con la ayuda de aspas conectadas a un eje giratorio. En el Perú, actualmente operan cinco centrales eólicas. En tercer lugar, la biomasa implica la conversión de materia orgánica, almacenada principalmente en forma de carbono, en diversas formas de energía, como calor, electricidad, vapor de agua caliente o biocombustibles. Estos

procesos son fundamentales para diversificar y mejorar la sostenibilidad de la matriz energética (Barrón Cornejo et al., 2021). Finalmente, mencionamos la energía hidráulica, que se basa en la utilización del flujo de los ríos. En el Perú, esta fuente de energía se aprovecha mediante más de 110 centrales hidroeléctricas, así como molinos de agua y tecnologías de energía marina (Campodónico y Carrera, 2022).

Todos estos tipos de energía tienen un objetivo fundamental: proteger el medio ambiente. Su utilización en todo el mundo es de vital importancia, ya que las energías renovables desempeñan un papel crucial en la lucha contra el cambio climático al no emitir gases de efecto invernadero. Además, estas fuentes de energía son inagotables, a diferencia de las fuentes tradicionales, lo que permite el desarrollo de un sistema energético sostenible a lo largo del tiempo. En contraste, los sistemas convencionales dependen constantemente de recursos nuevos, lo que contribuye a la contaminación (Jensen et al., 2019).

Un beneficio adicional de las energías renovables, particularmente en el caso de la energía eólica, es su baja emisión de sustancias tóxicas y contaminantes, lo que evita la acidificación de los ecosistemas. También es importante destacar que no genera contaminación del agua y tiene una de las huellas de consumo de agua más bajas, lo cual es especialmente valioso en un contexto donde el agua se vuelve un recurso cada vez más escaso (Jensen et al., 2019).

En cuanto al biogás, destaca como uno de sus principales beneficios su capacidad de reproducción independientemente de la ubicación de la planta industrial. Esto significa que no es necesario construir grandes instalaciones convencionales o nucleares para aprovechar esta forma de energía (Barrón Cornejo et al., 2021).

En el caso de la energía solar, ofrece una serie de beneficios significativos, entre los cuales destaca su capacidad para reducir de manera notable la contaminación atmosférica y su característica de no generar contaminación sonora. Además, contribuye a disminuir el consumo

de combustibles y tiene un impacto reducido en la destrucción de ecosistemas (Jensen et al., 2019).

1.2.3. Microrredes solares fotovoltaicas

1.2.3.1. Definición

Una microrred es un sistema eléctrico independiente que permite la generación de electricidad local y su utilización según las necesidades. Esta microrred se encarga de conectar, supervisar y gestionar los recursos de energía distribuida en las instalaciones, con el fin de mejorar la eficiencia, la sostenibilidad ambiental y la capacidad de recuperación del sistema (Casimillas Peña et al., 2022).

1.2.3.2. Origen

Las microrredes solares fotovoltaicas surgieron como una respuesta para superar los obstáculos en la expansión del mercado de energía solar. Los diseños de estas microrredes están orientados a optimizar el rendimiento económico al conectar hogares y permitirles vender el exceso de energía que generan (Eid et al., 2021).

Las microrredes también surgieron para abordar los desafíos que plantea la naturaleza intermitente de las fuentes de energía solar fotovoltaica mediante la implementación de estrategias de regulación de voltaje y técnicas de administración de energía (Casimillas Peña et al., 2022).

1.2.3.3. Importancia

Las microrredes solares fotovoltaicas desempeñan un papel fundamental por varias razones. En primer lugar, ofrecen una solución viable para la electrificación de áreas rurales en países de bajos ingresos, donde los costos de expansión de la red eléctrica tradicional son prohibitivos y el acceso a una electricidad confiable es limitado (Pritam Satsangi et al., 2019). En segundo lugar, estas microrredes son más económicas que las tecnologías convencionales, además de ser escalables, asequibles y respetuosas con el medio ambiente (Keisang et al.,

2022). En tercer lugar, desempeñan un papel crucial en el empoderamiento de las comunidades rurales y pueden contribuir al logro de los objetivos de desarrollo sostenible (Tafula et al., 2023).

En general, las microrredes solares fotovoltaicas representan una solución fundamental para llevar electricidad a zonas remotas, disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y fomentar el desarrollo sostenible (Tafula et al., 2023).

1.2.3.4. Diseño

El diseño de las microrredes solares fotovoltaicas implica la integración de módulos solares, dispositivos de almacenamiento de energía (como baterías) y convertidores de electrónica de potencia. Durante este proceso, se consideran diversas configuraciones, incluyendo sistemas autónomos y conectados a la red, y se ajustan para asegurar un rendimiento estable (Mokola et al., 2021).

En el diseño de microrredes solares fotovoltaicas, se han desarrollado sistemas de control que facilitan transiciones sin problemas entre diferentes configuraciones, lo que permite un funcionamiento eficiente de la microrred (Sarker, 2022; Coelho et al., 2022). Además, se tienen en cuenta estrategias de gestión de energía para optimizar la vida útil de los dispositivos y garantizar un equilibrio global en el suministro de energía (Keisang et al., 2022).

1.2.3.5. Aplicaciones

Las microrredes solares fotovoltaicas tienen una variedad de aplicaciones. Una de ellas es la integración de la energía solar fotovoltaica en las redes eléctricas, lo cual plantea desafíos técnicos debido a la variabilidad de la producción fotovoltaica. Para abordar estos desafíos, se están desarrollando tecnologías de generación inmediata, como la previsión de la irradiación solar a muy corto plazo. Estas tecnologías pueden optimizar el funcionamiento de las plantas fotovoltaicas y los recursos energéticos distribuidos de manera controlable en las microrredes.

Esto es especialmente relevante para controlar la velocidad de cambio en la producción de energía y programar las reservas giratorias (Samu et al., 2021).

Otra aplicación importante es la planificación de proyectos de microrredes solares fotovoltaicas aisladas de la red en países de bajos ingresos. Para lograr esto de manera eficiente, se emplea un marco espacial que se basa en sistemas de información geográfica y métodos de toma de decisiones multicriterios. Este enfoque ayuda a identificar las ubicaciones óptimas para estos proyectos, considerando criterios clave como las condiciones climáticas, la topografía local y factores sociales relevantes (Pandey et al., 2021).

En última instancia, para lograr un rendimiento óptimo de las microrredes que incorporan sistemas fotovoltaicos y almacenamiento de energía, es esencial adoptar un enfoque basado en el flujo de energía óptimo, considerando cuidadosamente los precios y las tarifas de electricidad. Este enfoque proporciona una valiosa información sobre el funcionamiento y la viabilidad de los proyectos de microrredes (Tafula et al., 2023).

1.2.3.6. Beneficios

Las microrredes solares fotovoltaicas presentan numerosos beneficios. Son una alternativa económicamente más viable que las tecnologías convencionales, son escalables, asequibles y respetuosas con el medio ambiente, como se destaca en el trabajo de Chakravarty y Roy (2021). En las áreas rurales, desempeñan un papel crucial al empoderar a las comunidades al brindarles acceso a una fuente de electricidad confiable, como se resalta en la investigación de Tafula et al. (2023).

También es importante destacar que las microrredes pueden fortalecer la resiliencia de edificios críticos en situaciones de cortes de energía al proporcionar energía de respaldo a través del almacenamiento y generadores locales, tal como se ilustra en el estudio de Eales et al. (2020).

En general, las microrredes solares fotovoltaicas se presentan como una solución rentable y sostenible para la electrificación rural, mejorando el acceso a la energía y aumentando la resiliencia de los sistemas energéticos críticos.

1.2.3.7. Desafíos

Las microrredes solares fotovoltaicas se enfrentan a diversos desafíos. Uno de ellos radica en la necesidad de asegurar la confiabilidad y la continuidad del suministro eléctrico, dado que la integración a gran escala de la energía solar puede dar lugar a una demanda insatisfecha, inestabilidades eléctricas y daños en los equipos, como se expone en la investigación de Polleux et al. (2022).

La detección y el diagnóstico de fallas en las microrredes representan un desafío crítico, especialmente en situaciones con altas incertidumbres y topologías variables. Es esencial contar con herramientas de diagnóstico automatizadas en tiempo real que puedan identificar las señales tempranas de la evolución de las fallas y permitir la implementación de acciones de mitigación adecuadas, como se discute en la investigación de Jadidi et al. (2019).

La implementación de microrredes de corriente continua, que ofrecen una mayor eficiencia del sistema y una reducción de los costos de infraestructura, también conlleva desafíos debido a la estructura actual de los sistemas de distribución de corriente alterna. La estabilidad de las microrredes de corriente continua en situaciones de avería es un área clave que merece atención en futuras investigaciones, según se señala en el estudio de Ullah et al. (2020).

1.2.3.8. Futuro

El futuro de las microrredes solares fotovoltaicas ciertamente se presenta prometedor. A nivel global, la implementación de microrredes está en constante expansión, considerándose una solución adecuada para la integración de fuentes de energía renovable distribuida y para la provisión de energía en áreas remotas, como se menciona en el estudio de Jones et al. (2022).

El futuro de las microrredes solares fotovoltaicas parece centrarse en la adopción generalizada de microrredes de corriente continua, que ofrecen ventajas en eficiencia y reducción de costos, como se menciona en el estudio de Motjoadi et al. (2020). Sin embargo, persisten desafíos en la estabilidad de estas microrredes en situaciones de avería, lo que requerirá más investigación (Ullah et al., 2020).

En resumen, se espera que el futuro de las microrredes solares fotovoltaicas incluya avances en tecnologías de corriente continua, sistemas de control mejorados y una mayor integración de sistemas de almacenamiento de energía (Ullah et al., 2020).

1.3. Bases conceptuales

1.3.1. Sistema Centralizado De Generación Fotovoltaico (SGFV)

Hace referencia al conjunto de todos los sistemas que permiten la generación, almacenamiento, control y distribución de la electricidad. Abarca el Sistema Fotovoltaico (SFV), el Sistema Integrado de Microrred DC, el Cuarto de Control, el Tablero de Transferencia Automática, la Subestación Compacta y la Central Térmica.

1.3.2. Sistema Integrado De Microrred DC

Hace referencia al sistema encargado del control y almacenamiento de la electricidad. Abarca los inversores, los sistemas de almacenamiento de energía (ESS), las cabinas de soporte de inversores y demás accesorios.

1.3.3. Sistema Fotovoltaico (SFV)

Hace referencia al sistema encargado de la generación de electricidad. Abarca el arreglo fotovoltaico, las estructuras fotovoltaicas, los tableros fotovoltaicos y todos los accesorios antes de la llegada al Sistema Integrado de Microrred DC.

1.3.4. Central Térmica (CT)

Hace referencia al sistema encargado de la generación de electricidad a partir del grupo electrógeno, se utilizará únicamente en casos de emergencia. Abarca el grupo electrógeno, la

caseta de la central térmica, y demás accesorios que forman parte de la generación por grupo electrógeno.

1.3.5. Arreglo fotovoltaico

Se refiere al conjunto de módulos fotovoltaicos y las estructuras. El arreglo fotovoltaico forma parte del Sistema Fotovoltáico (SFV).

1.3.6. Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)

Hace referencia al sistema encargado del almacenamiento de electricidad. Abarca las baterías, el sistema de control de carga, los BMS, las cabinas de soporte y demás accesorios.

II. DISEÑO METODOLÓGICO

2.1. Diseño de contrastación de hipótesis

Para la contrastación de hipótesis de investigación se empleó la metodología mostrada en la Tabla 1.

Tabla 1. Metodología aplicada en la investigación

Ítem	Etapas	Descripción
1	Revisión de literatura	Se recopiló información en bases de datos como Scopus y Web Of Science referente al diseño de microrredes solares fotovoltaicas
2	Diagnóstico	Se realizó el cálculo de la demanda energética la comunidad de Las Palmas para proceder con el diseño propuesto
3	Diseño	Se diseñó la microrred solar fotovoltaica con base en la demanda calculada para la población de la comunidad de Las Palmas
4	Implementación	Finalmente, se implementó la microrred solar fotovoltaica para beneficiar a la población de la comunidad de Las Palmas

2.2. Población y muestra

El proyecto se ejecutó en la comunidad de las Palmas, con una población de 450 habitantes, 101 usuarios.

2.3. Técnicas, instrumentos, equipos y materiales

2.3.1. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Para la elaboración del estudio de ingeniería del proyecto, se efectuaron coordinaciones y se recopiló información en los principales grupos de interés relacionados con el proyecto, entre ellos:

- Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas: El Ministerio de Energía y Minas (MEM), a través de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER-MEM), tiene la competencia en materia de electrificación rural de acuerdo con la Ley N°. 28749, “Ley General de Electrificación Rural”, en la ampliación de la frontera eléctrica en el ámbito nacional, en coordinación con los Gobiernos Regionales y Locales, y entidades públicas y privadas. Se coordinó el desarrollo de los estudios y la información de las etapas anteriores (Pre-inversión).

- Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología-SENAMHI: Entidad estatal de la cual se obtiene la información meteorológica de un área cercana al proyecto (Temperaturas, lluvias, velocidad de viento, y otros.)
- Petrotal Peru SRL: Empresa concesionaria encargada de la extracción del crudo en el lote 95 que tiene como área de influencia el distrito de Puínahua. Esta empresa privada se encarga actualmente de distribuir energía eléctrica a la localidad de Bretaña.
- Instituto Geográfico Nacional – IGN: El Instituto Geográfico Nacional, es un organismo público descentralizado del sector defensa, tiene como finalidad fundamental elaborar y actualizar la cartografía básica oficial a nivel nacional. En esta entidad se obtuvieron las cartas geográficas nacionales del área de influencia del proyecto, así como el mapa físico político oficial del departamento de Puno.
- Instituto Geológico Minero y Metalúrgico – INGEMMET: Entidad estatal de la cual se obtiene los mapas geológicos del cuadrángulo del área de influencia del proyecto, así como los boletines correspondientes.
- Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología-SENAMHI: Entidad estatal de la cual se obtiene la información meteorológica del área del proyecto como las temperaturas, velocidad de viento y otros.
- Locales: Autoridades locales con quienes se coordina la información referente a su localidad, como viviendas, habitantes, cargas productivas, etc.
- Código Nacional de Electricidad Suministro 2001: Normas para la electrificación rural de la DGE/MEM vigentes,
- Resoluciones Ministeriales (relativo a Sistemas Eléctricos para tensiones entre 1 y 36 kV- Media Tensión), vigentes.

A continuación, se muestra la información recopilada a través de la documentación solicitada y las visitas de campo:

Ubicación geográfica:

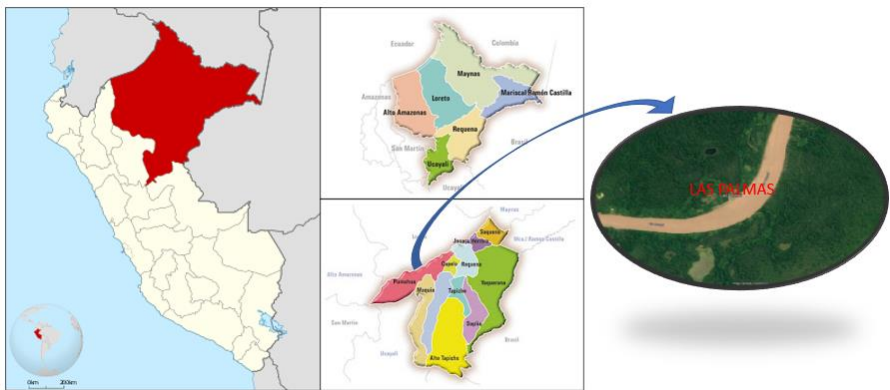
El proyecto se ejecutó en la comunidad de Las Palmas, en el distrito de Puinahua de la provincia de Requena en la región Loreto. Está ubicado en la margen derecha del denominado Canal Puinahua, en la zona de amortiguamiento de la Reserva Nacional Pacaya Samiria.

Tabla 2. Ubicación geográfica del proyecto

Localidad	Coordenadas UTM*		Distrito	Provincia	Región
	Este (m)	Norte (m)			
Las Palmas	557 351.97	9 388 396.71	Puinahua	Requena	Loreto

Fuente: INEI, Walsh Perú S.A. Trabajo de Campo, Julio 2014/GTEP, mayo 2018*WGS 84-18S

Figura 1. Mapa político de Las Palmas



Clima:

La comunidad de Las Palmas, ubicada en el distrito de Puinahua, se encuentra en la provincia de Requena, en la región de Loreto, Perú. Las características climáticas de esta zona se asemejan a las de Requena. Los veranos son cortos, muy calurosos y generalmente nublados, mientras que los inviernos son largos, cálidos y tienden a estar parcialmente nublados. La humedad es constante a lo largo del año. Las temperaturas en Las Palmas y sus alrededores suelen variar entre 21 °C y 30 °C. Rara vez descienden por debajo de los 20 °C y, en ocasiones, pueden superar los 34 °C.

Tabla 3. Condiciones climatológicas registradas por el SENAMHI

Información requerida	Las Palmas
Temperatura máxima media mensual (°C)	34,2
Temperatura mínima media mensual (°C)	32,1

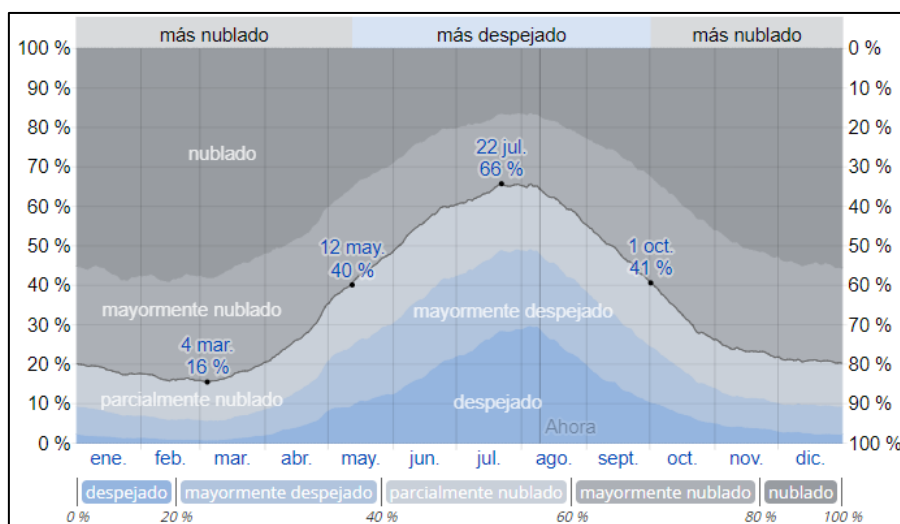
Nota: Se han tomado los datos disponibles (2017) de la estación en Nauta por ser la estación más cercana.

Nubes:

En Requena, la cantidad promedio de nubosidad en el cielo experimenta fluctuaciones notables a lo largo del año. El período más claro en Requena generalmente se inicia alrededor del 12 de mayo y persiste durante aproximadamente 4,7 meses, finalizando cerca del 1 de octubre. El día más despejado del año ocurre alrededor del 22 de julio, cuando el cielo se encuentra despejado, mayormente despejado o parcialmente nublado aproximadamente el 66 % del tiempo, mientras que está nublado o mayormente nublado el 34 % del tiempo restante.

En contraste, el período más nublado se inicia alrededor del 1 de octubre y se extiende por unos 7,3 meses hasta aproximadamente el 12 de mayo. El día más nublado del año suele ser alrededor del 4 de marzo, con un cielo nublado o mayormente nublado aproximadamente el 85% del tiempo, y solo alrededor del 16% del tiempo con cielo despejado, mayormente despejado o parcialmente nublado. Estos patrones de nubosidad son ilustrados en la Figura 2.

Figura 2. Categorías de nubosidad

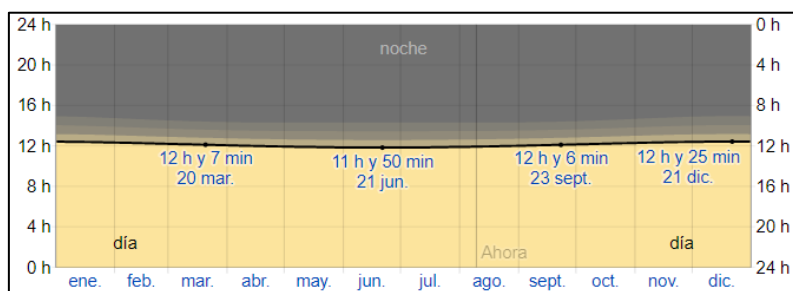


Horas de luz:

La duración del día en Requena muestra una variación mínima a lo largo del año, con una diferencia de solo 25 minutos entre el día más corto y el día más largo. En el año 2021, el día más corto corresponde al 21 de junio, con 11 horas y 50 minutos de luz natural, mientras que el día más largo es el 21 de diciembre, con 12 horas y 25 minutos de luz natural.

En la Figura 3 se presenta un gráfico que ilustra las horas durante las cuales el sol es visible a lo largo del día. La línea negra representa las horas de luz solar directa. Las bandas de colores, que van desde la parte inferior (amarillo) hasta la superior (gris), indican las siguientes fases: luz solar total, crepúsculo (civil, náutico y astronómico) y oscuridad completa.

Figura 3. Horas de sol

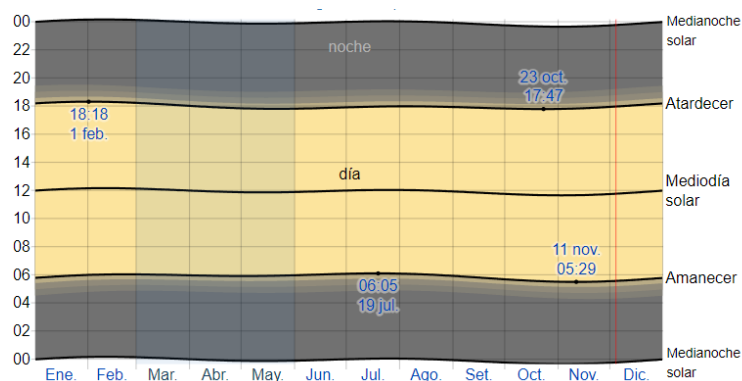


El día con la salida del sol más temprana en Requena se produce a las 5:29 el 11 de noviembre, mientras que el día con la salida del sol más tardía es el 19 de julio, a las 6:05, lo que equivale a 36 minutos más tarde. En cuanto a la puesta del sol, la más temprana se registra a las 17:47 el 23 de octubre, y la más tardía es a las 18:18 el 2 de febrero, con una diferencia de 31 minutos.

La Figura 4 presenta un gráfico que muestra las características de un día solar durante el año 2021 en Requena. Las líneas negras, de abajo hacia arriba, representan la medianoche solar anterior, la salida del sol, el mediodía solar, la puesta del sol y la siguiente medianoche solar. Las distintas fases, incluyendo el día, los crepúsculos (civil,

náutico y astronómico) y la noche, se indican mediante colores, desde el amarillo hasta el gris.

Figura 4. Salida del sol y puesta del sol con crepúsculo



Topografía y altitud del área del proyecto:

El proyecto se lleva a cabo a una altitud que oscila entre los 100 y 110 msnm. En esta área, el relieve topográfico es suave, caracterizado por una abundante vegetación típica de la selva baja. También se pueden encontrar algunas quebradas de corto recorrido, que son poco profundas y tienen cauces con acumulación de depósitos aluviales.

Vías de Acceso:

El canal Puinahua y el río Ucayali son las principales vías de transporte fluvial que permite el acceso a Las Palmas y poblados aledaños, conectándolos a Requena (capital), Iquitos (capital de la región) y, otras importantes ciudades hacia el sur, como Contamana y Pucallpa.

Las embarcaciones menores, ya sean canoas, botes o deslizadores son los medios de transporte más comunes para el traslado de pasajeros en rutas cortas. Para el traslado a ciudades como Iquitos o Pucallpa, la población local utiliza los transportes públicos de lanchas (en mayor medida) y deslizadores, denominados rápidos.

Actividad Económica:

Las actividades productivas de la población de las Palmas se caracterizan por ser de tipo primario (pesca, recolección, agricultura y crianza de animales), que en algunos

casos son complementadas por actividades de servicio. Según información de la Línea de Base Social (LBS) del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del “Proyecto Desarrollo del Campo Petrolero Breña Norte - Lote 95” realizado por la consultora Walsh Perú S.A, en el 2014 el 83,3 % de hogares se dedicaron a la crianza de animales, el 70,6% de hogares se dedicaron a la pesca, el 68,3 % de hogares se dedicaron a la recolección, el 56,7 % de hogares se dedicaron a la agricultura, estas cuatro actividades primarias son las más preponderantes en la zona. En menor proporción, el 22,2 % de hogares se dedicó a las actividades forestales y sólo el 4,4 % de hogares se dedicó a la caza de animales, siendo esta última una actividad poco representativa.

Sector Turismo: De acuerdo a información obtenida durante el trabajo de campo, se estima que en la Región Loreto (Iquitos) operan al menos 30 agencias de turismo, las mismas que vienen operando de manera independiente, de ellas al menos 8 se especializan en ofrecer paquetes turísticos especializados en la Reserva Nacional Pacaya Samiria (RNPS), a pesar de ello, el registro de las visitas de turistas extranjeros a la RNPS no es difundida entre los turistas que llegan a la región Loreto, debido a que está aislado de los demás atractivos turísticos que tiene el Perú y su acceso representa un costo elevado.

Caza y extracción forestal: Muy pocos hogares se dedican a la caza de animales en la localidad de las Palmas, de acuerdo con la información de la LBS) del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del “Proyecto Desarrollo del Campo Petrolero Breña Norte - Lote 95”, solo el 4,4% de hogares ha realizado alguna vez esta actividad durante el último año. Las especies cazadas, según dicha información, son: mono coto, paujil, majaz, venado, motelo, sajino, cushiri, mono choro, sachavaca, pava, huangana, mono blanco, carachupa. (p95 3.3-55)

Sector agricultura: La actividad agrícola en Las Palmas es principalmente para fines de autoconsumo, debido a que no se tienen terrenos suficientes para una actividad

de mayor intensidad que permita comercializar en grandes cantidades. En este sentido, se trata de una actividad orientada para complementar la dieta familiar y en menor medida como fuente para la obtención de ingresos monetarios. Esto explica en parte la preferencia de ciertos productos básicos como complemento de la comida diaria, como yuca, plátano, frijoles y algunas hortalizas y frutas, estas últimas, sembradas sobre todo en los huertos familiares.

Pesca: La pesca es la principal actividad de las Palmas, esta actividad congrega un grupo importante de personas y familias, y además genera un movimiento comercial importante. El 70,6 % de hogares se dedica a la pesca en la localidad de las Palmas, proporción que llega al 80 % de los casos en el Barrio Bajo. Esta actividad está destinada a la comercialización en su mayoría, venta que ocurre en la misma localidad y a los comerciantes que llegan desde Iquitos, quienes acopian todo lo extraído en esta zona.

Servicios y otras actividades complementarias: existe la presencia de instituciones y con ello profesionales en educación, Policía Nacional, Municipalidad. En la localidad existen establecimientos comerciales y bodegas que realizan la venta de productos de necesidad básica para la población, tales como la sal, aceite, fideos, pilas, fósforos, licor, cerveza, entre otros productos. También existen tiendas de venta de ropa y calzados, incluyendo algunos artefactos pequeños, establecimientos que, en una suerte de bazar mixto, combinan la venta de todos estos artículos. Se registraron 12 casos de actividades productivas entre bodegas, hospedajes, servicio de alimentación, panadería, carpintería, etc.

Servicios a la Población:

Educación: La localidad de Las Palmas cuenta con tres instituciones de educación básica regular. Las cuales imparten nivel inicial, primario y secundario. Se describe ampliamente este servicio en el Estudio Social adjunto.

Salud: En la localidad de Las Palmas se ubica un puesto de salud gubernamental y forma parte de la Microred Bretaña, que a su vez pertenece a la Red de Salud Requena. Dicha microrred agrupa a 07 Puestos de Salud, desde los cuales se brinda atención a la población del distrito agrupada en 11 localidades.

2.3.2. Equipos y materiales

A continuación, se muestran los equipos y materiales empleados para la ejecución del proyecto:

2.3.2.1. Sistema de generación fotovoltaica (SGFV)

Suministro y montaje de 01 Sistema de Generación Fotovoltáica (SGFV), que comprende lo siguiente:

- Suministro y montaje de 1 arreglo fotovoltaico de 200.07 kWp en un solo patio de generación conformado por 342 módulos de 585Wp. Incluye la estructura de soporte de aluminio. Arreglo conformado por estructuras metálicas de 36 módulos fotovoltaicos (18x2) y de 18 módulos (9x2).
- Suministro y montaje de 09 tableros fotovoltaicos de 1000V y 60 A incluido la estructura de soporte y las protecciones internas contra rayos conformada por descargadores de sobretensión SPD Tipo I+II con capacidades mínimas de derivación de 50 kA - 10/350 us y 25 kA - 8/20 us
- Suministro y montaje de 01 sistema de protección externa diseñado para prevenir las descargas directas de corrientes de rayos que oscilan entre 10 y 100 kA compuesto por captadores tipo PDC. Además, se emplearán conductores derivadores de cobre duro con un diámetro de 50 mm² para conducir la corriente generada por el rayo hacia el sistema equipotencial de puesta a tierra.
- Suministro y montaje de un cerco perimétrico conformado por malla metálica de 2".

- Suministro y montaje de 01 Sistema de Puesta a Tierra implementado siguiendo el principio de equipotencialidad. Esto se logrará mediante la conexión directa de todos los sistemas metálicos a la malla de puesta a tierra y la conexión directa de los conductores activos a través de los descargadores de sobretensión por corriente de rayo.
- Cableado eléctrico de 6mm² para conexión entre módulos y tablero fotovoltaico (tablero dirigido hacia inversor ongrid), cableado de 16mm² para conducción desde el tablero fotovoltaico hasta los controladores de carga e inversores y conductores de tierra de 16mm² para conexión de estructuras y módulos a tierra. Incluye tuberías PVCP; excavación y relleno de zanjas; cajas de registro y todos los accesorios de conexión.

2.3.2.2. Sistema de Almacenamiento y conversión en cuarto de control

Suministro y montaje de 1 Sistema Integrado de Microrred DC que contiene:

- Suministro y montaje de 9 inversores Off-grid y 2 inversores On-grid con una potencia de salida AC total de 57.6kW. Debe incluir el cableado entre inversores, la conexión a tierra mediante cables de 10mm² para los inversores offgrid, de 6mm² para los inversores ongrid y de 35mm² para el conexionado de inversores del tablero fotovoltaico.
- Suministro y montaje de 01 Sistema de almacenamiento (ESS por sus siglas en inglés) con una capacidad de total de 402.5 kWh. Conformado por un total de 115 baterías distribuidas en 17 racks. Cada rack de baterías tiene una capacidad máxima de 24.5kWh compuesta por 7 módulos de baterías de litio de 3.5 kWh cada uno. Debe incluir el suministro e instalación de los siguientes cables: entre los módulos de batería litio en el mismo rack (conexión en paralelo); los cables

externos de salida de cada rack hacia la barra DC; los cables de comunicación de cada rack hacia el gestor de baterías (LV-HUB), el cable de comunicación entre baterías y los cables de tierra de 35mm² como mínimo de cada rack de batería a la bornera de tierra de la edificación.

- Suministro y montaje de 01 tablero fotovoltaico AC, el cual será auto soportado y contará con ingreso AC para la conexión de los inversores del sistema integrados de microrred y salida hacia el tablero de transferencia automático, el cual tendrá salida hacia el lado en baja tensión de del transformador de la subestación compacta. El tablero contará con 02 ITM de 160A y 02 ITM de 63A de salida. Debe incluir el suministro e instalación de cables desde las cabinas de inversores hasta los tableros mencionados.
- Suministro y montaje de 01 tablero de transferencia con dos interruptores de 2x160A, dos relés y dos contactores, el mismo que se montará en el cuarto de control y servirá para el paso de generación mediante el SGFV al grupo generador. Debe incluir el suministro e instalación de cables desde el tablero de transferencia hasta la celda de transformación.
- Suministro y construcción del cuarto de control para albergar los equipos de los 01 Sistemas Integrado de Microrred DC y el Tablero Fotovoltáico AC la cual será fabricada con material noble, como se describe en los planos civiles. Incluye conexiones eléctricas para alumbrado y tomacorrientes, así como el suministro de todos los accesorios interiores, luces de emergencia, 02 aires acondicionados de 24,000 BTU, 02 luces de emergencia, extintores, alumbrado LED y tablero general adosado.

2.3.2.3. Sistema Transformación y potencia

Suministro y montaje de 01 subestaciones compactas de 50 kVA para alojar 01 transformador de potencia de 50kVA, celda de transformación y la celda de salida con protecciones, como se detalla en los diagramas unifilares.

- Suministro y montaje de un transformador de potencia 50 kVA con celda de transformación. Se instalará un transformador de 50kVA de 0.38/22.9 kV para la conexión de 01 salida del Tablero de transferencia automático a la Red Secundaria.
- Suministro y construcción de una losa de concreto para soportar la subestación compactada, la cual será de 7.7m² y contará con un buzón de llegada y uno de Salida.
- Suministro y montaje de un cerco perimétrico conformado por malla metálica de 2”
- Suministro y montaje de un sistema de protección externa diseñada para evitar las descargas directas de corrientes de rayos de 10 a 100 kA, equipada con captadores tipo PDC adecuadamente instalados y conductores derivadores de cobre duro de 50 mm² para transporte de la corriente del rayo al sistema equipotencial de puesta a tierra y los contadores de rayos.

2.3.2.4. Sistema de Respaldo

Puesta en servicio del grupo electrógeno de 55 kW con el fin de contar con un sistema de respaldo que garantice la operación continua de energía, este sistema operará sólo ante condiciones de radiación o ante incrementos de demanda atípicos.

2.3.2.5. Red Secundaria

Suministro y montaje para la mejora de la red secundaria (0.220/0.380 kV).

III. RESULTADOS

3.1. Resultados de la revisión de literatura

Resumen de Hallazgos Clave: En nuestra revisión exhaustiva de estudios previos y experiencias similares en el uso de energía solar fotovoltaica, generación diésel y almacenamiento en baterías de iones de litio en entornos rurales, identificamos una serie

de hallazgos significativos que arrojan luz sobre la viabilidad y eficiencia de estos sistemas en contextos similares al de la comunidad de Las Palmas, en el Distrito de Puinahua.

Análisis de Tendencias y Patrones: Uno de los patrones más notables que surgieron de la literatura es la efectividad de la combinación de energía solar y generación diésel en la mejora de la confiabilidad del suministro de energía en áreas rurales con acceso limitado a la red eléctrica convencional. También se observó una tendencia hacia la incorporación de sistemas de almacenamiento en baterías de iones de litio para gestionar la variabilidad de la energía solar y optimizar el uso de los recursos.

Ventajas y Desventajas: Entre las ventajas destacadas se encuentran la reducción de emisiones de carbono, la autonomía energética, y la mejora en la calidad de vida de las comunidades rurales. Sin embargo, se señaló que los costos iniciales pueden ser un obstáculo y que la variabilidad climática puede plantear desafíos en la eficiencia de la generación solar.

Factores Críticos de Éxito: La capacidad de adaptación a las condiciones locales, la gestión eficiente del sistema de generación diésel, y la capacitación de la comunidad en el mantenimiento y uso de la tecnología emergieron como factores críticos para el éxito de proyectos similares.

Desafíos y Limitaciones: Los desafíos comunes identificados incluyen la inversión inicial alta, la necesidad de un mantenimiento constante, y la disponibilidad intermitente de recursos solares en ciertas regiones.

Lecciones Aprendidas: Lecciones valiosas se obtuvieron de proyectos anteriores, incluyendo la importancia de la participación comunitaria en la planificación y mantenimiento, así como la necesidad de contar con proveedores de servicios confiables.

Conclusiones Generales: En conjunto, la revisión de literatura respalda la idea de que la microrred híbrida implementada en Las Palmas es una iniciativa prometedora para mejorar la electrificación en zonas rurales. Sin embargo, subraya la importancia de abordar los desafíos y tomar en cuenta las lecciones aprendidas de proyectos similares para asegurar el éxito a largo plazo y avanzar hacia una electrificación sostenible en Perú.

3.2. Análisis detallado de la demanda energética de la comunidad de Las Palmas

Para obtener la curva de demanda y la potencia promedio demandada por la planta, se consideró:

- Evaluación cualitativa de la demanda durante visitas a campo mediante entrevista personal y observación de generadores (Anexos II).
- Estimación de demanda: Para el dimensionamiento se estimó la demanda que habría durante esas horas. Se muestra el sustento en el Anexo Estimación de la demanda.
- Sistema de Almacenamiento de Energía: Para el dimensionamiento del Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS) se consideró una capacidad de almacenamiento suficiente para cubrir la demanda diaria de la comunidad en una proyección a 10 años.
- Energía Generada: Se calculará la energía que podría generar la planta fotovoltaica y la cantidad de esta que será realmente producida e inyectada a la red de acuerdo con las condiciones de demanda y de funcionamiento del grupo electrógeno. Los valores de energía cambiarán cada año debido a la degradación de los módulos fotovoltaicos, al aumento de la demanda de la localidad, y otros que deben considerarse para el cálculo de energía a 20 años.

- Horas de funcionamiento anual del ESS: El Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS) funcionará en horas nocturnas o cuando la demanda sea mayor a la producción del Sistema Fotovoltaico.

El diseño del sistema fotovoltaico se realizó con la demanda energética a 20 años, la cual se obtuvo proyectando, a una tasa anual de crecimiento de la demanda (kW) a 0.40%, el requerimiento de energía al año 0; el mismo que fue calculado en base a los electrodomésticos y equipos con los que actualmente cuenta la población de la localidad. Para esto se llevó a cabo una encuesta a todos los usuarios.

Es importante aclarar que la comunidad de las Palmas no cuenta con suministro de energía eléctrica, por lo tanto, la operación de una central solar fotovoltaica permitirá el suministro de electricidad las 24 horas del día. En las Tablas 4 y 5 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 4. Máxima Demanda estimada

MÁXIMA DEMANDA - RESUMEN				
CARGAS	Potencia Instalada kW	Cantidad	Factor de Simultaneidad	Máxima Demanda
CARGAS USO DOMESTICO	0.33	77	0.50	12.54
ALUMBRADO PUBLICO	0.06	65	1.00	3.90
CARGA ESPECIAL 1 (Uso general)	0.53	11	1.00	5.80
CARGA ESPECIAL 2 (Pequeña industria)	0.80	1	1.00	0.80
CARGA ESPECIAL 3 (Comercial - Negocios)	0.99	12	1.00	11.89
SUB TOTAL				34.93
PERDIDAS (5 %)				1.75
MAXIMA DEMANDA TOTAL (KW)				36.68
PROYECCIÓN A 10 AÑOS (KW)				38.90
PROYECCIÓN A 20 AÑOS (KW)				41.13

Tabla 5. Demanda de energía estimada

DEMANDA DE ENERGÍA				
CARGAS	Consumo Unitario Promedio	Consumo unitario promedio	Cantidad	Demanda de Energía

	(kWh-mes)	(kWh-año)	-	(MWh-año)
CARGAS USO DOMESTICO	68.1	817.7	77	62.96
ALUMBRADO PUBLICO	23.7	284.7	65	18.51
CARGA ESPECIAL 1 (Uso general)	216.5	2598.2	11	28.58
CARGA ESPECIAL 2 (Pequeña industria)	296.9	3562.8	1	3.56
CARGA ESPECIAL 3 (Comercial - Negocios)	414.4	4972.4	12	59.67
DEMANDA DE ENERGIA (MWh)				173.28
PROYECCIÓN A 10 AÑOS (MWh)				194.56
PROYECCIÓN A 20 AÑOS (MWh)				204.76

La calificación eléctrica obtenida es de:

- 326W para las cargas domésticas
- 527W para las especiales de uso general
- 800W para la pequeña industria
- 991W para los pequeños negocios.

Tabla 6. Demanda de energía individual mensual y anual

Tipo de abonado	Consumo unitario promedio (kWh-mes)	Consumo unitario promedio (kWh-año)
Doméstico	68.14	817.69
Carga Especial 1 (uso general)	216.52	2598.23
Carga Especial 2 (pequeña industria)	296.90	3562.79
Carga Especial 3 (pequeños negocios)	414.37	4972.40

Tabla 7. Principales electrodomésticos empleados según encuestas

Electrodoméstico	Cantidad	Potencia	Horas al día	Consumo de energía al mes (kWh)
Televisor	1	220 W	5	13.86
Focos	5	45 W	5	14.10
Laptop	1	100W	5	4.07
Modem TV cable	1	15 W	5	0.94
Radio Personal	1	45W	3	0.51
Licuada	1	450W	0.5	0.28
Equipo de Sonido	1	300W	3	6.75
Congelador*	1	750W	12	135
Frigobar*	1	450W	12	81
Refrigeradora o nevera*	1	240W	12	43.2
Electrodomésticos varios	1	100 W	1	3

Los valores con el (*) de la tabla anterior indican el valor al mes correspondiente al uso promedio del electrodoméstico por usuario, cabe resaltar que, menos del 30% de

los encuestados cuentan con congelador, y mucho menos con los otros dos electrodomésticos.

3.3. Diseño del sistema de microrred solar fotovoltaica

3.3.1. Normativa

Se tomaron las normas impuestas por el Código Nacional de Electricidad. Sin embargo, este diseño también contempló normas internacionales propuestas por el IEEE, el IEC y el UL. Las referencias tomadas son:

- Código Nacional de Electricidad Utilización - Sección 030
- Norma Técnica Peruana NTP 370.301
- IEC 60364-5-523 “Electrical installations of building. Part 5: Selection and erection of electrical equipment”
- IEC 60287 “Calculation of the electrical cables. Calculation of the current rating”
- Norma IEEE, Standard Power Cable Ampacity Tables, IEEE 835.
- Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 Sección 003
- Código Nacional de Electricidad Utilización Sección 060
- IEC 60364: Low-voltage electrical installations, Part 7-712
- IEC 61730-1:2016
- UL 4703: Norma para conductor unipolar aislado con o sin cubierta para sistemas de energía fotovoltaicos de 600, 1000 ó 2000 V.

3.3.2. Criterios

Los criterios tomados en cuenta fueron los siguientes:

- Se dimensionó el sistema fotovoltaico considerando la demanda de energía al año 20.

- Se dimensionaron las baterías considerando la demanda de energía al año 10.
- La potencia de salida AC del sistema se dimensionó tomando en cuenta las recomendaciones del proveedor y dependerá de la potencia total de la demanda energética de la población. Estas son: una potencia máxima de 41.13kW por cada y una energía demanda diaria de 560.98kWh.

3.3.3. Cálculo de la demanda

Debido a que los sistemas fotovoltaicos tienen una vida útil mayor a 25 años, se utilizó la proyección a 20 años de la demanda de energía y potencia. Mientras que para el cálculo de la capacidad de la batería se utilizó la proyección a 10 años.

Tabla 8. Máxima Demanda estimada

MAXIMA DEMANDA - RESUMEN				
CARGAS	Potencia Instalada	Cantidad	Factor de Simultaneidad	Máxima Demanda
	kW			
CARGAS USO DOMESTICO	0.33	77	0.50	12.54
ALUMBRADO PUBLICO	0.06	65	1.00	3.90
CARGA ESPECIAL 1 (Uso general)	0.53	11	1.00	5.80
CARGA ESPECIAL 2 (Pequeña industria)	0.80	1	1.00	0.80
CARGA ESPECIAL 3 (Comercial - Negocios)	0.99	12	1.00	11.89
	SUB TOTAL			34.93
	PERDIDAS (5 %)			1.75
	MAXIMA DEMANDA TOTAL (KW)			36.68
	PROYECCIÓN A 10 AÑOS (KW)			38.90
	PROYECCIÓN A 20 AÑOS (KW)			41.13

Tabla 9. Demanda de energía estimada

DEMANDA DE ENERGÍA				
CARGAS	Consumo Unitario Promedio	Consumo unitario promedio	Cantidad	Demanda de Energía
	(kWh-mes)	(kWh-año)	-	(MWh-año)
CARGAS USO DOMESTICO	68.1	817.7	77	62.96
ALUMBRADO PUBLICO	23.7	284.7	65	18.51
CARGA ESPECIAL 1 (Uso general)	216.5	2598.2	11	28.58
CARGA ESPECIAL 2 (Pequeña industria)	296.9	3562.8	1	3.56

CARGA ESPECIAL 3 (Comercial - Negocios)	414.4	4972.4	12	59.67
DEMANDA DE ENERGÍA (MWh)				173.28
PROYECCIÓN A 10 AÑOS (MWh)				194.56
PROYECCIÓN A 20 AÑOS (MWh)				204.76

Con base en las Tablas 8 y 9, se determinó que la demanda de energía para el año 10 es de 194.56MWh y la potencia máxima requerida del sistema será de 41.13 kW para el año 20. Esos datos fueron relevantes para el dimensionamiento. El perfil de carga para los años 10 y 20 se muestra en la Figura 5.

Figura 5. Demanda obtenida de 10 y 20 años para la comunidad de Las Palmas

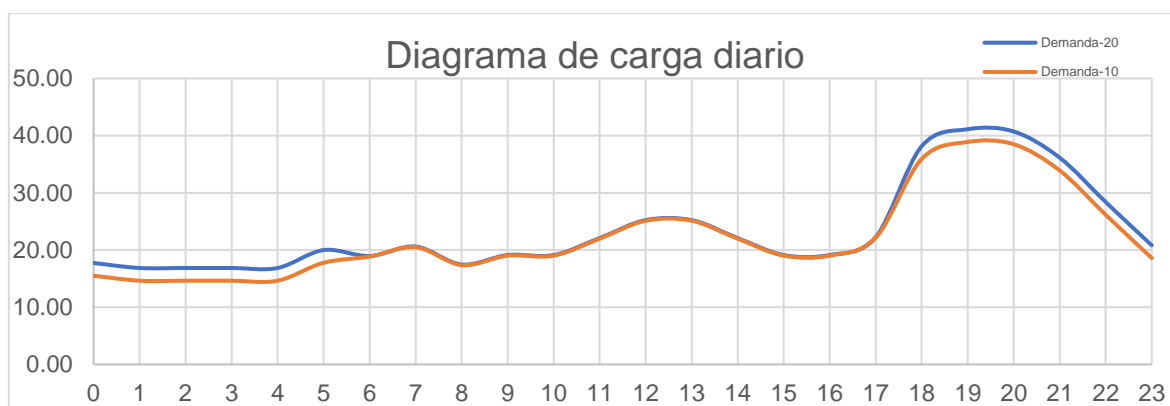


Tabla 10. Demanda de energía estimada

Sistema	Demanda de Energía al Año 10 [MWh]	Demanda de Energía al Año 20 [MWh]	Máxima Demanda al año 10 [kW]	Máxima Demanda al año 20 [kW]
1	194.56	204.76	38.90	41.13

Según el perfil de carga, el consumo entre las 09:00 - 15:00 horas para el año 20 es de 152.03 kWh-día.

3.3.4. Sistema de microrredes con generación fotovoltaica

El sistema considerado para el diseño corresponde a una Microrred, donde la principal fuente energética es una planta solar fotovoltaica con almacenamiento de energía. Este tipo de soluciones son empleadas mayormente en lugares donde existe un poblado centralizado y disponibilidad o facilidad de instalar una red interna que conecte la planta de generación con los abonados. A diferencia de aquellas localidades con

viviendas dispersas en las cuales el uso de sistemas fotovoltaicos domésticos es mayormente empleado.

En el caso de Las Palmas, las viviendas cuentan con consumo eléctrico en corriente alterna como neveras, bombas de agua, ollas arroceras, planchas y licuadoras, como consecuencia, si se desea emplear sistemas fotovoltaicos domésticos cada abonado deberá contar con Inversores con potencias mayores a su demanda de potencia y bancos de baterías de mediana capacidad (10kWh). Además de instalar en cada uno de los sistemas protección contra rayos para prevenir las intermitencias de voltajes que afecten a los inversores.

En contraposición, las microrredes permiten brindar energía eléctrica en corriente alterna y son diseñadas según la proyección de consumo energético y la demanda en potencia de la localidad. Consecuentemente, se adecua a los requerimientos de la población sin ser limitativo. Y en caso de baja producción de energía por parte del parque fotovoltaico se cuenta con un grupo generador de respaldo. De este modo se elimina el factor de días de autonomía en los bancos de baterías. Por lo tanto, los sistemas de microrredes son recomendables en comunidades, poblaciones o localidades donde ya existe un consumo en corriente alterna, como es el caso de Las Palmas.

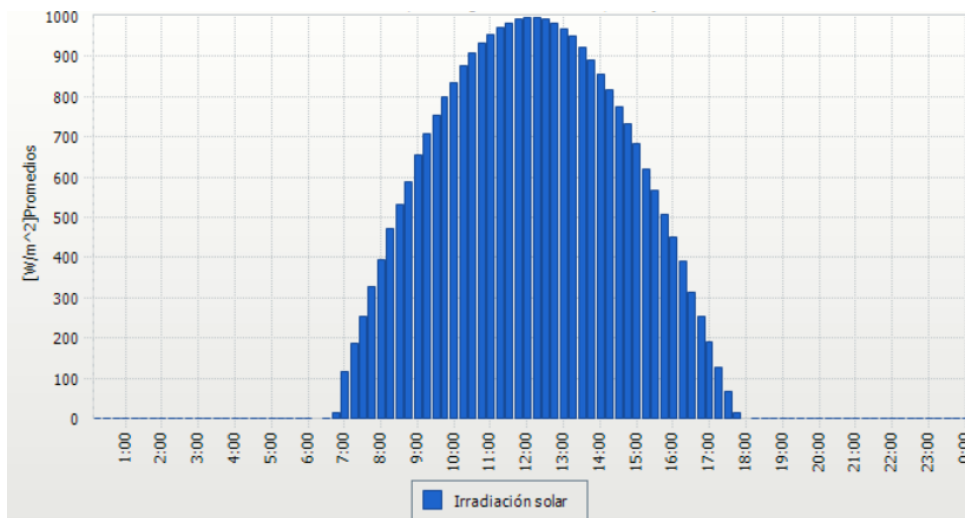
3.3.4.1. Espaciamiento entre arreglos fotovoltaicos y estructuras

Las sombras pueden generar problemas sobre los módulos fotovoltaicos no solo por la reducción de la generación de energía sino porque una sombra constante sobre uno de los módulos puede producir deterioro en este. Por esa razón es importante determinar el espacio mínimo entre arreglos de estructuras con la finalidad de optimizar el tamaño de la planta y reducir las sombras parciales a lo largo del día.

Debido a que el sol cambia en acimut y cenit a lo largo del día y año es necesario establecer la fecha y hora aproximada en la cual se realizará el cálculo de sombra. Este valor suele ser al amanecer y atardecer del solsticio de invierno, momento en que el sol se ubica más al norte en nuestro hemisferio. Para este caso se hizo uso del software: Sun surveyor. Asimismo, se establecieron los siguientes horarios: 6:50 y 17:10

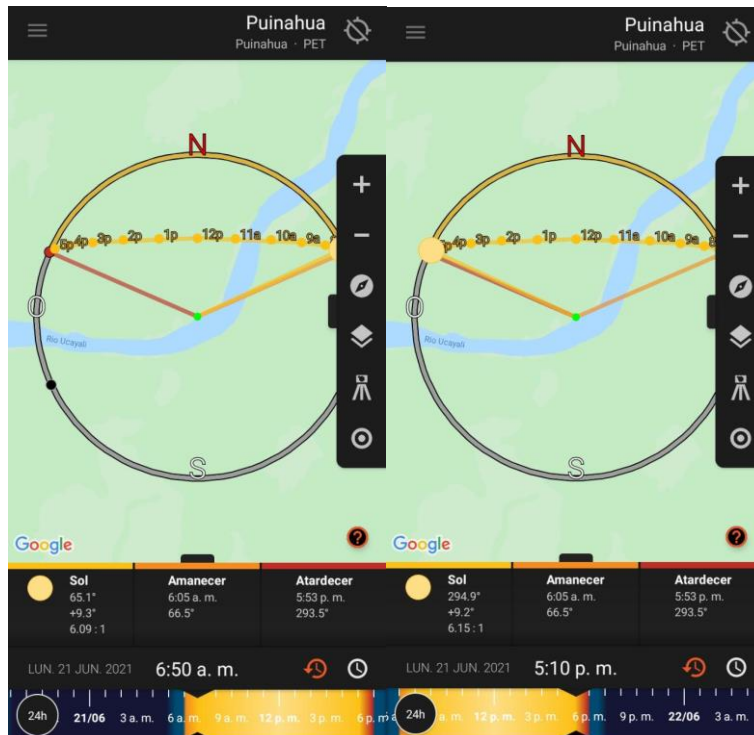
Este es acorde al comparativo con otras plantas fotovoltaicas, dado que es usual el inicio de generación entre las 6:30 y 7:00 y el término de la misma entre las 17:15 y 18:00. La Figura 6 muestra los datos reales de irradiancia de un sistema operando.

Figura 6. Irradiación solar del 21 de junio del 2020



Por otro lado, en la Figura 7 se muestran los ángulos acimut y cenit para las 6:50 y 17:10 del 21 de junio de un año típico, según el software Sun Surveyor.

Figura 7. Valores de acimut y cenit para el 21 de junio



Por lo tanto, tenemos lo siguiente.

Amanecer:

- Cenit: $9,3^{\circ}$
- Acimut: $66,5^{\circ}$

Atardecer

- Cenit: $9,2^{\circ}$
- Acimut: $293,5^{\circ}$

Para el cálculo de la sombra que producirá el arreglo fotovoltaico fue necesario conocer la diferencia de cotas entre módulos, dado que será la parte superior del módulo delantero el que proyectará una sombra sobre el módulo posterior. Como regla general tenemos que entre mayor es la altura mayor será la sombra proyectada.

La diferencia de altura entre la parte superior del módulo delantero y la parte inferior del módulo posterior es de 0,840 m. Esto corresponde a dos módulos instalados

en vertical con una inclinación de 10°. Además, se tiene que considerar que el acimut del sistema fotovoltaico es de 46°.

Aplicando la siguiente fórmula podemos obtener la proyección de la sombra para las horas previamente indicadas.

$$\text{Sombra} = \frac{\text{Diferencia de altura}}{\text{Tan}(\text{Cenit})}$$

Se obtiene como resultado:

- Amanecer: 5,13m
- Atardecer: 5,19m

Estos valores corresponden a la proyección que la sombra realizará para la hora indicada bajo el ángulo acimutal y no a la distancia sobre el eje Y entre arreglo de estructuras.

Por lo tanto, ambos valores deben multiplicarse por el coseno del ángulo acimut para el caso del amanecer y por el coseno de 360° - ángulo acimut del anochecer.

$$\text{Sombra} = \frac{\text{Diferencia de altura} * \cos(\text{Acimut}_{\text{vector}} - \text{Acimut}_{\text{sol}})}{\text{Tan}(\text{Cenit})}$$

Se obtiene como resultado:

- Amanecer: 4,80m
- Atardecer: 1.98m

Por fines prácticos seleccionamos el valor de 4,9m como espaciamiento entre módulos fotovoltaicos, de este modo se cumple con lo mínimo requerido para prevenir las sombras en el momento de operación de la planta, 6:50 a 17:10.

Es posible trabajar con horarios más prolongados pero debido a que la irradiación es baja, antes de las 7:00 y posterior a las 17:00 las pérdidas por generación podrán ser despreciables, sobre todo teniendo en cuenta que al aumentar el espaciamiento entre arreglos se encarece el proyecto por el aumento en conductores, materiales y área.

También se analizó el sombreado correspondiente a las estructuras alrededor del sistema fotovoltaico, esto mediante el uso del software PVsyst.

3.3.4.2. Dimensionamiento fotovoltaico

Parámetros:

Para determinar la potencia del sistema fotovoltaico, se calculó que la energía producida por el sistema fotovoltaico en el día de menor producción sea mayor de la energía diaria requerida en el año 20.

$$E_{PV(\min,20)} > Dem_{diaria(20)}$$

Donde:

- $E_{PV(\min)}$: Energía producida en el día de menor producción, al año 20
- $Dem_{diaria(20)}$: Demanda de energía diaria, al año 20

$$E_{PV1(\min,20)} > Dem_{diaria(20),1}$$

$$E_{PV1(\min,20)} > 560.98$$

El cálculo de la potencia mínima se realizó utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{PVi} \geq \frac{Dem_{diaria(20)}}{p * GHI_{\min} * Ef_{\text{módulos}}}$$

Donde:

P_{PVi} : Potencia pico inicial [Wp]

Dem_{diaria} : Demanda de energía diaria, al año 20 [kWh]

$Ef_{\text{módulos}}$: Eficiencia de los módulos al año 20.

GHI_{\min} : Irradiación horizontal global promedio diaria en el mes de menor radiación, [kWh/m²/día]. Ver tabla 12.

p: Performance del sistema. 71.23%

Este valor corresponde a las pérdidas propias del sistema, las cuales se han detallado en el Archivo PVsyst. Donde son las principales:

Tabla 11. Pérdidas del sistema fotovoltaico (performance)

Pérdidas del sistema fotovoltaico	
Pérdida por incidencia de irradiación en plano inclinado	0.78%

Pérdida por sombras	0.31%
IAM factor (Pérdida de incidencia del conjunto fotovoltaico)	3.19%
Pérdida por suciedad	1.50%
Pérdida fotovoltaica por temperatura	8.72%
Pérdida por degradación de incidencia de luz (LID)	1.50%
Pérdida por cableado, módulos y string	2.10%
Pérdidas Óhmicas	1.26%
Pérdidas por ejecución MPP	2.00%
Pérdida del convertidor durante el funcionamiento	3.05%
Pérdida de eficiencia de la batería	5.50%
Pérdida de eficiencia de la corriente (carga/descarga)	3.74%
Pérdida de calidad de módulo	-0.53%

Las pérdidas fueron analizadas con el software PVSYST, considerando la zona de estudio, y las construcciones adyacentes al sistema fotovoltaico.

Pérdida por incidencia de irradiación en plano inclinado:

La incidencia global se calcula a partir de las irradiaciones horizontales globales y difusas en valores horarios, utilizando un modelo (modelo Pérez o Hay, puede elegirse en las "Preferencias"). Depende de la geometría solar y, por tanto, de las coordenadas geográficas.

Pérdida por sombras:

Esta pérdida corresponde al sombreado que producirán determinados elementos sobre los módulos fotovoltaicos. Debido a que el sol se mueve a lo largo del día tanto cenit como el acimut varían según la trayectoria del sol siendo los momentos de mayor sombra el amanecer y anochecer del solsticio de invierno, momento en que el sol se ubica más al norte.

Por otro lado, la pérdida debido al sombreado es directamente proporcional a la irradiancia. Es decir, las sombras producidas durante horas de mayor irradiación afectan

más la generación de energía que aquellas sombras producidas durante el amanecer y el atardecer.

Pérdida de incidencia del conjunto fotovoltaico (IAM):

El efecto de incidencia (IAM, por sus siglas en inglés) se refiere a la reducción de la irradiancia que llega efectivamente a la superficie de las células fotovoltaicas en comparación con la irradiancia bajo una incidencia normal, es decir, cuando la luz solar incide perpendicularmente a la superficie. Esta reducción se debe principalmente a los reflejos en la cubierta de vidrio de las células solares, y esta pérdida aumenta a medida que el ángulo de incidencia de la luz solar se aleja de la perpendicular.

La pérdida de transmisión es un fenómeno general que ocurre debido a la reflexión y transmisión de la luz solar en cada interfaz de material a lo largo del camino (como aire a vidrio, vidrio a EVA, célula a EVA), además de cierta absorción en el vidrio. Este fenómeno ocurre para cualquier rayo de luz solar incidente. Para la incidencia normal (cuando la luz solar incide perpendicularmente), la reflexión es aproximadamente del 5%, y esta pérdida ya se incluye en el rendimiento STC (Standard Test Conditions) que se mide.

En PVsyst, se utiliza una función IAM que describe cómo disminuye la transmisión de la luz en función del ángulo de incidencia. Esta función se aplica tanto a la componente directa del sol como a la componente difusa y al albedo, utilizando una integral que tiene en cuenta todas las direcciones posibles desde las cuales la luz solar podría incidir en la superficie de las células solares, asumiendo que la irradiancia difusa tiene una distribución isotrópica.

Pérdida por suciedad:

En áreas desérticas, puede ser necesario limpiar los paneles solares cada 15 días para mantener ratios comparables a los de plantas fotovoltaicas ubicadas en áreas donde la limpieza se realiza cada seis meses. Dado que nos encontramos en una zona de selva

tropical, los niveles de suciedad no son tan altos como los que se encuentran en el sur del Perú. Sin embargo, es importante llevar a cabo limpiezas de paneles solares de manera semestral para asegurarse de que las pérdidas de rendimiento sean mínimas y estén cerca del 1.5%.

Pérdida fotovoltaica por temperatura:

Corresponde a la pérdida por calentamiento de los módulos fotovoltaicos, los cuales presentan reducción de potencia por cada grado centígrado por encima de los 25°C de temperatura de celda. Se puede determinar que, a una temperatura ambiente de 24.9°C, los módulos alcanzan valores de 54°C, esto considerando que los módulos están instalados sobre el piso a una altura de 0.8m que permite la circulación de aire.

$$\text{Pérdida x T}^\circ = \left(\frac{[\text{TONC}(^\circ\text{C}) + \text{Factor} - 20^\circ\text{C}]}{\frac{800\text{W}}{\text{m}^2}} \times \text{Irradiancia} + \text{Tamb} - 25^\circ\text{C} \right) * \%/\text{C}^\circ_P_{\text{máx}}$$

Donde:

- TONC: Temperatura de operación normal de la celda (45°C)
- Factor: Factor de aumento según tipo de instalación. Sobre techo 6°C, sobre suelo -5°C.
- Irradiancia: Valor de radiación por m², en este caso emplearemos 1000W/m² como la máxima que puede obtenerse de manera promedio a nivel de suelo.
- Tamb: Temperatura ambiente promedio de la zona. Empleamos 28°C tomando en cuenta el promedio de la máxima de 34.2°C y mínima de 21°C
- %/C°_P_{máx}: Porcentaje de pérdida de potencia por variación de temperatura (0,35%/C°).

$$\text{Pérdida x T}^\circ = \left(\frac{[45^\circ\text{C} - 5^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}]}{\frac{800\text{W}}{\text{m}^2}} \times 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} + 24.9 - 25 \right) * 0.35\%$$

$$\text{Pérdida} \times T^{\circ} = 8.72\%$$

Obtenemos una pérdida de 8,72%. Debido a que la temperatura varía a lo largo del día el valor de pérdida por calentamiento de las celdas no es constante siendo máximo al medio día y mínimo al amanecer.

Pérdida por degradación de incidencia de luz (LID):

La degradación causada por las corrientes de fuga entre las células del panel y otros componentes del mismo es puede afectar el rendimiento de los paneles solares. Esto ocurre debido a la corriente eléctrica que fluye desde el marco de aluminio, el vidrio, el material de encapsulación y otros componentes hacia las células solares del panel. Para mantener un rendimiento óptimo, se recomienda que el nivel de degradación esté en el rango del 1% al 2%.

Pérdida por desajuste de cableado, módulo y string:

La "pérdida por desajuste" se debe principalmente al hecho de que en una cadena de módulos (o celdas), la corriente más baja impulsa la corriente de toda la cadena.

Al instalar módulos reales en el campo, las características de cada módulo nunca son rigurosamente idénticas. Los parámetros (I_{sc} , V_{co} , P_{mpp}) suelen presentar distribuciones estadísticas, que pueden ser más bien gaussianas, o con forma cuadrada para M_{pp} .

PVsyst propone una herramienta para comprender y estimar estadísticamente la correspondiente pérdida de potencia. Esta herramienta crea primero una muestra estadística de módulos, estableciendo los valores de V_{co} e I_{sc} de acuerdo con una distribución gaussiana o cuadrada. Luego agrega las características de I / V de cada módulo en cada cadena o strings, posteriormente reúne todas las cadenas o string del total del arreglo. Finalmente, dibuja la curva I / V resultante de la planta solar e identifica el valor de MPP que puede compararse con el valor de MPP de una matriz con módulos idénticos.

Una vez se haya establecido el fabricante y modelo del módulo fotovoltaico se deberá simular estas pérdidas con el archivo PAN. del fabricante. Asimismo, es importante solicitar las curvas I/V probadas para el lote de módulos por instalar.

Pérdidas Óhmicas:

Se han evaluado las siguientes pérdidas por conducción de energía

- Tramo en DC desde el módulo al string.
- Tramo en DC desde el string al controlador de carga.

En un sistema de energía solar, se diseñan puntos (a) y (b) para minimizar las caídas de eficiencia. El objetivo es mantener estas pérdidas por debajo del 2% en promedio y del 2.5%. Sin embargo, los sistemas de energía solar no operan constantemente al 100% de su capacidad. En la práctica, las pérdidas medias suelen estar alrededor del 1.26% en estos tramos (a + b).

Pérdidas por ejecución MPPT:

Incluso dentro de un mismo modelo y marca de módulos solares, cada uno de ellos tiene su propia curva eléctrica única. Cuando estos módulos se conectan en un sistema de energía solar, lo hacen en series y luego se combinan en paralelo. Esta configuración conlleva que, aunque un módulo individual pueda tener valores de corriente y voltaje (I/V) aproximados, digamos 8/37, el inversor de conexión a red opera con valores combinados en el rango de 1230/760 en su entrada. Cuando el inversor busca el punto de máxima potencia (MPP) en la curva I/V global o combinada, se enfoca en maximizar el área bajo esa curva. Esto significa que el punto MPP de la curva general no necesariamente coincide con el punto MPP de cada módulo individual. Esta discrepancia resulta en una pequeña pérdida de eficiencia del módulo.

Estas pérdidas, denominadas pérdidas por dispersión, son calculadas a partir de archivos OND o utilizando archivos base en software de simulación, en este caso, es 2%.

Pérdida del convertidor durante el funcionamiento:

Corresponde a la eficiencia de conversión de la energía en corriente continua a corriente alterna. Este valor es un promedio a lo largo de todo el año y depende de la producción de energía proveniente del parque fotovoltaico y la eficiencia de conversión del sistema que es como máximo 96%. El valor calculado en el software es de 3.05%.

Pérdida por eficiencia de la batería y eficiencia de corriente (carga/descarga - autodescarga):

Estas pérdidas corresponden a eficiencias por temperatura, coeficiente Peukert, resistencia interna y coulomb. Estos son valores remitidos por el fabricante, por lo cual es necesario que al momento de la ejecución el contratista debe validar estos datos. Se obtiene en las simulaciones 5.50% para la eficiencia de la batería y 3.74% para la carga/descarga de la misma.

Pérdida de calidad de módulo:

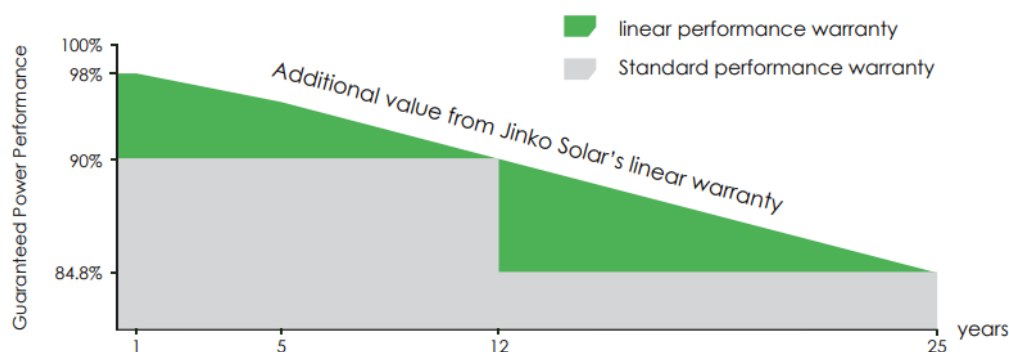
La pérdida de calidad del módulo es un parámetro que debe expresar su propia confianza en el rendimiento real del módulo, con respecto a las especificaciones del fabricante. Se calcula de la siguiente manera conforme a la gráfica obtenida de la ficha técnica del módulo:

$$\text{Pérdida de calidad del módulo} = -\left(\frac{\text{Máx}_{\text{eficiencia}} - \text{Min}_{\text{eficiencia}}}{\text{Vida útil}}\right)$$

$$\text{Pérdida de calidad del módulo} = -\left(\frac{98\% - 84.8\%}{25}\right)$$

$$\text{Pérdida de calidad del módulo} = -0.528\%$$

Figura 8. Garantía de Rendimiento del Módulo Fotovoltaico



El valor negativo denota que incrementa el rendimiento real del módulo, lo cual se expresa en la zona ploma (standard performance warranty), es decir, conforme pasen los años de 1 al 12 se garantiza que el módulo funcionará como mínimo al 90%, así como del año 12 a 25 se garantiza que el módulo funcionará con un mínimo de 84.8% de su rendimiento.

Degradación anual del módulo fotovoltaico:

Por último, debido a la degradación anual del panel se debe considerar la eficiencia para el periodo de cálculo, esto es 20 años.

- Pérdida por degradación anual (0,55%): 11%.

Considerando este valor, se tiene que para el año 20 los módulos fotovoltaicos contarán con una eficiencia de: 98% (Eficiencia el primer año) -11%: 87%.

Se han considerado módulos fotovoltaicos monocristalinos de 585Wp Half-Cell por las siguientes razones:

- Presentar mayores eficiencias >20%
- Los módulos half-cell o media celda trabajan mejor ante sombras parciales dado que solo afecta una parte del módulo y no todo el conjunto como sucede con los policristalino o módulos comunes
- Dinámicas del mercado. Actualmente los fabricantes de módulos fotovoltaicos ofrecen capacidades mayores a 500Wp, razón por la cual potencias menores de la indicada serán difíciles de adquirir en el año 2021-2022.
- El uso de módulos de mayor capacidad reduce la cantidad de equipos a emplear, así como el espacio requerido para la planta solar.

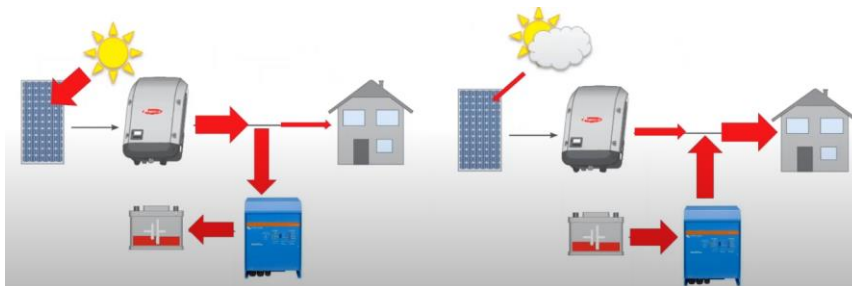
- Los módulos de 585Wp cuentan con voltajes menores a la familia de módulos de 440-470Wp, lo que permite instalar más series de paneles y facilita el conexionado.

Por último, estos módulos de alta eficiencia solo son fabricados en silicio monocristalino por ser ese tipo de celdas más eficientes. El voltaje en Circuito Abierto del módulo de 44,22Vcc y la corriente de Corto circuito es de 13,91A.

3.3.4.3. Modo de operación

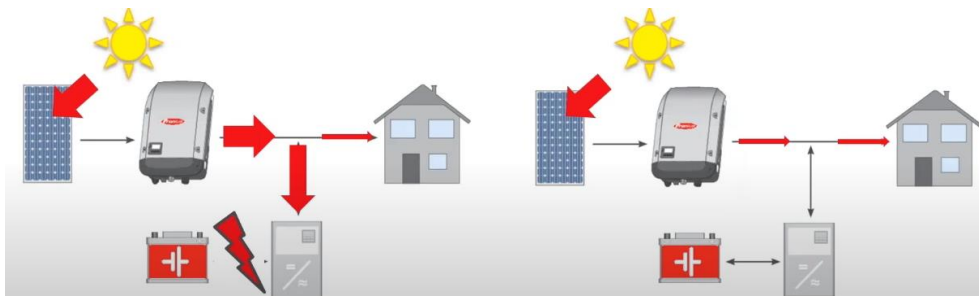
Se tiene que considerar que para este diseño se utilizaran inversores ON-GRID e inversores OFF-GRID. El primer tipo de inversor se empleó para entregar energía al sistema durante las horas del día, permitiendo reducir la cantidad de baterías requeridas. Además, este tipo de inversores son capaces de cargar las baterías entregar la energía por el inversor/cargador, este esquema se muestra en la Figura 9:

Figura 9. Acoplamiento AC/DC



A esto se le conoce como acoplamiento AC/DC debido a que, el inversor/cargador offgrid crea la red en base a la tensión de las baterías, y el inversor ongrid es capaz de acoplarse al sistema pudiendo entregar energía. El inversor ongrid también es capaz de cargar las baterías. Cuando las baterías estén cargadas completamente, el sistema dejará de cargarlas y se centrará en darle energía al sistema, como se muestra en la Figura 10.

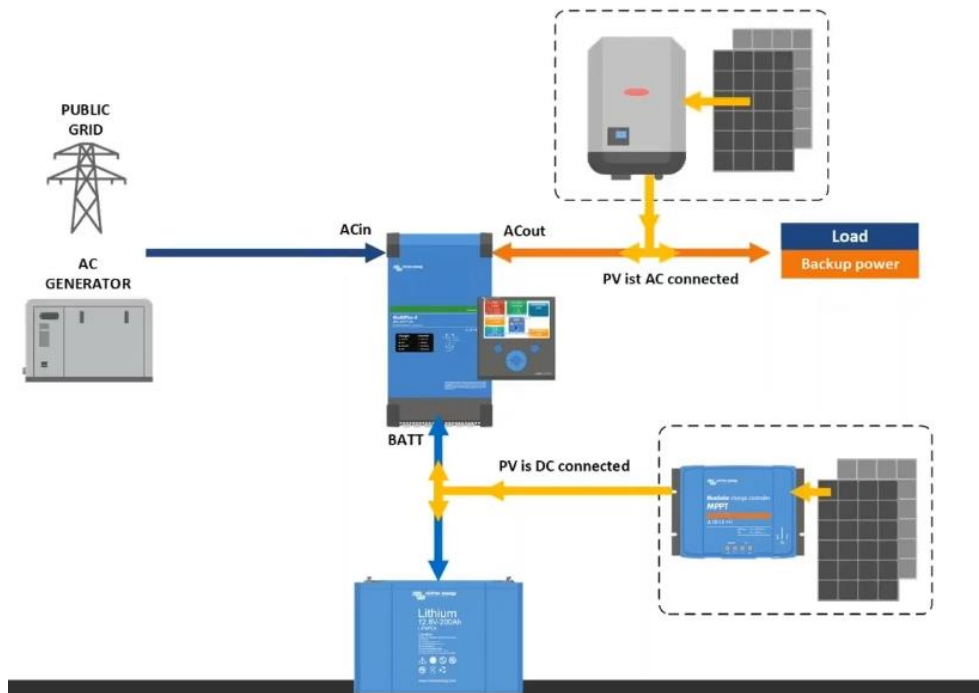
Figura 10. Funcionamiento AC/DC, batería cargada



Sin embargo, los inversores offgrid requieren de la tensión de la batería para funcionar, debido a que crean la red en base a la energía proveniente de las baterías. Esto resulta inconveniente al sistema porque la eficiencia de cargar las baterías con el inversor ongrid es de 70-80%, y si la batería está descargada el inversor offgrid se apagará, lo que repercute en el inversor ongrid dado que recibe los parámetros de red del inversor offgrid.

Entonces, bajo el escenario de descarga de la batería sucedería una falla total del sistema, porque ambos tipos de inversores dejarían de funcionar, se tendría que ver la manera de cargar la batería con el grupo electrógeno o empleando un controlador de carga. El controlador de carga a diferencia del inversor ongrid no se apaga cuando el inversor/cargador deja de funcionar, en su configuración este sigue funcionando lo que permite cargar la batería, y en un periodo de 1 a 2 horas conseguir que el voltaje de la batería se incremente lo suficiente como para encender el inversor/cargador. Esta ventaja garantiza que el funcionamiento del sistema, permitiendo que la batería se cargue más rápido con la ayuda del inversor ongrid y el controlador de carga. Este acoplamiento se muestra en la Figura 11.

Figura 11. Acoplamiento de controlador de carga, inversor ongrid y offgrid



3.3.4.4. Potencia de inversores

Entonces se tendrá que dimensionar el sistema fotovoltaico para los inversores ongrid y offgrid. La potencia máxima del sistema es de 41.13 kW. Según el informe de OSINERMINING denominado “Generación de Instalaciones Aisladas en Alerta - 2019”, se recomienda un margen de reserva, obtenido por la siguiente fórmula:

$$\text{Margen de reserva (\%)} = \left(\frac{\text{Potencia Efectiva} - \text{Demanda Máxima}}{\text{Demanda Máxima}} \right) * 100\%$$

El margen de reserva en generación es esencial para asegurar que los sistemas eléctricos aislados puedan satisfacer la demanda eléctrica de manera confiable. Según la Resolución OSINERGMIN N° 056-2018-OS/CD y el Informe N° 173-2018-GRT sobre "Determinación de los precios en Barra", se establece un requisito mínimo de un margen de reserva del 30%. En función de este margen de reserva requerido, se calcula la potencia efectiva del Sistema de Generación Fotovoltaico.

$$\text{Potencia Efectiva} = \text{Demanda Máxima} * (1 + 30\%)$$

$$\text{Potencia Efectiva} = 41.13 * 1.3 = 53.46 \text{ kW}$$

Este valor nos sirve para determinar la potencia del inversor offgrid, la cual debe superar como mínimo la potencia efectiva, conforme a esto se determinó 9 inversores/cargadores de 8 kVA con una potencia activa de 6.4kW, siendo:

$$\text{Potencia total de los inversores/cargadores} : 9 * 6.4\text{kW} = 57.6\text{kW}$$

Se obtiene que la capacidad de los inversores/cargadores es de 72kVA. Se seleccionaron 9 porque se desea brindar un Sistema trifásico, y los inversores/cargadores son monofásicos. Ahora se debe seleccionar la capacidad del inversor ongrid, el cual debe seguir la siguiente regla:

$$\frac{\text{Potencia Activa}_{\text{inversor/cargador}}}{\text{Potencia Activa}_{\text{inversor ongrid}}} \leq 1$$

En base a esto, se seleccionaron dos inversores ongrid de 27kVA (27kW) con una potencia activa total de 54kW, siendo menor a los 57.6kW de capacidad de los inversores offgrid y cumpliendo con la regla.

3.3.4.5. Potencia Fotovoltaica Inversor Ongrid

Se dimensiona conforme a la energía demandada durante las horas del día (09:00-15:00), siendo para el año 20 un total de 152.03kWh-día. Difiere en el caso del cálculo conforme al sistema aislado porque se dimensiona para apoyar el sistema durante todo el año sin perder energía por clipping, conforme a esto, se determina de la siguiente manera:

$$\# \text{ Módulos} \geq \frac{p * E_{\text{módulos}} * P_{\text{módulo}} * \sum_{i=1}^{12} GHI_i * \# \text{días}_i}{Dem_{\text{anual diurna (20)}}}$$

Donde, se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 12. Cálculo de número de módulos del sistema ongrid.

MES	GHI	DIAS	ENERGIA (kWh)
Enero	4.85	31	54.50
Febrero	4.84	28	49.13
Marzo	4.63	31	52.03
Abril	4.69	30	51.01
Mayo	4.7	31	52.82
Junio	4.46	30	48.51

Julio	5.02	31	56.42
Agosto	5.49	31	61.70
Setiembre	5.54	30	60.25
Octubre	5.22	31	58.66
Noviembre	5.44	30	59.16
Diciembre	4.95	31	55.63
ENERGIA ANUAL 1 MÓDULO			659.82
# MÓDULO			85
P DC (kW)			49.725

Esto nos indica que la potencia requerida para alimentar las cargas diurnas es de 49.725 kWp con un total de 85 módulos. Para el cálculo de la potencia total por instalar se debe trabajar con las entradas admisibles de voltaje y corriente del inversor ongrid, el cual cuenta con una entrada MPP con voltaje en operación MPPT de 850 Vdc, por lo que la cantidad de módulos conectados en serie son:

$$\frac{850V_{mpp}}{44.22V_{mpp}} = 19$$

Sin embargo, se debe de considerar la variación de temperatura, dado que existe un incremento del voltaje debido a la disminución de la temperatura del módulo fotovoltaico, según las características técnicas brindadas por el fabricante este valor es de -0.28%/C°, el signo indica la relación inversa que existe entre la temperatura y el voltaje. Entonces, dado que la temperatura promedio de la zona de estudio es de 24.9 °C, y los datos obtenidos de la ficha técnica están a 25°C, se tiene un incremento de tensión. La máxima tensión es un punto de seguridad eléctrica muy importante. Se debe comprobar la máxima tensión alcanzada para la correcta selección de conductores y equipos.

La máxima tensión se determina mediante:

$$V_{m\acute{a}x} = N_s * V_{mpp} * \left[1 + \left((T_{min} - T_{STC}) * \left(\frac{Tk_{Voc}}{100} \right) \right) \right]$$

Donde:

- N_s = Número de módulos por string.

- V_{oc} = Tensión de circuito abierto del módulo en el punto de máxima potencia
- T_{min} = Temperatura ambiente mínima para el sitio de instalación [$^{\circ}$ C].
- T_{STC} = Temperatura en condiciones de prueba estándar, 25° C
- $Tk_{V_{oc}}$ = coeficiente de temperatura de tensión de corriente abierta del módulo [$\%/^{\circ}$ C], siempre expresado como un valor negativo.

Entonces, se tiene:

$$V_{m\acute{a}x} = 19 * 44.22 * \left[1 + \left((24.9 - 25) * \left(\frac{-0.28}{100} \right) \right) \right]$$

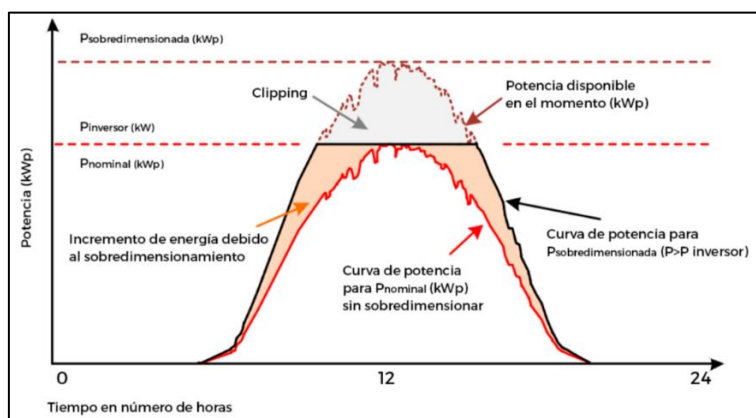
$$V_{m\acute{a}x} = 844 \text{ V}$$

Esto indica que se pueden conectar 19 módulos en serie para el sistema. Por otro lado, la corriente mpp del módulo es de 13.17 A.

$$\frac{44.7A}{13.17A} = 3.62$$

En concordancia con lo obtenido se selecciona trabajar con 19 módulos en serie los cuales se pueden conectar hasta 3 en paralelo. Otro factor importante en el diseño es la relación AC/DC entre la potencia del arreglo fotovoltaico y la potencia de salida del inversor ongrid. Para zonas de la selva donde la radiación es baja se recomienda un valor AC/DC entre 1.1 y 1.2, de modo que se tenga una menor pérdida por clipping (este se muestra en la figura siguiente como la zona gris).

Figura 12. Pérdida por clipping del sistema fotovoltaico



Habiendo seleccionado el inversor 27 kW, se tiene que la potencia máxima requerida para este inversor es de:

$$\text{Potencia fotovoltaica para inversor de 27kW} = 27 \times 1.2 = 32.4 \text{ kW}$$

Al dividir la potencia mínima requerida para el subsistema entre la potencia unitaria, obtenemos la cantidad aproximada de módulos fotovoltaicos requeridos.

$$\text{Número de Módulos fotovoltaicos: } \frac{32,4\text{kWp}}{0,585\text{kWp}} = 55.4$$

Debido a que se desea trabajar con la mayor cantidad de módulos fotovoltaico, se seleccionó un arreglo de 18 módulos en serie (string), con 3 string en paralelo, haciendo un total de 54 módulo fotovoltaicos para un inversor ongrid, por lo tanto, se tiene un total de 108 módulos para los inversores con una capacidad de 63.18 kWp.

Tabla 13. Resumen de potencia instalada de sistema fotovoltaico para el inversor offgrid

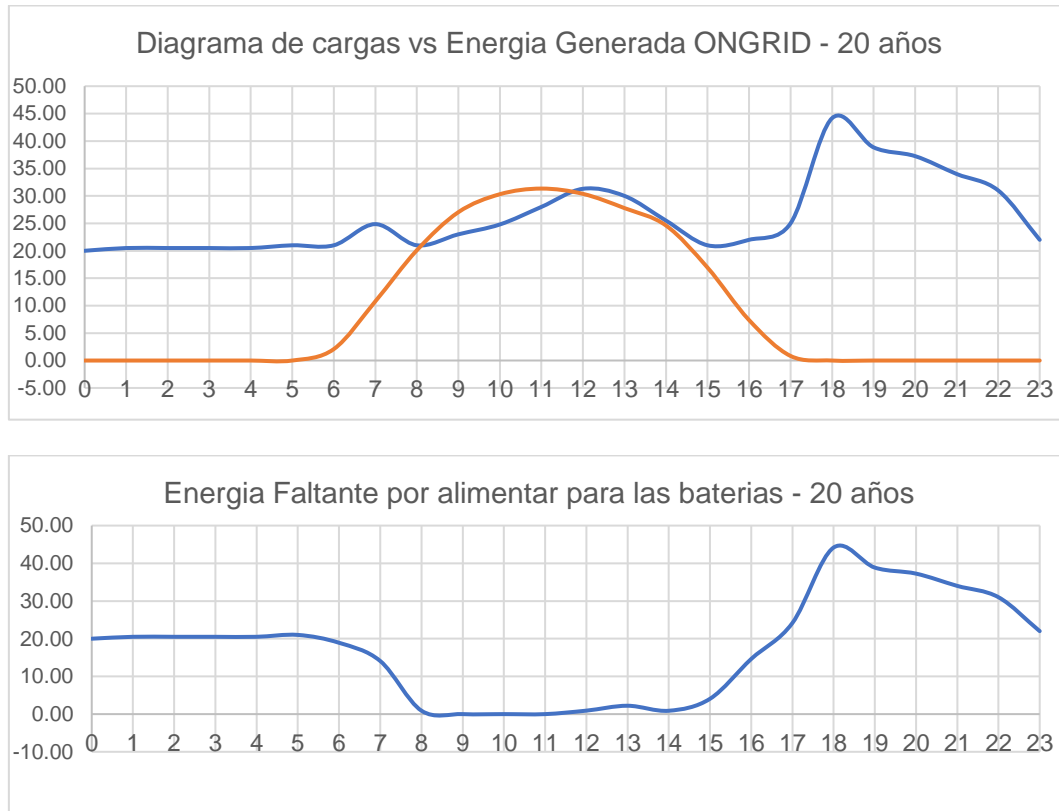
Potencia Fotovoltaica	Potencia del inversor	Número de inversores	Número de strings	Número total de Módulos
63.18 kWp	27 kVA	2	6	108

3.3.4.6. Potencia Fotovoltaica Inversor/Cargador Offgrid

Este sistema se dimensionó con base en la energía que falta alimentar, la cual obtendremos de restar la energía generada por el sistema ongrid en el mes con menor radiación (junio) de la curva de demanda a 20 años. La simulación del sistema ongrid se

realizó empleando el software System Advisor Model (SAM) para obtener las curvas de generación promedio mensual del sistema.

Figura 13. Energía alimentar por las baterías y sistema fotovoltaico del inversor/cargador-año 20



La energía demandada faltante es de 372.61 kWh, esta se ve reflejada en el la figura inferior donde se aprecia la baja significativa de demanda en las horas del día, dado que esas horas el sistema ongrid será el encargado principal de brindar energía. En base a esto:

$$P_{PVi} \geq \frac{Dem_{diaria(20),1}}{p * GHI_{min} * Ef_{módulos}}$$

$$P_{PVi} \geq \frac{372.61}{71,23\% * 4,46 * 87\%}$$

$$P_{PVi} \geq 134.82 \text{ kWp}$$

Conforma a esto se tiene un total de módulos de:

$$\text{Número de Módulos Fotovoltaicos: } \frac{134.82\text{kWp}}{0.585\text{kWp}} = 231$$

Esto nos indica que la potencia mínima requerida por el Sistema es de 134.82 kWp con una total aproximado de 231 módulos como mínimo. Para el cálculo de la potencia total por instalar se debe trabajar con los arreglos compatibles con el controlador de carga del sistema (dado que el sistema fotovoltaico se conecta directamente a los controladores de carga para pasar al inversor/cargador como se muestra en la figura 7), donde el máximo voltaje admisible por el controlador es de 450Vcc. El voltaje en Circuito Abierto del módulo es de 53.65 Vcc.

$$\frac{450 \text{ Vcc}}{53.65 \text{ Vcc}} = 8.4$$

Similar que en el caso de análisis de cantidad de módulos por string en el inversor ongrid, se debe comprobar la máxima tensión alcanzada para la correcta selección de conductores y equipos. Entonces, se tiene:

$$V_{\text{máx}} = 8 * 53.65 * \left[1 + \left((24.9 - 25) * \left(\frac{-0.28}{100} \right) \right) \right]$$

$$V_{\text{máx}} = 429.3 \text{ V}$$

Esto indica que se pueden conectar 8 en serie para el sistema. Por otro lado, la corriente de corto circuito del módulo es de 13.91 A.

$$\frac{70\text{A}}{13.91\text{A}} = 5$$

Se pueden conectar hasta 5 string en paralelo. Pero existe otro criterio que es que la capacidad del sistema fotovoltaico no sobrepase el 30% de la capacidad nominal de entrada del controlador de carga, la cual es de 7200W, entonces:

$$\frac{7200W}{585W} = 12.31$$

En concordancia con lo obtenido se selecciona trabajar con 12 módulos, de los cuales se tiene una configuración de 6 módulos en serie con 2 strings en paralelo. Entonces, teniendo que cada controlador de carga puede soportar 12 módulos y se requiere de 231 módulos como mínimo en base a esto:

$$\frac{231}{12} = 20 \text{ controladores de carga}$$

Conforme a esto, se tiene 20 controladores de carga con un total de 234 módulos fotovoltaicos con una potencia fotovoltaica total de 136.89 kWp.

Se obtuvo el siguiente resumen:

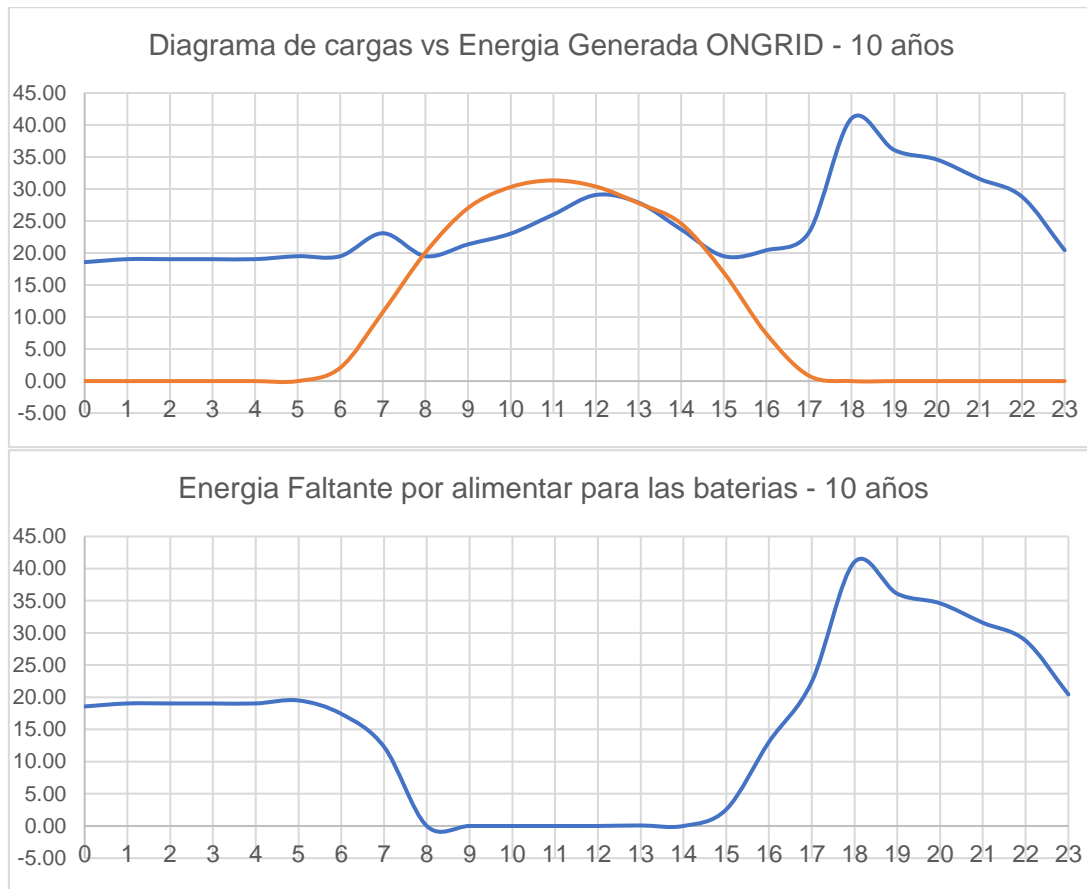
Tabla 14. Resumen de potencia instalada de sistema fotovoltaico para el inversor offgrid.

Número de controladores de carga	Número de módulos por controlador de carga	Número de strings	Número de módulos	Potencia fotovoltaica de sistema
20	12	39	234	136.89 kWp

3.3.4.7. Capacidad de las baterías

Se consideró que la capacidad debe ser mayor igual a la energía consumida por la comunidad en horas de baja radiación. La energía considerada fue la proyectada al año 10, dado que es el tiempo estimado de vida útil para las baterías. Similar al caso anterior, se dimensionó conforme a la energía demandada no cubierta por el sistema ongrid en el año 10, conforme a esto tenemos la Figura 14.

Figura 14. Energía alimentar por las baterías y sistema fotovoltaico del inversor/cargador- Año 10



La energía demandada faltante es de 345.40 kWh, esta se ve reflejada en el la figura inferior donde se aprecia la baja significativa de demanda en las horas del día, dado que esas horas el sistema ongrid será el encargado principal de brindar energía. Para el cálculo de la capacidad mínima requerida por la batería, se cuenta con la siguiente fórmula.

$$ESS \geq \frac{Dem_{diaria(10),1}}{Ef_{ESS} \times DOD}$$

Donde:

Ef_{ESS} : Eficiencia del sistema de almacenamiento. La eficiencia total de la batería es de 90.97% (-5.50% por pérdida de eficiencia y -3.74% por pérdida eficiencia de corriente carga/descarga)

DOD: Profundidad de descarga recomendada por el fabricante para cumplir el ciclaje de la ficha técnica (>6000 ciclos). En este caso es 95%, como el sistema se requiere que funcione durante 10 años, el número de ciclos a emplear durante ese tiempo (considerando un ciclo por día) es de 3650 ciclos, lo cual garantiza que para ese tiempo su DOD seguirá siendo de 95%.

Entonces, la capacidad del sistema de baterías mínimo es de:

$$ESS \geq \frac{345.40}{90.97\% \times 95\%}$$

$$ESS \geq 399.68 \text{ kWh}$$

La batería seleccionada tiene una capacidad de 3.5 kWh a voltaje de 48V (conforme a la salida de voltaje del controlador de carga). Dividiendo la capacidad mínima entre la capacidad de la batería se tiene un total de:

$$\text{Número de baterías} = \frac{399.68}{3.5} \cong 115$$

Se tiene un total de 115 baterías de litio para garantizar la autonomía del sistema. Sin embargo, se debe analizar la cantidad de baterías a emplear mediante la simulación PVSYST (Anexo), donde se determinó que la cantidad necesaria es de 115. Estas se pueden conectar hasta 7 en paralelo en un rack, conforme a esto se tiene:

$$\text{número de racks de baterías} = \frac{115}{7} = 17$$

Se tiene un total de 17 racks de baterías, donde cada una de estas tendrá 7 baterías conectadas en paralelo. Ahora, para gestionar la carga y descarga, así como el balance de las baterías, se emplea un gestor de baterías (LV-HUB) el cual tiene la capacidad de gestionar hasta 5 racks de baterías al mismo tiempo. Conforme a esto:

$$\text{número de gestores de baterías} = \frac{17}{5} \cong 4$$

Se tiene un total de 4 LV-Hub, para hacer el sistema simétrico conforme a la conexión a la barra, se tiene que dos sistemas tendrán 5 racks de baterías y los otros dos restantes tendrán 4 racks, haciendo el total de los 17. El cálculo de la energía requerida por las baterías se realizó utilizando el software PVSyst, y de manera iterativa. Los resultados se muestran en el Anexo de los cálculos justificativos del sistema de generación fotovoltaica del volumen V. El resumen del diseño se muestra a continuación:

Tabla 15. Resumen de capacidad de almacenamiento

Número de baterías	Capacidad unitaria de la batería	Número de racks de baterías	Número de gestionadores de baterías	Capacidad total del sistema de baterías
115	3.5 kWh	17	4	402.5 kWh

Siendo un total de 402.5 kWh de almacenamiento para el presente proyecto.

3.3.4.8. Cálculo Energético

Para el cálculo de energía y operación del sistema fotovoltaico se emplearon las comparaciones de recursos atmosféricos (radiación). Conforme a los datos obtenidos tenemos los siguientes:

Figura 15. Datos atmosféricos de la NASA de la zona de estudio

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /día	Temperatura °C
Enero	4.55	2.29	28.5
Febrero	4.32	2.36	27.8
Marzo	4.27	2.33	28.1
Abril	4.22	2.13	27.5
Mayo	4.28	1.90	27.8
Junio	4.27	1.76	27.9
Julio	4.62	1.75	27.8
Agosto	4.99	1.93	28.9
Septiembre	5.19	2.17	30.2
Octubre	5.09	2.32	30.7
Noviembre	4.80	2.30	29.8
Diciembre	4.59	2.25	29.1
Año	4.60	2.12	28.7

Figura 16. Datos atmosféricos de NREL de la zona de estudio

	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento
	kWh/m ² /día	kWh/m ² /día	°C	m/s
Enero	4.85	2.52	25.1	0.13
Febrero	4.84	2.74	25.4	0.12
Marzo	4.63	2.81	24.9	0.16
Abril	4.69	2.40	24.8	0.17
Mayo	4.70	2.11	24.4	0.17
Junio	4.46	1.79	24.5	0.20
Julio	5.02	1.75	23.8	0.20
Agosto	5.49	1.85	24.6	0.15
Septiembre	5.54	2.26	26.2	0.12
Octubre	5.22	2.45	25.3	0.12
Noviembre	5.44	2.53	25.1	0.16
Diciembre	4.95	2.36	25.1	0.15
Año	4.99	2.29	24.9	0.2

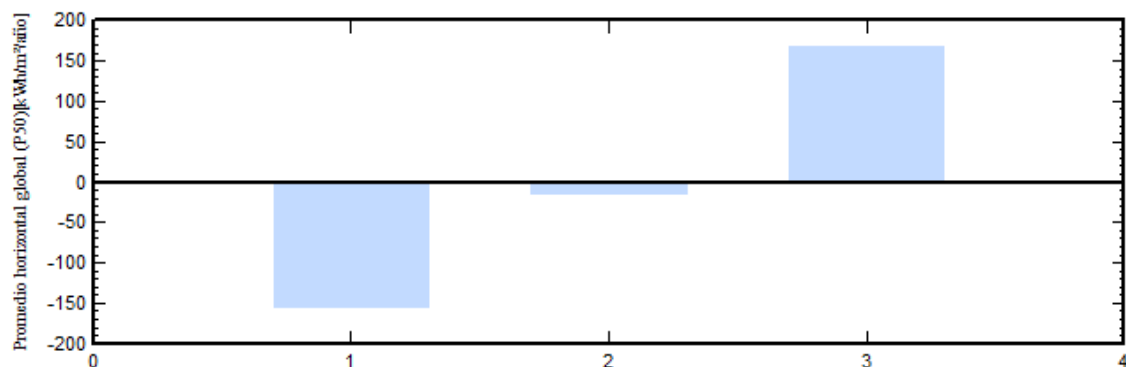
Figura 17. Datos atmosféricos de METEONORM de la zona de estudio

	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento	Turbidez Linke	Humedad relativa
	kWh/m ² /día	kWh/m ² /día	°C	m/s	[-]	%
Enero	5.88	2.36	27.4	1.80	3.221	79.1
Febrero	5.68	2.69	27.2	1.60	3.272	81.1
Marzo	5.64	2.44	27.1	1.39	3.184	81.8
Abril	5.77	2.12	27.0	1.40	3.160	82.5
Mayo	5.47	1.87	27.3	1.40	3.086	79.8
Junio	5.35	1.85	26.6	1.40	3.103	81.1
Julio	5.42	1.92	26.8	1.30	3.171	78.9
Agosto	5.45	2.28	27.9	1.49	3.862	74.5
Septiembre	5.50	2.54	27.8	1.50	4.314	76.4
Octubre	5.20	2.36	28.0	1.60	3.523	77.1
Noviembre	5.19	2.60	27.6	1.70	3.446	79.5
Diciembre	5.30	2.45	27.6	1.90	3.305	79.2
Año	5.49	2.29	27.4	1.5	3.387	79.2

Como se puede mostrar, la base de datos de la NASA tiene los niveles de irradiancia más bajos, seguidos de NREL y METEONORM. Sin embargo, las otras dos bases de datos meteorológicas consideran más datos relevantes para el análisis de los sistemas fotovoltaicos como los son la temperatura, la velocidad de viento, la turbidez de linke (que mide el nivel de atenuación de la radiación debido a partículas sólidas y líquidas de aire), y humedad entre otros.

Hay que considerar también la cantidad de datos que se tiene, en el caso de la NASA se cuenta con datos de radiación de 1998 a 2016 (19 años), METEONORM de 2010 a 2014 (5 años) y NREL de 1998 a 2016 (19 años). En este caso, NREL y NASA cuentan con más años de datos de radiación, sin embargo, el último año registrado de la NASA es del año 2016 y NREL es más reciente, contando que este último lleva desarrollando softwares y estudios relacionados a los datos meteorológicos y orientándolos a diseños de sistema de generación (como SAM y HOMER). Otro valor a considerar es que el solsticio de invierno es día con menor radiación del año (esto considerando un cielo despejado), en base a esta premisa el menor nivel de radiación se obtendrá del mes de junio, lo cual no se cumple en la base de datos de METEONORM siendo de 5.19 en noviembre. Haciendo un promedio de todas las bases de datos se tiene que:

Figura 18. Comparación de las diversas bases de datos meteorológicos



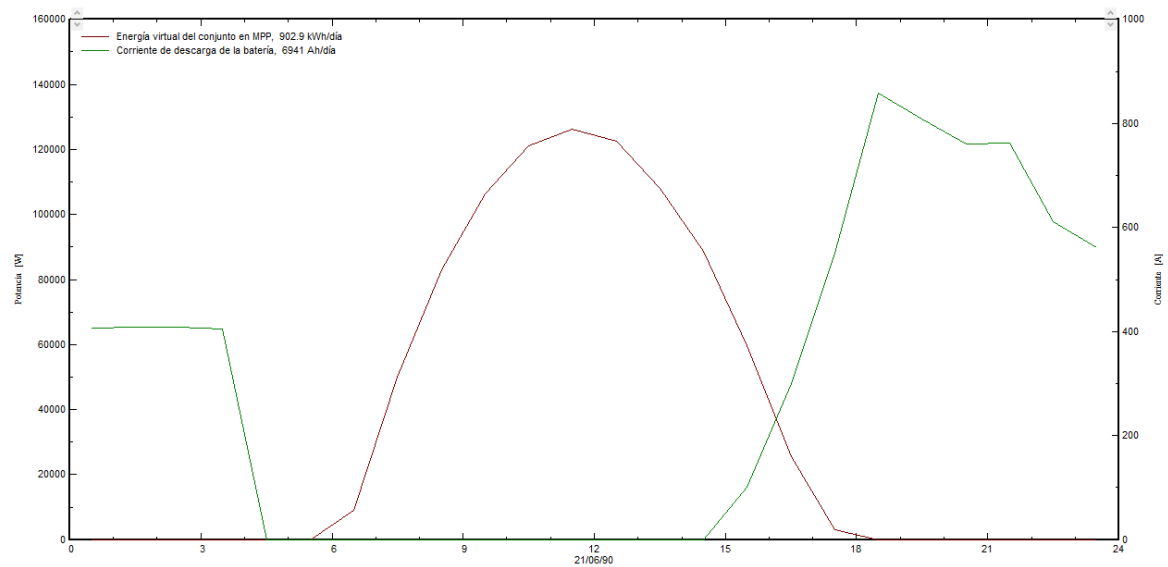
Siendo la base de datos de NREL la que se acerca más al promedio de datos, por este motivo se seleccionó esta base de datos, debido a que se desarrolló el sistema ongrid en el software SAM y el sistema offgrid en PVsyst.

Por otro lado, los archivos de simulación del PVsyst muestran los resultados de energía a nivel mensual y anual, así como el diagrama de pérdidas. La simulación incluye

la modelación de días en los cuales la insolación es incluso menor de la mínima promedio, por lo cual se tienen escenarios subestimados.

La Figura 19 muestra la energía dada por la batería (estado de carga - SOC) y la producción de los controladores de carga, para el día con menor irradiación (21 de junio).

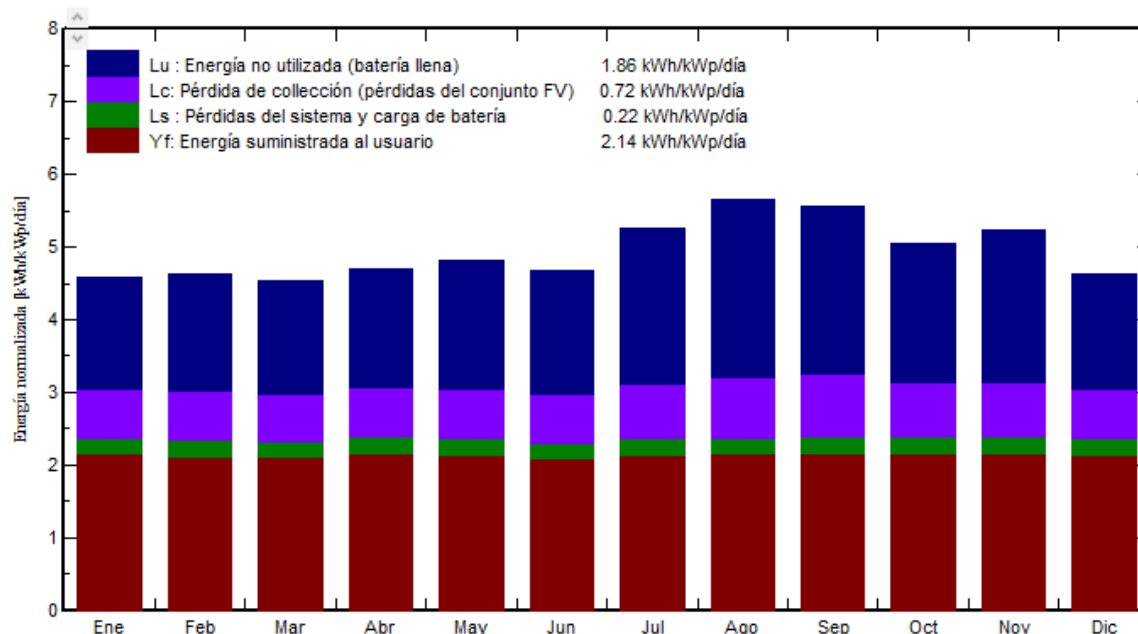
Figura 19. Generación de energía del sistema fotovoltaico offgrid y descarga de la batería



Cabe mencionar, que la simulación en PVsyst se ha realizado con la curva de demanda inferior de la figura 10, sin considerar la producción de energía brindada por el sistema ongrid. Es decir, la energía generada por el sistema offgrid tendrá como función principal generar energía para cargar las baterías, y como otra función la de suministrar energía durante las horas del día si fuera necesario. En contraposición, el sistema ongrid tiene como función principal alimentar las cargas durante las horas del día, y pudiendo cargar las baterías si existiera una baja demanda.

En todo caso, el sistema ha sido diseñado para el día del año con menor radiación y tomando la máxima demanda del sistema, tomando en cuenta que en promedio los demás meses del año presentan un mejor nivel de irradiancia lo que repercute en mayor producción de energía.

Figura 20. Producciones Normalizadas por kWp instalado



Como indica la figura anterior, existe pérdida por energía no utilizada (batería cargada), lo que es conveniente dado que se requiere que la batería esté cargada para que el sistema fotovoltaico funcione adecuadamente.

Asimismo, se debe considerar el escenario donde exista una falla del sistema fotovoltaico, siendo necesario implementar un grupo generador como respaldo, el cual estará operando desde las 18:00hr hasta las 7:00hr del día siguiente (noche). Este tipo de funcionalidad es acorde a un sistema de Microrred donde es necesario una fuente de respaldo ante las intermitencias de la radiación solar y carácter estocástico de dicha variable climática.

La selección del grupo electrógeno se hace tomando en cuenta la potencia máxima del sistema, siendo esta de 41.13 kW y con un pico del 125% de esa potencia. Se selecciona un grupo electrógeno (G.E.) con una potencia de 55 kW.

Conforme al cálculo energético se tiene que la energía útil producida por el sistema fotovoltaico offgrid es de 116223 kWh, y cada inversor ongrid es capaz de generar 43777 kWh, sumando un total de 203.78 MWh al año, que es superior a la energía demanda en el año 10 de 194.56 MWh. Todos estos resultados se presentan mejor en los Anexos. La siguiente tabla muestra un resumen de componentes:

Tabla 16. Resumen de cálculo energético

LAS PALMAS		
POTENCIA ESTIMADA	342.00	Módulos
	200.07	kWp
ENERGÍA DISPONIBLE	203.78	MWh/año
ENERGÍA DEMANDADA	194.56	MWh/año
BATERÍAS	115.00	baterías
	8,385.42	Ah

3.3.4.9. Dimensionamiento de conductores, tuberías y bandejas

La presente sección tiene como objeto calcular la caída de tensión para la microrred diseñada, con el fin de dimensionar las secciones de los conductores a utilizar.

La planta fotovoltaica generará energía en forma de corriente directa (DC) y deberá transportarse desde la salida de los strings (cadenas) a los tableros fotovoltaicos - DC y posteriormente hasta los controladores de carga e inversores. Se calculó la sección de conductor necesario para cada conexión y la caída de tensión asociada.

Normativa:

Se tomaron las normas impuestas por el CNE. Este diseño sigue en su mayoría las normas internacionales propuestas por el NEC de Estados Unidos, el IEEE, el IEC y el UL. Las referencias tomadas son:

- Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 Sección 016
- Código Nacional de Electricidad Utilización Sección 030
- Norma Técnica Peruana NTP 370.301

- IEC 60364-5-523 “Electrical installations of building. Part 5: Selection and erection of electrical equipment”
- IEC 60287 “Calculation of the electrical cables. Calculation of the current rating”
- Norma IEEE, Standard Power Cable Ampacity Tables, IEEE 835.
- Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 Sección 003
- Código Nacional de Electricidad Utilización Sección 060
- National Electrical Code NEC 2017, Article 690: Photovoltaic Systems
- IEC 60364: Low-voltage electrical installations, Part 7-712
- IEC 61730-1:2016
- Solar America Board for Codes and Standards (Solar ABCs)
- ASTM B 8: Conductores de cobre cableados concéntricamente, temple duro, semi-duro o blando.
- UL 4703: Norma para conductor unipolar aislado con o sin cubierta para sistemas de energía fotovoltaicos de 600, 1000 ó 2000 V.

Conductores DC:

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes.

a) Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.

Es importante asegurarse de que la temperatura del conductor del cable, cuando está operando a plena carga y en condiciones continuas, no supere la temperatura máxima permitida según los materiales utilizados para el aislamiento del cable. Esta temperatura máxima permitida se encuentra especificada en las normas particulares de los cables y

suele ser de 70°C para cables con aislamiento termoplástico y de 90°C para cables con aislamiento termoestable.

b) Criterio de la caída de tensión.

La circulación de corriente a través de los conductores de un cable provoca la pérdida de potencia transportada y una caída de tensión, que es la diferencia entre las tensiones en el origen y el extremo del cable de distribución. Esta caída de tensión debe mantenerse por debajo de los límites establecidos por las regulaciones en cada parte de la instalación eléctrica para garantizar el funcionamiento adecuado de los dispositivos alimentados por el cable.

En el caso de sistemas fotovoltaicos, es crucial limitar la caída de tensión en el circuito de corriente continua (DC) a un máximo del 1.5%. En situaciones excepcionales, esta caída de tensión no debe superar el 3%. La fórmula aplicable para el cálculo de la sección del conductor en DC es:

$$S = 2 \cdot \rho \cdot \frac{PL}{U_{dc} \cdot \Delta U_{dc}}$$

S: Sección calculada según el criterio de la caída de tensión máxima admisible en mm².

ρ : Resistividad del conductor a temperatura de servicio prevista para el conductor ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

P: Potencia activa prevista para la línea, en W.

L: Longitud de la línea en m.

ΔU_{dc} : Caída de tensión máxima admisible en voltios.

U_{dc} : Tensión nominal de la línea.

En el caso de las cadenas se tiene una potencia 3510 W para las entradas de los controladores de carga (debido a que se tiene string de 6 módulos conectados en serie), mientras que los strings para los inversores ongrid tienen una potencia de 10.53 kW dado que son 18 módulos conectados en serie a cada entrada mppt.

La resistividad del conductor a temperatura de servicio prevista para el conductor se puede obtener de la siguiente tabla, la cual corresponde a 0,023 para conductores termoestables.

Tabla 17. Resistividad de conductores

Material	Termoplásticos (PVC, poliofelinas Z1 o similares)				Termoestables (Tipo XLPE, EPR, poliofelinas Z, silicona...)	
	ρ 20°C	σ 20°	ρ 70°C	σ 70°	ρ 90°C	σ 90°
Cobre	0.018	56	0.021	48	0.023	44
Aluminio	0.029	35	0.033	30	0.036	28

En caso del sistema DC la caída de tensión adecuada para sistemas fotovoltaicos debe ser menor a 1.5% y, en caso extremo, no debe superar el 3%. Es importante tener en cuenta que esta pérdida se producirá en el momento que los módulos fotovoltaicos produzcan la potencia máxima, por lo cual ocurrirá solo unas cuantas horas al día.

c) Criterio de la intensidad de cortocircuito.

La temperatura que podría alcanzar el conductor del cable debido a un cortocircuito de corta duración no debe superar la temperatura máxima admisible de corta duración asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable. Esta temperatura máxima de corta duración está definida en las normas específicas de los cables y suele ser de 160°C para cables con aislamientos termoplásticos y de 250°C para cables con aislamientos termoestables.

Es importante destacar que, en instalaciones de baja tensión, el criterio de la intensidad de cortocircuito no es tan relevante como lo es en sistemas de alta y media tensión. Esto se debe a que las protecciones contra sobreintensidad en las instalaciones de baja tensión limitan la duración de los cortocircuitos a períodos muy cortos, y las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito también limitan la intensidad de

cortocircuito. Por lo tanto, en nuestro caso, no consideraremos el criterio de la intensidad de cortocircuito.

Para lograr una uniformidad en las secciones de los conductores, se recomienda utilizar los siguientes conductores especiales:

Tabla 18. Conductores DC

String a Controlador de carga (offgrid)	
Tipo de conductor:	UNIPOLAR COBRE N2X FOTOVOLTAICO
Sección (de acuerdo al string)	16 mm ² – 6 AWG
Cantidad por circuito:	2 por string, ROJO Y NEGRO
Tensión de Operación Mínima	1.5kV
Aislamiento de los conductores	Poliolefina XLPE antillama
String a Tablero fotovoltaico (ongrid)	
Tipo de conductor:	Unipolar cobre estañado clase 5
Sección (de acuerdo al string)	6 mm ² - 10 AWG
Cantidad por circuito:	2 por string, ROJO Y NEGRO
Tensión de Operación Mínima	1.5kV
Aislamiento de los conductores	Poliolefina XLPE antillama
String de Tablero fotovoltaico a inversor ongrid	
Tipo de conductor:	UNIPOLAR COBRE N2X FOTOVOLTAICO
Sección (de acuerdo al string)	16 mm ² – 6 AWG
Cantidad por circuito:	2 por string, ROJO Y NEGRO
Tensión de Operación Mínima	1.5kV
Aislamiento de los conductores	Poliolefina XLPE antillama
Cable de controlador de carga a barra DC (offgrid)	
Tipo de conductor:	Unipolar cobre estañado clase 5
Sección	25 mm ² - 4 AWG
Cantidad por circuito:	2 cables x salida, ROJO Y NEGRO
Tensión de Operación Mínima	1.5kV
Aislamiento de los conductores	Poliolefina XLPE antillama
Cable de inversor offgrid a barra DC	
Tipo de conductor:	Unipolar cobre estañado clase 5
Sección	50 mm ² – 1 AWG
Cantidad por circuito:	2 por entrada a inversor offgrid, ROJO Y NEGRO
Tensión de Operación Mínima	1.5kV
Aislamiento de los conductores	Poliolefina XLPE antillama
Cable de batería	
Tipo de conductor:	Unipolar cobre estañado clase 5
Sección	70 mm ² – 2/0 AWG
Cantidad por circuito:	2 por rack de batería, ROJO Y NEGRO
Tensión de Operación Mínima	1.5kV
Aislamiento de los conductores	Poliolefina XLPE antillama

El cálculo y tablas de dimensionamiento de los conductores DC se muestran en el Anexo Dimensionamiento de Palmas.

Conductores AC:

Para el cableado de corriente continua, se utilizará cable de cobre flexible con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) de distintas secciones. Estos cables

pueden tener uno o más conductores y una tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV. El dimensionado de esta sección dependerá de la cantidad de energía que se transportará y de la distancia que recorrerá la corriente eléctrica. Para optimizar la sección del cableado, utilizaremos el criterio de la caída de tensión máxima admisible. Las siguientes ecuaciones nos permitirán calcular la sección (S) mínima requerida para garantizar que no se supere una caída de tensión (V) del 5% con respecto a la tensión nominal de la red en el cableado de una instalación en corriente alterna:

La fórmula aplicable para el cálculo de la sección del conductor en trifásico en AC es:

$$S = \frac{c * \rho * P * L}{\Delta U_{III} * U_1}$$

Donde:

S: Sección calculada según el criterio de la caída de tensión máxima admisible en mm².

c: Incremento de la resistencia en alterna (Se puede tomar c=1,02)

ρ : Resistividad del conductor a temperatura de servicio prevista para el conductor ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

P: Potencia activa prevista para la línea, en W.

L: Longitud de la línea en m.

ΔU_{III} : Caída de tensión máxima admisible en voltios en líneas trifásicas.

U_1 : Tensión nominal de la línea (380 V en trifásico)

Siendo el valor de P igual a:

- 55 kW desde el grupo generador electrógeno (Standby)
- 6.4 kW para cada inversor offgrid (monofásico)
- 27 kW para cada inversor ongrid (trifásico)
- 57.6 kW para el sistema de conexión entre inversores (la capacidad máxima del sistema offgrid).

Se decide emplear una caída de tensión máxima de 2.5%.

La conducción se realizará en tres tramos, desde los inversores hasta el tablero fotovoltaico AC y, de este hasta el tablero de transferencia (TTA), y desde este último hacia la subestación. La longitud, depende de la ubicación de los equipos. El valor de resistividad del conductor es 0.023. Después de optimizar la sección del cable en cada uno de los tramos para minimizar las pérdidas por efecto Joule, es necesario verificar que la sección seleccionada para cada conductor admita un 25% adicional sobre la intensidad de corriente máxima de los inversores y el grupo generador. Estos valores se calculan utilizando la siguiente fórmula:

$$I_{\max} = \frac{P}{V \times \sqrt{3} \times F_{\text{tot}}}$$

Donde:

P: Potencia en kVA

V: 380 Voltios (trifásico), 220 (monofásico)

F_{tot}: 0,96 según la norma UNE 20460

Con el fin de uniformizar las secciones de cables por emplear y contar con una caída de tensión menor a 2.5% en total (desde los inversores hasta las subestaciones) se decide trabajar del siguiente modo.

Se tomo como valores el método de instalación F (cables unipolares en canalizaciones) según el Código nacional de electricidad. En ese caso es posible trabajar con calibres mayores o iguales a 70mm² para conductores XLPE.

Asimismo, debido a que los conductores tanto provenientes del grupo electrógeno, así como de los inversores y string irán enterrados en tubería es necesario revisar la tabla del código nacional de electricidad de capacidad de corriente de conductores aislados, la cual se muestra a continuación.

Tabla 19. Capacidad de corriente en A de conductores aislados en canalización o cable.

Basa en temperatura ambiente de 30°C al aire y 20°C en tierra

Sección nominal del conductor [mm²]	Método de instalación de acuerdo a la NTP 370.301 (IEC 60364-5-523)											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
Aislamiento	XLPE o EPR		XLPE o EPR		XLPE o EPR		XLPE o EPR		XLPE o EPR		XLPE o EPR	
Temperatura	90 °C		90 °C		90 °C		90 °C		90 °C		90 °C	
Cantidad de conductores	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
1	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Cobre												
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	68	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	69	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211
120	278	249	253	227	354	312	305	268	382	322	287	240
150	318	285	290	259	-	-	-	-	441	371	324	271
185	362	324	329	295	-	-	-	-	506	424	363	304
240	424	380	386	346	-	-	-	-	599	500	419	351
300	486	435	442	39	-	-	-	-	693	576	474	396

Fuente: Tabla N°2 Código nacional de electricidad-Utilización tablas.

Debido a que se emplearon dos circuitos enterrados en la conducción de energía: uno del Grupo generador al tablero fotovoltaico AC y desde el tablero de transferencia automática a la subestación, se deberá emplear los factores de corrección de acuerdo con la tabla siguiente:

Tabla 20. Factores de reducción de cables unipolares en ductos de una vía enterrados

Número de circuitos unipolares de dos o tres cables	Separación entre ductos (a)*			
	Ninguna (ductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90

*Cables unipolares

Nota: Los valores dados se aplican a una instalación con 0,7 m de profundidad y una resistividad térmica del suelo de 2,5 K.m/W. Son valores promedio para el rango de dimensiones de cables y tipos acotados para la Tabla 2. El proceso de promediar con redondeo, puede resultar en algunos casos en errores de hasta ± 10%. (Cuando se requiere valores más precisos estos pueden ser calculados por los métodos dados en la Norma IEC 60287).

Fuente: Tabla N°5-D Código nacional de electricidad-Utilización tablas

La separación entre tuberías en las excavaciones será menor a 0.25m por lo tanto el factor de reducción es de 0,8m (para 2 circuitos).

Las características eléctricas principales del calibre del conductor recomendado se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 21. Conductores AC

Grupo Generador a TTA	
Tipo de conductor:	Unipolar cobre recocido flexible clase 5
Sección:	70 mm ²
Cantidad por circuito:	Trifásico con neutro.
Tensión de Operación Mínima	0.6/1kV
Aislamiento de los conductores	Polietileno reticulado XLPE antillama
Inversor Offgrid a tablero fotovoltaico	
Tipo de conductor:	Unipolar cobre recocido flexible clase 5
Sección:	10 mm ²
Cantidad por circuito:	Trifásico con neutro.
Tensión de Operación Mínima	0.6/1kV
Aislamiento de los conductores	Polietileno reticulado XLPE antillama
Inversor Ongrid a tablero fotovoltaico	
Tipo de conductor:	Unipolar cobre recocido flexible clase 5
Sección	6 mm ²
Cantidad por circuito	Trifásico con neutro.
Tensión de Operación mínima	0.6/1kV
Aislamiento de los conductores	Polietileno reticulado XLPE antillama
Conexiónado entre inversores	
Tipo de conductor:	Unipolar cobre recocido flexible clase 5
Sección	35 mm ²
Cantidad por circuito	Trifásico con neutro.
Tensión de Operación mínima	0.6/1kV
Aislamiento de los conductores	Polietileno reticulado XLPE antillama

3.3.4.10. Tuberías

Se seleccionaron las tuberías para los conductores del arreglo fotovoltaico hacia el cuarto de control. Para eso se empleó la norma UNE-EN 50.086 – 2 – 4, la cual da una serie de pautas para calcular el diámetro de la tubería con respecto al diámetro de los cables, asimismo, de brindar tablas simplificadas para la selección de tuberías. Sin embargo, las tablas brindadas por la normativa tienen dos entradas donde se indica el diámetro en función a la cantidad de conductores de igual sección, como la que se muestra a continuación para tuberías enterradas:

Tabla 22. Diámetro exterior para tubos enterrados

SECCIÓN NOMINAL DE LOS CONDUCTORES UNIPOLARES (mm ²)	DIÁMETRO EXTERIOR DE LOS TUBOS (mm)				
	Número de conductores				
	≤6	7	8	9	10
1.5	25	32	32	32	32
2.5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	-

Sin embargo, esta tabla solo cuenta con un máximo de 10 conductores por tubería y para secciones iguales, sin embargo, se requerirán de 12 conductores por tubería para la distribución de string existente en el campo fotovoltaico. Por ese motivo, se utilizará la fórmula propuesta por el código:

$$\phi_{\text{int tubería}} \geq \sqrt{f_c \times \sum_{i=1}^n ((\phi_{\text{ext}_n})^2 \times n_i)}$$

Donde:

f_c : es el factor de corrección que depende del sistema de instalación empleado:

- Para canalizaciones fijas en superficie (2,5).
- Para canalizaciones empotradas (3).
- Para canalizaciones áreas o con tubos al aire (4).
- Para canalizaciones enterradas (4).

ϕ_{int} : es el diámetro interior de la tubería.

ϕ_{ext} : es el diámetro exterior del cable.

n_i : es la cantidad de conductores con ese diámetro.

Además, se debe considerar que el grosor mínimo de la tubería puede ser de 4mm, considerando esto se le suma esta cantidad al diámetro interior para obtener el exterior.

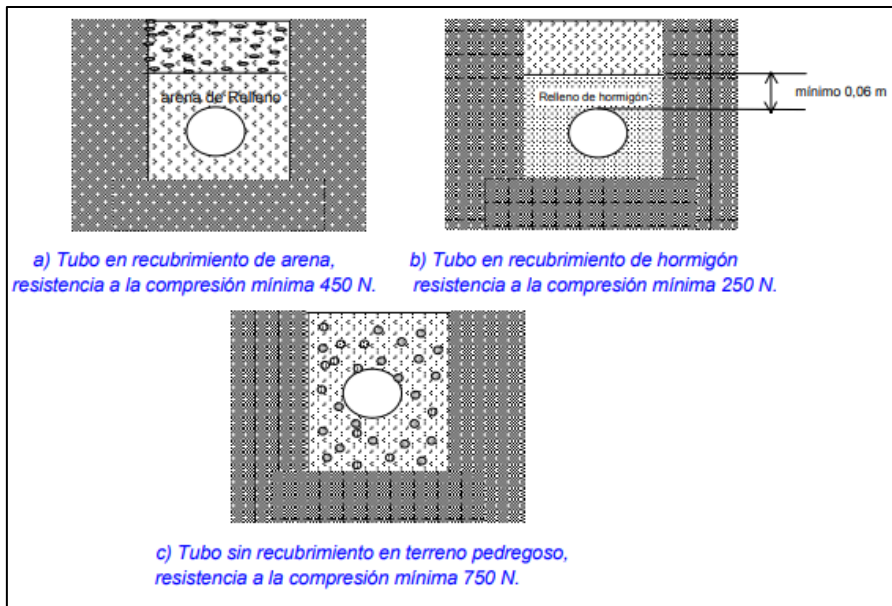
En base a esto se tiene la siguiente tabla:

Tabla 23. Diámetro exterior de tubería para canalización del sistema fotovoltaico

Tablero Fotovoltaico	Tipo de cable (mm ²)	Número	Diámetro del cable	Tubería (mm)	Tubería seleccionada
1.1	16	12	12.1	86.83	90.00
1.2	16	12	12.1	86.83	90.00
1.3	16	12	12.1	86.83	90.00
1.4	16	12	12.1	86.83	90.00
1.5	16	12	12.1	86.83	90.00
1.6	16	12	12.1	86.83	90.00
1.7	16	6	12.1	62.28	63.00
2.1	16	2	12.1	37.22	63.00
2.2	16	2	12.1	37.22	63.00

Dentro de las recomendaciones proporcionadas por la norma, se establece que los cables deben enterrarse a una profundidad mínima de 0.45 metros desde el pavimento o el nivel del terreno en el caso de tubos ubicados debajo de las aceras, y a una profundidad de al menos 0.60 metros en otras situaciones. Además, se sugiere que haya un recubrimiento mínimo de 0.03 metros por debajo de los cables y un recubrimiento mínimo de 0.06 metros por encima de los cables, como se ilustra en la figura siguiente:

Figura 21. Consideraciones a tomar en cuenta con las tuberías de los conductores



Otro factor importante es la distancia entre conductores, en este caso se tomó como referencia la distancia indicada para la capacidad de corriente de los conductores teniendo un factor de 0.6 cuando no existe distancia entre ellas (con respecto a la capacidad de corriente). Sin embargo, la corriente de cortocircuito es de 13.91, siendo la corriente total de 23.18 que sigue siendo muy inferior a la capacidad que puede soportar el cable, dado que la principal pérdida es por caída de tensión (16mm² – 107A), similar sucede con los tableros de los inversores fotovoltaicos ongrid donde la corriente de cortocircuito es de 41.73.

3.3.4.11. Bandejas

Se emplearán para transportar los cables dentro del cuarto de control (ver planos del cuarto del control). Las bandejas metálicas deben estar conectadas a la tierra del sistema por seguridad del operador y de la instalación. Dentro del cálculo de la bandeja se tiene que considerar que solo el 50% del área de esta es útil para transportar los cables, y se debe de considerar un 10 a 30% de ampliación para próximas instalaciones, en base a esto, se divide el área calculada por los cables que irán por las bandejas y se dividirá entre 0.45 (50% x 90%) y se seleccionará la bandeja adecuada para el transporte de los cables. Conforme a esto tenemos:

Tabla 24. Selección de bandeja portacables del cuarto de control

Bandeja		Cables	Cantidad	Bandeja	Porcentaje utilizado
Bandeja de controladores de carga	Hilera	1x25mm ²	20	100x200	42%
	Superior	1x16mm ²	36		
	Hilera	1x25mm ²	20	100x200	42%
	Inferior	1x16mm ²	36		
Bandeja a tablero fotovoltaico AC		1x16mm ²	12	60x200	45%
		1x10mm ²	36		
		4x6mm ²	2		
Bandeja para cables de baterías (zanja)		1x70mm ²	10	60x150	34%
Bandeja para cables AC de inv offgrid (zanja)		1x50mm ²	36	100x200	43%
		1x10mm ²	27	60x100	45%
Bandeja de todos los cables provenientes del arreglo solar		1x16mm ²	84	100x300	32%

3.3.4.12. Protecciones

La planta fotovoltaica genera electricidad en forma de corriente continua través de los paneles solares y, por lo tanto, requiere conexiones eléctricas apropiadas y medidas de protección. Es esencial establecer conexiones adecuadas y seleccionar las medidas de protección necesarias para garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema, así como su eficiencia. En esta sección, se ha llevado a cabo el diseño de las conexiones y la elección de las protecciones para el lado de corriente continua (DC) de la microrred.

Tablero Fotovoltaico:

Se utilizaron 9 tableros fotovoltaicos los cuales tendrán las protecciones necesarias para cada string fotovoltaico. Además, 2 de ellos sirvieron para colocar en paralelo los strings del arreglo fotovoltaico correspondiente a los inversores ongrid. En los tableros se colectaron 3 strings en paralelo.

Protecciones DC:

Conectores MC4-PV

La interconexión de los módulos fotovoltaicos se realiza mediante el uso de conectores MC4, que suelen estar integrados en los propios módulos. En el caso de los strings (cadenas de módulos), estos se conectarán directamente al tablero fotovoltaico utilizando estos conectores MC4.

Fusibles

Los fusibles son ampliamente utilizados como protección para los strings en sistemas fotovoltaicos, ya que tienen la capacidad de desconectar el circuito en caso de un fallo. Aquí están los requisitos clave para los fusibles en sistemas fotovoltaicos:

- Cumplimiento con EN 60269
- Característica de disparo adecuada (gPV)
- Los fusibles deben dimensionarse de manera que tengan una corriente mínima de 1,25 veces la corriente nominal del circuito (I_D) y como máximo el valor recomendado por el fabricante para proteger el módulo. En ausencia de recomendaciones, se debe considerar un valor de 2,0 veces I_D o menor.
- Los fusibles deben instalarse en seccionadores que estén diseñados para trabajar con fusibles y sean capaces de disipar la potencia que se genera en las peores condiciones de funcionamiento.

Los fusibles utilizados en cada string del generador fotovoltaico deben cumplir con la norma EN 60269. Estos fusibles deben ser del tipo cartucho y diseñados para corriente continua, con una clasificación de 1000V. La selección del amperaje de estos fusibles es crucial y debe permitir que toleren corrientes al menos dos o tres veces más altas que la corriente de cortocircuito (ISC) de cada rama del generador fotovoltaico. Además, el calibre de los fusibles debe ser significativamente mayor que el valor correspondiente a la corriente de cortocircuito de cada rama para evitar fusiones no deseadas. Estos fusibles se instalarán en seccionadores específicos diseñados para disipar la potencia en las peores condiciones de funcionamiento.

$$I_D \times 1,25 \leq I_N$$

I_D : Corriente de diseño igual a 13,91A correspondiente a la corriente de cortocircuito

I_N : Corriente nominal del elemento de protección

Para cumplir con lo requerido seleccionamos fusibles de 25 A.

Dispositivo Protector contra Sobretensiones SPD

Se instalaron protectores contra sobretensiones (SPD) en cada polaridad hacia tierra en las cajas de conexión de los sistemas fotovoltaicos. Estos sistemas, que a menudo se encuentran en lugares expuestos y, son susceptibles a daños causados por sobretensiones generadas por rayos y otros eventos atmosféricos. Antes de la instalación de los SPD, se llevó a cabo una evaluación adecuada de los riesgos, siguiendo las pautas y normativas establecidas en la norma 62305-2.

Los SPD tienen una impedancia que varía según la tensión aplicada. En condiciones normales, su impedancia es muy alta, pero disminuye en caso de una sobretensión, permitiendo que la corriente se descargue hacia tierra. Es importante seleccionar la clase adecuada de SPD que tenga umbrales de disparo que coincidan con los valores de tensión de operación del circuito. Además, se recomienda monitorizar constantemente el estado de funcionamiento de estos dispositivos, tanto localmente como de forma remota si es necesario.

Los inversores tienen protección interna contra sobretensiones. Sin embargo, la instalación de los SPD proporciona una protección adicional y evita que las protecciones internas del inversor se activen en caso de una sobretensión, lo que detendría la producción de energía y requeriría la intervención de personal especializado para su restablecimiento. Por lo tanto, los SPD instalados deben cumplir con las siguientes características:

Tipo 2

- Tensión de funcionamiento continua máxima:

$$V_c \geq 1,25 V_{oc}$$

- Nivel de protección

$$V_p \leq V_{inv}$$

Donde: V_{inv} es la tensión de resistencia a impulsos del inversor en el lado de DC.

- Intensidad nominal disruptiva

$$I_n \geq 5 \text{ kA}$$

- Protección térmica con capacidad de extinción de cortocircuitos al final de la vida útil y coordinación con una protección de seguridad adecuada.

Interruptor DC

El uso de interruptores DC es una estrategia efectiva para proteger las cadenas de módulos fotovoltaicos en sistemas de corriente continua. Los fabricantes han desarrollado productos que pueden manejar los altos niveles de tensión de corriente continua típicos en sistemas fotovoltaicos. Es importante seleccionar un interruptor DC específicamente diseñado para aplicaciones fotovoltaicas, ya que debe ser capaz de extinguir arcos de corriente continua peligrosos, incluso en situaciones de fallo doble. Estos interruptores ofrecen alta disponibilidad del sistema, permiten la desconexión segura de todos los polos y facilitan un proceso de rearme sencillo y seguro.

En este caso se dimensiona para la salida de los strings colocados en paralelo (para los tableros DC que van hacia los inversores ongrid). El interruptor se dimensiona de acuerdo con:

$$I_N \geq 1.25^2 * I_D$$

Donde:

- I_N : Corriente nominal del interruptor
- I_D : Corriente de diseño, en nuestro caso la corriente I_{sc} que pasa por el arreglo de los tableros fotovoltaicos es de 13,91 A para aquellos strings que van hacia los controladores de carga y de 41,73 A para los strings que van hacia los inversores ongrid.

Las características de los dispositivos de protección DC seleccionados se muestran a continuación:

Tabla 25. Protecciones DC para tablero fotovoltaico

Dispositivo	Cantidad	Ubicación	Valor
Fusible	2 x string, 1 en cada polo. (total de 84)	En cada polo de la entrada de strings al tablero fotovoltaico.	$1,25^2 \times I_D \leq I_N$ $21.64 < 25$
SPD	1 x salida de string (total de 42)	A la salida del tablero fotovoltaico	Tipo II $V_c \geq 1000 \text{ V}$ $I_n \geq 5 \text{ kA}$
Interruptor DC	1 por salida de strings en paralelo. (total de 2)	Salida de los tableros fotovoltaicos hacia inversor ongrid	$I_N \geq 1,25 * I_D$ $I_N \geq 51,94 \text{ A}$ $63 \text{ A} \geq 51,94 \text{ A}$

Protecciones AC:

El cálculo de las protecciones en corriente alterna sigue un proceso similar al de corriente continua, pero con algunas diferencias clave. En el caso de las corrientes máximas en AC, se utiliza la corriente máxima nominal de salida especificada en la ficha técnica del inversor. A diferencia de los strings FV, esta corriente no necesita ser multiplicada por el factor de condiciones externas, ya que la corriente de salida máxima de los inversores está limitada por la electrónica de potencia interna, sin verse afectada por las condiciones externas. Además, se aplica un factor de continuidad de 1.25 como parte del cálculo de protecciones en AC.

Se colocarán Interruptores Termomagnéticos: uno en cada salida del inversor ongrid, en la salida de la barra de combinación trifásica de los inversores offgrid, a la salida del grupo generador (G.E.) y a la salida del tablero fotovoltaico AC. Todos estos interruptores estarán ubicados en el tablero fotovoltaico AC. Se aplicará la misma fórmula empleada para seleccionar el interruptor DC:

$$I_N \geq 1.25 * I_D$$

Donde:

- I_N : Corriente nominal del interruptor

- I_D : Corriente de diseño

Las características de los dispositivos de protección AC seleccionados se muestran a continuación.

Tabla 26. Protecciones DC para tablero fotovoltaico Protecciones AC del sistema

Dispositivo	Cantidad	Ubicación	Valor
Inversor ongrid	1 por cada inversor ongrid.	En el tablero fotovoltaico AC,	$1,25 \times I_D \leq I_N$ 63A
Inversor offgrid	1 a la salida de la barra de combinación. 1 a la salida de la barra de conexión de inversores.	Tablero fotovoltaico AC.	$1,25 \times I_D \leq I_N$ 160A
Grupo generador	1 a la salida del tablero del G.E. 1 a la entrada del TTA.	Tablero fotovoltaico AC.	$1,25 \times I_D \leq I_N$ 160A

Captador Pararrayos:

La extensión y la exposición a la intemperie de las instalaciones fotovoltaicas aumentan el riesgo de que estas puedan ser impactadas por descargas atmosféricas, como los rayos. Es importante distinguir entre los efectos de los impactos directos de un rayo y los efectos de los impactos indirectos, que pueden ser inductivos o capacitivos. La decisión de instalar sistemas de protección contra rayos, como pararrayos, depende tanto de las regulaciones y normativas aplicables como de las características específicas de la instalación en cuestión.

Las instalaciones fotovoltaicas que se ubican en el suelo, como la planta que estamos diseñando, también pueden ser blancos potenciales para los rayos, dado que las series de paneles que forman parte de estas instalaciones cubren una gran área. Para prevenir impactos directos de rayos, se recomienda instalar un sistema de protección pararrayos externo. Según las normativas internacionales, como la IEC 61643-32, se establece que las plantas solares en suelo deben contar al menos con un nivel III de protección contra rayos.

El sistema de protección contra descargas atmosféricas consta de tres etapas:

- Se analizan los factores y condiciones del entorno que podrían hacer que la zona esté expuesta a descargas atmosféricas para determinar si es necesario instalar un sistema de protección contra rayos en ese lugar.
- Una vez que se ha determinado la necesidad de protección, se elige el nivel de protección apropiado. Esto implica evaluar el riesgo y la vulnerabilidad de la zona y decidir qué grado de protección se requiere.
- Finalmente, se elige el tipo de pararrayos que se ajusta a los cálculos realizados y que proporcionará una cobertura adecuada para el área que se necesita proteger contra las descargas eléctricas atmosféricas.

Este proceso busca asegurar una protección efectiva contra las descargas atmosféricas y garantizar la seguridad de las personas y los equipos en el área protegida.

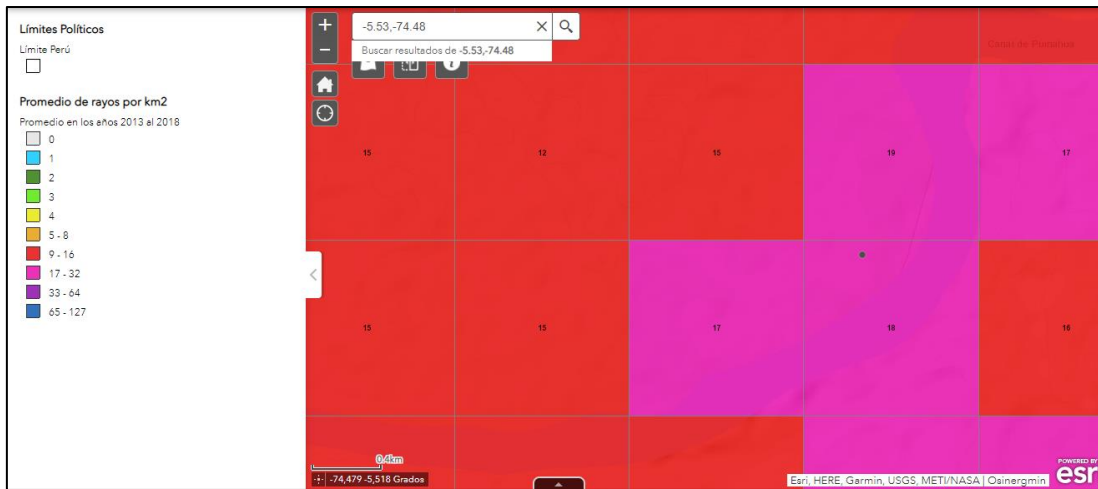
- IEC 61024-1-2. Protection of Structures against Lightning
- IEC-61000-5-2: Electromagnetic Compatibility
- IEC-62305-1: Protection Against Lightning
- UNE-21-185 (1995) Protección de las Estructuras Contra el Rayo
- CNE - Código Nacional de Electricidad

Evaluación del Riesgo

a) Densidad de Impactos de Rayos sobre el terreno (N_g)

Para poder determinar el nivel de protección requerida por la planta solar fotovoltaico es necesario conocer la densidad anual de relámpagos. Para el presente proyecto obtuvimos la información de la página web de Osinergmin, de donde se observa un nivel isoceraunico N_g de 18 rayos /km²/Año (DDT).

Figura 22. Densidad de impactos de rayos promedios por km²



Fuente: https://gisem.osnnergmin.gob.pe/Descargas_Atmosfericas/

Por otro lado, mediante la siguiente fórmula calculamos la frecuencia anual esperada de rayos sobre la estructura.

$$N_d = (N_{gmax}) \times A_e \times C_1 \times 10^{-6}$$

Donde:

- N_d : La frecuencia anual esperada de rayos sobre la estructura.
- N_{gmax} : $2 \times N_g$ (número de rayos/km²/año)
- A_e : Área de captura equivalente definido como el área de tierra que tiene la misma posibilidad anual de un relámpago directo que el edificio o estructura analizada.
- C_1 : Factor relativo a la localización de las estructuras cercanas, según se muestra en la Tabla 27.

$$A_e = 9\pi H^2$$

Por ello se decide trabajar el parque fotovoltaico como un área independiente y dado que todos los módulos fotovoltaicos se ubican prácticamente al mismo nivel, siendo la mayor diferencia de cotas de 0.840 m en el terreno, se puede calcular el área equivalente como para un edificio rectangular. La fórmula de área equivalente a emplear es la siguiente:

$$A_e = LW + 6H(L + W) + 9\pi H^2$$

Donde:

- L: Largo
- W: Ancho
- H: Altura

Para la planta solar tenemos:

- L: 50m
- W: 66m
- H: 2.13 m, teniendo en cuenta la altura de la estructura sobre el nivel más alto del terreno.

Tabla 27. Valores de calificación C1

Localización relativa de estructuras	C1
Estructura localizada en un espacio donde hay otras estructuras o árboles de la misma altura o más altos	0.25
Estructuras rodeadas por estructuras bajas	0.5
Estructuras aisladas: no hay otras estructuras en una distancia menor de 3H	1
Estructura aislada en la cumbre de una colina o promontorio	2

Fuente: Tabla B2, NF C 17-102

En este caso trabajamos con el valor de 1, dado que no existen estructuras cercanas o a menos de 6.39m. Entonces obtenemos que:

$$N_d = 0.1759$$

Posteriormente, proseguimos con el cálculo de los valores de frecuencia aceptable de un rayo N_c , sobre la planta. Estos valores se equiparán a través del análisis de riesgo de daño, tomando en cuenta los factores aprobados como:

- Tipos de construcción
- Contenido de estructura
- Ocupación de estructura
- Consecuencias de la caída de un rayo.

La frecuencia N_c aceptable está calculada usando la siguiente ecuación:

$$N_c = \frac{5,5 \times 10^{-3}}{C_2 \times C_3 \times C_4 \times C_5}$$

Donde:

- C2 representa el tipo de construcción.
- C3 representa el material y equipo contenido en el edificio.
- C4 representa la ocupación de un edificio.
- C5 representa las consecuencias de la caída de un rayo.

Tabla 28. Valores de calificación C2

C2: Coeficiente estructural			
Techo			
Estructura	Metal	Común	Inflamable
Metal	0.5	1	2
Común	1	1	2.5
Inflamable	2	2.5	3

Fuente: Tabla NFC 17-102

Tabla 29. Valores de calificación C3

C3: Contenido de la estructura	
Sin valor y no inflamable	0.5
Valor común o normalmente inflamable	1
Alto valor o particularmente inflamable	2
Valor excepcional, irremplazable o altamente inflamable, explosivo	3

Fuente: NFC 17-102

Tabla 30. Valores de calificación C4

C4: Ocupación de la estructura	
Desocupada	0.5
Normalmente ocupada	1
Evacuación dificultosa o riesgo de pánico	3

Fuente: NFC 17-102

Tabla 31. Valores de calificación C5

Consecuencia de la caída de un rayo C5	
Continuidad de servicio no requerido y ninguna consecuencia en el ambiente	1
Continuidad de servicio requerido y ninguna consecuencia en el ambiente	5
Consecuencia en el ambiente	10

Fuente: NFC 17-102

Entonces, tenemos lo siguiente:

- C2: 0,5 por ser las estructuras de aluminio.
- C3: 2 por ser de alto valor

- C4: 0,5 desocupada. No debería existir personal en el área de paneles sino solo para mantenimientos semestrales o limpiezas mensuales
- C5: 5 por requerirse la continuidad del servicio.

Aplicando la fórmula se obtiene:

$$N_c = \frac{5,5 \times 10^{-3}}{0,5 \times 2 \times 0,5 \times 5} = 0.0022$$

El resultado de la comparación de N_c y N_d es usado para decidir si un sistema de protección contra rayos es requerido y el nivel de protección que deberá de ser usado.

- Si $N_d < N_c$, el sistema de protección contra rayos no es requerimiento obligatorio
- Si $N_d > N_c$, el sistema de protección de rayos de rendimiento es requerido.

$E = 1 - N_c/N_d$ debe de ser instalado y asociado el nivel de protección seleccionado de la tabla siguiente:

Tabla 32. Valores críticos de E ineffectivo correspondiente al nivel de protección

E ineffectivo calculado	Nivel de protección asociado	Distancia de iniciación
$E > 0,98$	Nivel I + medidas adicionales	
$0,95 < E \leq 0,98$	Nivel I	20
$0,90 < E \leq 0,95$	Nivel II	30
$0,8 < E \leq 0,90$	Nivel III	45
$0,0 < E \leq 0,80$	Nivel IV	60

Fuente: NFC 17-102

Para el caso en estudio tenemos un valor E de 0,9875 por lo cual nos encontramos ante un nivel I más medidas adicionales, el cual deberá ser cumplido por el sistema de protección a emplear.

Cálculo de radio de cobertura pararrayos PDC

En el presente proyecto, evaluamos los pararrayos PDC Ingesco, los cuales presentan la siguiente figura de niveles de protección.

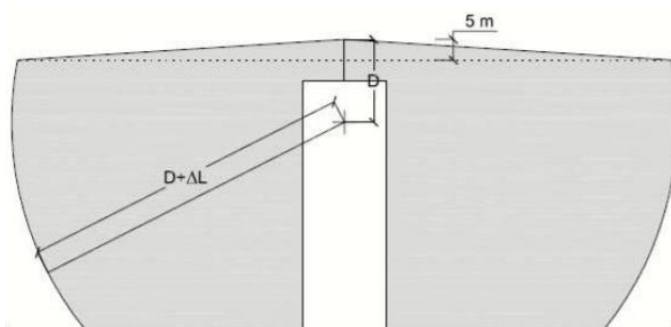
Tabla 33. Valores según nivel de protección de pararrayos PDC Ingesco

Modelo	PDC 3.1	PDC 3.3	PDC 4.3	PDC 5.3	PDC 6.3	PDC 6.4
Ref	101000	101001	101003	1001005	101008	101009
Δt	15 μ s	25 μ s	34 μ s	43 μ s	54 μ s	60 μ s
NIVEL I	35 m	45 m	54 m	63 m	74 m	80 m

NIVEL II	45 m	55 m	64 m	73 m	84 m	90 m
NIVEL III	60 m	70 m	79 m	88 m	99 m	105 m
NIVEL IV	75 m	85 m	94 m	103 m	114 m	120 m

Un pararrayos tipo PDC el volumen protegido por cada punta se define de la siguiente forma, según la figura mostrada.

Figura 23. Volumen protegido por un pararrayos PDC



Bajo el plano horizontal situado 5 m por debajo de la punta, el volumen protegido es el de una esfera cuyo centro se sitúa en la vertical de la punta a una distancia D y cuyo radio es: $R = D + \Delta L$, siendo:

- R el radio de la esfera en metros, que define la zona protegida.
- D distancia en metros que figura en la tabla 28 en función del nivel de protección.
- ΔL distancia en metros, función del tiempo del avance en el cebado Δt del pararrayos en μs . Se adoptará $\Delta L = \Delta t$ para valores de Δt inferiores o iguales a $60 \mu s$, y $\Delta L = 60 m$ para valores de Δt superiores.
- Por encima de este plano, el volumen protegido es el de un cono definido por la punta de captación y el círculo de intersección entre este plano y la esfera.

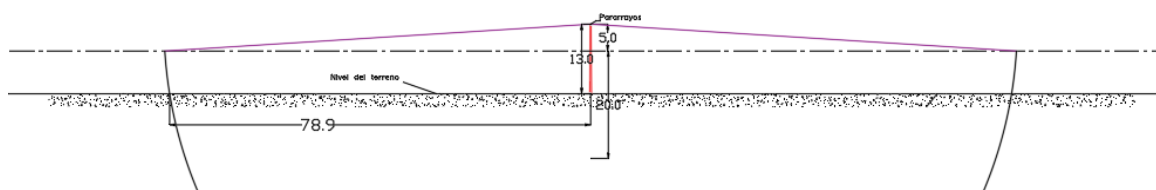
La Norma UNE 2118:2011 (aptdo. C.2.2) indica que un pararrayos PDC debe obtener un avance de cebado $\Delta T > 10 \mu s$ como mínimo.

En nuestro caso tendremos:

- Nivel I: 20
- Δt : 60 (según tabla 29 para un pararrayos PDC 6.4).

Graficando el resultado, para un pararrayos montado sobre un mástil de 13m, se tiene una longitud de 78,94 m de cobertura sobre el suelo, que corresponde a un radio de acción para el pararrayos ubicado a la altura propuesta.

Figura 24. Volumen protegido por un pararrayos PDC 6.4 a una altura de 13m



Finalmente, conociendo el radio de acción del pararrayos ubicamos este sobre el terreno de la planta fotovoltaica, de modo tal que se evite la producción de sombras sobre los módulos fotovoltaicos y a su vez sea capaz de proteger el área de producción fotovoltaica.

El diseño obtuvo lo siguiente:

Figura 25. Radio de cobertura de pararrayos PDC 6.4 a una altura de 13m en terreno

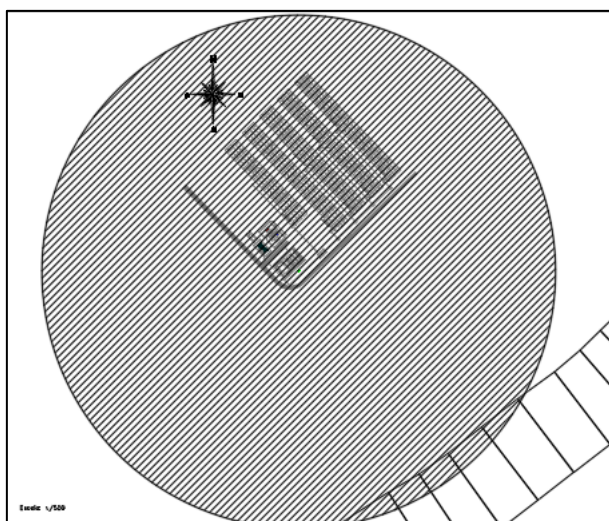
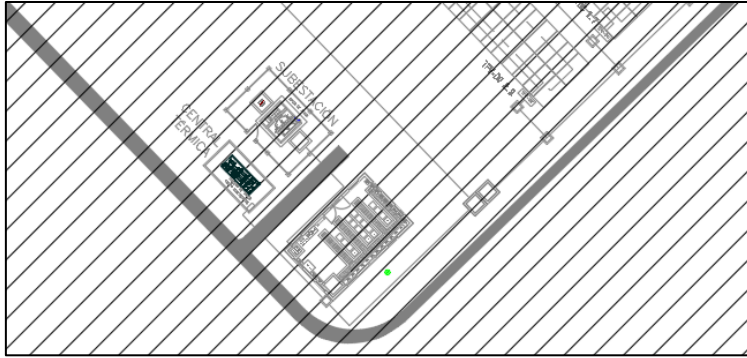


Figura 26. Ubicación de pararrayos PDC 6.4 en terreno



Como se aprecia, en las Figuras 25 y 26 se ha colocado 1 pararrayos PDC (punto verde), ubicado en el extremo con la finalidad de reducir las sombras, siendo capaz de abarcar toda la zona del proyecto.

Barra eléctrica

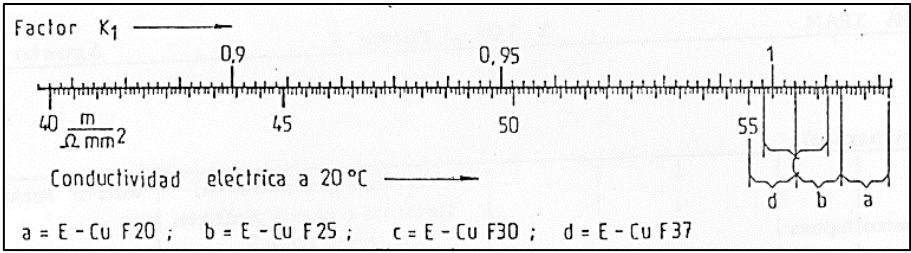
Las barras se emplean en instalaciones con grandes cargas, en las que se requiere distribuir una gran cantidad de energía a diversos equipos. Estas se dimensionan para soportar la capacidad de corriente que brindar los equipos de generación, para esto se tiene la norma IRAM 2 359 aplicada para la selección de barras para corrientes permanentes, teniendo la siguiente consideración:

$$I_N = I_{TABLA} \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

Donde:

- I_N : es la corriente nominal.
- I_{TABLA} : es la corriente obtenida de la tabla.
- K_1 : para modificaciones de la corriente permanente dependientes de la conductibilidad del material (figura 23).
- K_2 : para temperaturas diferentes a las indicadas en las tablas.
- K_3 : para modificaciones de la corriente permanente por razones térmicas debido a la disposición de la barra.
- K_4 : para modificaciones de la corriente permanente por razones eléctricas, con corriente alterna, debido a la disposición de la barra.

Figura 27. Factor de corrección K1

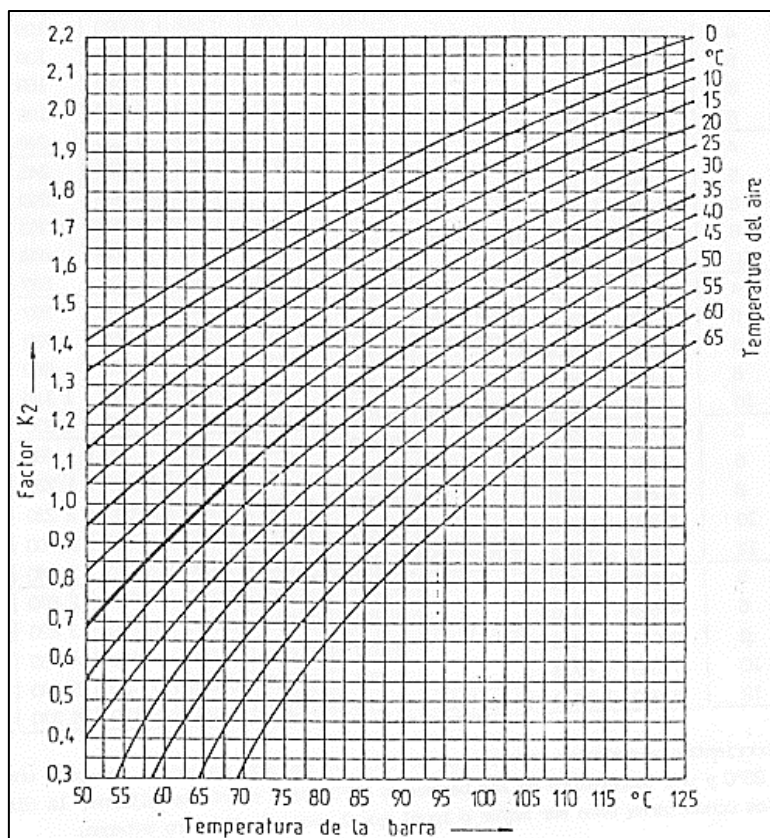


El factor K1 hace referencia a la variación por el tipo de material que no sea de 56 m/Ω.mm2. Dado que existen diversos tipos de cobre se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 34. Cobre empleado para las barras eléctrica



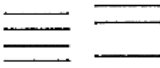
Símbolo	Resistencia a la tracción	Módulo de elasticidad	Límite de fluencia		Dureza de Brinell	Conductividad a 20°C
	R	E	Re_L mín	Re_H máx	HB 10	mínimo
	N/mm²	N/mm²	N/mm²	N/mm²	N/mm²	m/Ω.mm²
E-Cu F20	200	11 x 10 ⁴	-	120	450...700	57
E-Cu F25	250	11 x 10 ⁴	200	290	700...950	56
E-Cu F30	300	11 x 10 ⁴	250	360	800...1050	56
E-Cu F37	370	11 x 10 ⁴	330	400	950...1150	55

Figura 28. Factor K2



La figura anterior es para la modificación según el factor K2, la cual establece una variación con respecto a la temperatura tomando como referencia la temperatura del aire a 35°C y a una temperatura de la barra de 65°C. (Se toma de referencias las líneas de la temperatura del aire).

Figura 29. Factor K3

Cantidad de barras	Ancho de las barras (mm)	Factor K_3 para las barras	
		pintadas	desnudas
2 	50 a 200	0,85	0,8
3 	50 a 80	0,85	0,8
	100 a 120	0,8	0,75
4 	160	0,75	0,7
	200	0,7	0,65

El factor K3 se da para la modificación de la corriente permanente en la disposición horizontal del ancho de las barras o para el tendido vertical de las barras en largos mayores que 2 m.

En el caso del factor K4, se da para la modificación de la corriente permanente en el caso de corriente alterna de hasta 60 Hz como consecuencia de una variación adicional de corriente (efecto de proximidad) en barras con pequeña separación "a" entre conductores principales. El factor K4 sólo tiene aplicación en el caso de que, dentro de un largo de por lo menos 2 m no se presente una ramificación de la corriente.

Tabla 35. Tabla para selección de barra rectangular en interiores

			Corriente permanente (A)																Valores estadísticos para una barra					
			Corriente alterna hasta 60 Hz								Corriente continua y alterna 16 $\frac{2}{3}$ Hz													
Ancho x Espesor	Sección	Masa (kg/m)	pintada				desnuda				pintada				desnuda									
			cantidad de barras				cantidad de barras				cantidad de barras				cantidad de barras									
			1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4						
(mm)	(mm ²)	(kg/m)																	 					
			1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	J_x (cm ⁴)	J_y (cm ⁴)	J_{xy} (cm ⁴)	i_x (cm)	i_y (cm)	i_{xy} (cm)
12 x 2	23,5	0,209	123	202	228	108	162	215	123	202	233	108	162	220	0,0298	0,0480	0,345	0,00900	0,00800	0,0577				
15 x 2	29,5	0,262	148	240	261	128	212	247	148	240	267	128	212	252	0,0563	0,0790	0,433	0,01100	0,0100	0,0577				
15 x 3	44,5	0,396	187	316	381	162	282	361	187	316	367	162	282	365	0,0844	0,113	0,00338	0,0225	0,0966					
20 x 2	36,5	0,381	189	302	313	162	254	298	189	302	321	162	256	303	0,133	0,133	0,00133	0,0133	0,0577					
20 x 3	59,5	0,529	237	394	454	204	348	431	237	394	463	204	348	437	0,200	0,200	0,577	0,00450	0,0300	0,0966				
20 x 5	99,1	0,882	319	560	728	274	500	680	320	562	729	274	502	687	0,333	0,333	0,0038	0,0833	0,144					
20 x 10	199	1,77	497	924	1.200	427	825	1.150	499	932	1.300	428	832	1.210	0,567	0,567	0,167	0,333	0,289					
25 x 3	74,5	0,663	287	470	525	245	412	498	287	470	536	245	414	505	0,391	0,313	0,722	0,00583	0,0375	0,0966				
25 x 5	124	1,11	384	652	839	327	586	795	384	664	841	327	590	794	0,652	0,521	0,0290	0,104	0,144					
30 x 3	89,5	0,795	337	544	593	285	476	564	337	546	608	286	478	575	0,675	0,450	0,00675	0,0450	0,0966					
30 x 5	149	1,33	447	760	944	379	672	896	448	766	960	380	676	897	1,13	0,790	0,866	0,0113	0,125	0,144				
30 x 10	299	2,66	675	1.200	1.670	573	1.060	1.480	683	1.230	1.630	579	1.080	1.520	2,25	1,50	0,250	0,500	0,289					
40 x 3	119	1,08	435	692	725	366	600	690	436	696	748	367	604	708	1,60	0,800	0,00800	0,0600	0,0966					
40 x 5	199	1,77	573	952	1.140	482	836	1.090	576	966	1.160	484	866	1.100	2,67	1,33	1,15	0,0417	0,167	0,144				
40 x 10	399	3,55	850	1.470	2.000	715	1.280	1.770	865	1.530	2.000	728	1.350	1.880	5,33	2,67	0,333	0,667	0,289					
50 x 5	249	2,22	697	1.140	1.330	583	994	1.280	703	1.170	1.370	588	1.020	1.300	5,21	2,08	1,44	0,0521	0,208	0,144				
50 x 10	499	4,44	1.020	1.720	2.320	852	1.510	2.040	1.050	1.830	2.360	875	1.610	2.220	10,4	4,17		0,417	0,833	0,289				
60 x 5	299	2,66	825	1.330	1.510	688	1.150	1.440	836	1.370	1.580	696	1.190	1.500	9,00	3,00	1,73	0,0625	0,250	0,144				
60 x 10	599	5,33	1.180	1.950	2.610	985	1.720	2.300	1.230	2.130	2.720	1.260	2.200	2.970	18,0	6,00		0,500	1,00	0,289				
80 x 5	399	3,55	1.070	1.690	1.830	895	1.450	1.750	1.090	1.770	1.990	902	1.530	1.890	21,3	5,33	2,31	0,0633	0,333	0,144				
80 x 10	799	7,11	1.500	2.410	3.170	1.240	2.110	2.780	1.580	2.730	3.420	1.490	2.610	3.240	42,7	10,7		0,667	1,33	0,289				
100 x 5	499	4,44	1.300	2.010	2.150	1.080	1.730	2.050	1.340	2.150	2.380	1.060	1.710	2.270	41,7	8,33	2,89	0,104	0,417	0,144				
100 x 10	999	8,89	1.810	2.850	3.720	1.450	2.480	3.290	1.940	3.110	4.100	1.810	3.020	3.930	83,3	16,7		0,833	1,67	0,289				
120 x 10	1.200	10,7	2.110	3.290	4.270	1.740	2.860	3.740	2.300	3.600	4.780	2.100	3.390	4.560	144	24,0	3,46	1,00	2,00					
160 x 10	1.600	14,2	2.700	4.130	5.360	2.220	3.580	4.630	2.910	4.660	6.120	2.810	4.470	5.880	341	42,7	4,62	1,33	2,67	0,289				
200 x 10	2.000	17,8	3.290	4.950	6.430	2.680	4.340	5.610	3.420	5.220	6.770	3.320	5.040	6.580	467	66,7	5,77	1,67	3,33					

Barra DC

En base a lo indicado en el apartado de selección de la barra, se tiene que la corriente que debe soportar la barra es de 2000 A, esto porque cada controlador de carga es capaz de enviar una corriente máxima de 100 A, esto añadiendo que cada inversor offgrid recibirá una corriente máxima de 100 A por entrada, teniendo 9 inversores offgrid con 2 entradas cada uno. Aunque la corriente de descarga de la batería es de 74 A y se

tenga un total de 141, se debe comprender que la corriente máxima brindada por el banco será la adecuada para la salida del sistema (inversores offgrid). Conforme a esto, se tiene una corriente máxima de 2000, al cual se le debe dividir los factores de corrección indicados anteriormente teniendo:

$$I_{\text{TABLA}} = \frac{I_N}{K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4}$$

$$I_{\text{TABLA}} = \frac{2000}{1 \times 1.15 \times 0.8 \times 1}$$

$$I_{\text{TABLA}} = 2174 \text{ A}$$

Se elige el valor de K1:1 porque se utilizará el material de cobre de 56 m/Ω.mm², K2 es 1.15 por que se instalará un aire acondicionado dentro del cuarto de control para los equipos el cual estará a una temperatura de 25°C, K3 será 0.8 por la disposición horizontal y K4 con un valor de 1 por ser barras de corriente continua. Se seleccionó la barra desnuda de 160x10 mm con una capacidad de 2470 A según la tabla 35.

Barras AC

Se emplearán dos barras AC, una para colocar los inversores offgrid monofásicos en trifásico, y una barra principal donde se conectará la salida de la barra trifásica de los inversores offgrid y la salida de los inversores ongrid.

Tabla 36. Dimensiones de Barras AC

Barra	Dimensiones	Ubicación	Valor
Barra trifásica para inversores offgrid	20x3 mm	Tablero fotovoltaico AC	204A
Barra trifásica de conexionado de inversores (offgrid y ongrid)	20x3 mm	Tablero fotovoltaico AC	204 A

Puesta a Tierra

La función principal de la puesta a tierra en sistemas eléctricos es proporcionar seguridad a las personas y equipos. Esto se logra permitiendo que las corrientes de falla fluyan de manera segura hacia la tierra en caso de problemas en el sistema eléctrico.

Además, contribuye a mantener la continuidad del servicio eléctrico y es esencial para cumplir con los estándares de seguridad eléctrica en la instalación de equipos y sistemas de protección.

En la central fotovoltaica, se utilizó un sistema de puesta a tierra mediante una malla conectada a todos los elementos del sistema, incluyendo los módulos solares, las estructuras de soporte, los inversores y los tableros eléctricos. Esto asegura una adecuada conexión a tierra de todos los componentes de la instalación.

La puesta a tierra de los módulos y la estructura en la instalación fotovoltaica seguirá un proceso específico para garantizar la seguridad y la eficacia del sistema. Aquí se detallan las consideraciones clave:

- Todos los componentes, como los módulos fotovoltaicos, las partes metálicas expuestas, las estructuras de soporte, el inversor y las carcasas de los equipos eléctricos, deben estar conectados mediante un conductor de enlace equipotencial y conectados a tierra de protección en caso de falla.
- Simplemente conectar los marcos de los módulos a la estructura de soporte no es suficiente para una adecuada puesta a tierra.
- El enlace equipotencial debe unir todos estos componentes utilizando terminales y uniones adecuadas para garantizar la continuidad y la capacidad suficiente para la corriente de falla. Cada punto de unión es crítico, ya que la falla de cualquiera de ellos puede afectar la efectividad del sistema de puesta a tierra y los dispositivos de protección.
- Los módulos fotovoltaicos suelen tener un orificio específico en el marco para la conexión a tierra, que suele estar marcado con el símbolo de tierra.

Conectar el conductor de protección a tierra en otro lugar no se recomienda debido al uso de aluminio anodizado en los marcos.

- Se recomienda el uso de terminales de conexión de baja resistencia eléctrica, preferiblemente de acero inoxidable, siempre que no haya problemas de corrosión con el material del marco del módulo.
- Se sugiere no atornillar directamente el conductor de protección a tierra al marco de los paneles para permitir la extracción de un módulo sin interrumpir la conexión a tierra del resto de la instalación.
- Para conectar los módulos, se utiliza un conector externo que se ajusta al orificio de conexión a tierra marcado en el marco del módulo utilizando un tornillo de rosca de acero inoxidable. El conductor de enlace equipotencial generalmente de cobre se conecta a cada terminal de conexión a tierra del módulo y a las terminales conectadas a las estructuras de soporte metálicas, continuando luego con el sistema de conexión a tierra del equipo.
- El inversor y otros dispositivos dentro del sistema fotovoltaico deben conectarse a través de los puntos específicos para la conexión del enlace equipotencial y la conexión a tierra.
- Las estructuras del sistema fotovoltaico deben conectarse tanto al conductor equipotencial como al conductor de protección a tierra mediante el uso de un earthing washer, que permite aterrizar simultáneamente el módulo fotovoltaico y la estructura al conectar el conductor de cobre.
- El conductor de puesta a tierra del sistema fotovoltaico debe ser desnudo.
- El conductor de tierra equipotencial (EGC) debe ser de cobre con un calibre de 16 mm².

- El punto de puesta a tierra debe ser accesible siempre que sea posible.
- La conexión del conductor de conexión principal al terminal de puesta a tierra puede realizarse mediante diversos métodos, como conectores de presión, barras de terminales, soldaduras exotérmicas o sujetadores de tornillo, siempre siguiendo las recomendaciones de seguridad.
- Los conductores de protección deben conectarse al punto de puesta a tierra de la instalación, que a su vez se conecta al electrodo principal de tierra, generalmente una pica o jabalina, a través del conductor de enlace.

Estas prácticas garantizaron una conexión a tierra adecuada y segura en una instalación fotovoltaica.

Figura 30. Inadecuada conexión a tierra



Figura 31. Adecuada conexión a tierra



IV.DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En la presente investigación, el despliegue de una microrred híbrida que incorpora energía solar fotovoltaica, generación diésel y almacenamiento en baterías de iones de litio ha permitido un acceso confiable a la electricidad en una zona rural de Perú. Esto no solo mejora la calidad de vida de los residentes, sino que también reduce la huella de carbono y la contaminación del aire, lo que es relevante en un contexto global de cambio climático y de esfuerzos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. La inversión de 3,678,000 soles en este proyecto representan un compromiso significativo con la electrificación sostenible de áreas rurales en Perú.

Del mismo modo, el estudio de Habib et al. (2023) logra beneficiar a las comunidades al utilizar una combinación de energía solar y biogás, lo que contribuye a una matriz energética más limpia. La generación anual de 16,654.80 kWh de energía solar es impresionante y demuestra que incluso con capacidades fotovoltaicas modestas, se pueden lograr impactos significativos en el acceso a la electricidad.

El estudio de Nsengiman et al. (2022), en Ruanda, demuestra de manera convincente cómo la implementación de microrredes fotovoltaicas independientes ha tenido un impacto positivo en la disponibilidad de electricidad en las comunidades rurales, al igual que en el caso de la Comunidad de Las Palmas en Perú. Esto no solo ha reducido la dependencia de fuentes de energía tradicionales, sino que también ha generado oportunidades de desarrollo económico y educativo en estas zonas apartadas. Además, los costos de energía resultan competitivos, lo que subraya la viabilidad económica de estas soluciones en comparación con las fuentes de energía convencionales.

Finalmente, los hallazgos obtenidos en el estudio de Canziani et al. (2021) en nuestro país coinciden con los resultados de la presente investigación en cuanto a que demuestran cómo una microrred híbrida puede suministrar energía eléctrica a

comunidades rurales. Esto no solo mejora la calidad de vida de los habitantes, sino que también promueve la sostenibilidad medioambiental.

Es claro que cada uno de estos estudios proporciona información valiosa que puede servir de guía para proyectos futuros de electrificación rural. Esto subraya la importancia de adaptar las soluciones a las necesidades y particularidades de cada comunidad en cuestión. Los resultados de estos estudios indican que la electrificación rural mediante fuentes de energía renovable y sistemas de microrred puede lograr con éxito el objetivo de llevar electricidad a las áreas rurales, al mismo tiempo que contribuye a la protección del medio ambiente al reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Este enfoque no solo beneficia de inmediato a las comunidades rurales, sino que también se suma al esfuerzo global para combatir el cambio climático y reducir las emisiones de carbono.

V. CONCLUSIONES

La revisión de literatura respalda la importancia de continuar explorando y promoviendo la adopción de sistemas de energía solar fotovoltaica, generación diésel y almacenamiento en baterías de iones de litio en entornos rurales como una vía eficaz para avanzar hacia una energía más limpia y accesible en estas comunidades, alineándose con los esfuerzos globales para combatir el cambio climático y mejorar la calidad de vida de la población rural.

Tras un análisis exhaustivo de la demanda energética de la comunidad de Las Palmas, se identificaron claramente las necesidades energéticas específicas de la población. Esto proporcionó una base sólida para abordar los desafíos de electrificación rural en la comunidad y garantizar que el sistema de microrred diseñado satisfaga de manera efectiva las demandas de energía de la población.

El diseño del sistema de microrred solar fotovoltaica ha logrado cumplir de manera exitosa con los requerimientos técnicos y económicos de la comunidad. La configuración cuidadosamente planificada de la capacidad instalada, la ubicación estratégica de los paneles solares y la implementación del sistema de almacenamiento de energía han asegurado un suministro de energía confiable y eficiente para Las Palmas, abordando de manera efectiva los desafíos de electrificación en esta zona rural.

VI. RECOMENDACIONES

Dado que la demanda energética puede variar con el tiempo debido a cambios en la población y el desarrollo económico de la comunidad, se recomienda establecer un

sistema de seguimiento continuo para evaluar la demanda de energía. Esto permitirá realizar ajustes en la capacidad del sistema de microrred y garantizar que siga satisfaciendo las necesidades de la comunidad de Las Palmas a lo largo del tiempo.

Para asegurar la operación óptima y la durabilidad del sistema de microrred, se debe establecer un plan de mantenimiento preventivo. Este plan debe incluir inspecciones regulares de los paneles solares, baterías y equipos de generación diésel, así como el reemplazo oportuno de componentes cuando sea necesario. Un mantenimiento adecuado prolongará la vida útil del sistema y reducirá los costos a largo plazo.

Para garantizar la sostenibilidad y la gestión efectiva del sistema de microrred en la comunidad Las Palmas, es fundamental capacitar a la población local en la operación y el mantenimiento básico. Esto empoderará a los residentes locales para supervisar y solucionar problemas menores, reduciendo la dependencia de personal externo y asegurando la continuidad operativa del sistema. La capacitación también puede abrir oportunidades de empleo y desarrollo de habilidades en la comunidad.

REFERENCIAS

- Abati Ruiz, E. (2021). *Diseño de dos sistemas energéticos renovables para dos comunidades aisladas con acceso limitado a la electricidad ubicadas en Perú* (Tesis de máster, Universitat Politècnica de Valencia).
- Alvarez, J. C., & Hatakeyama, K. (2019, July). Impacts of the renewable energy laws in the Peruvian regional development. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 2123, No. 1). AIP Publishing.
- Barrón Cornejo, A., Centurión Cruz, M., Ferreyros Corigliano, L., Forero Chávez, G., López Velásquez, G., y Markovinovic Godoy, L. (2021). La importancia del uso de energías renovables en centros comerciales en Lima.

- Campodónico, H., y Carrera, C. (2022). Energy transition and renewable energies: Challenges for Peru. *Energy Policy*, 171, 113261.
- Canziani, F., Vargas, R., y Gastelo-Roque, J. A. (2021). Hybrid Photovoltaic-Wind Microgrid With Battery Storage for Rural Electrification: A Case Study in Perú. *Frontiers in Energy Research*, 8:528571-. doi: 10.3389/FENRG.2020.528571
- Casilimas Peña, A., Montoya, O. D., Garcés Ruiz, A., y Camacho, C. Á. (2022). Stochastic Convex Optimization for Optimal Power Factor Correction in Microgrids with Photovoltaic Generation. *TecnoLógicas*, 25(55).
- Chakravarty, D., y Roy, J. (2021). Solar Microgrids in Rural India: A Case Study of Household Benefits. *Ecology, Economy and Society—the INSEE Journal*, 4(2), 65-93.
- Coelho, S., Monteiro, V., Sousa, T. J., Barros, L. A., Pedrosa, D., Couto, C., y Afonso, J. L. (2022). A unified power converter for solar PV and energy storage in dc microgrids. *Batteries*, 8(10), 143.
- Criollo, P., Ortiz, L., Aguila, A., y Pavón, W. (2022, October). A Method based on a Sliding Mode Observer for Fault Detection in Photovoltaic Solar Systems connected to AC Microgrids. In *2022 IEEE Sixth Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM)* (pp. 1-6). IEEE.
- Eales, A., Alsop, A., Frame, D., Strachan, S., y Galloway, S. (2020). Assessing the market for solar photovoltaic (PV) microgrids in Malawi. *Hapres Journal of Sustainability Research*, 2(1).
- Eid, B., Guerrero, J. M., Abusorrah, A., y Islam, R. (2021). A new voltage regulation strategy using developed power sharing techniques for solar photovoltaic generation-based microgrids. *Electrical Engineering*, doi: 10.1007/S00202-021-01289-3

- El Gohary, F., Nyström, S., Reitsma, L., y Bartusch, C. (2021). Identifying Challenges in Engaging Users to Increase Self-Consumption of Electricity in Microgrids. *Energies*, 14(5), 1257.
- Grisales Noreña, L. F., Ramos Paja, C. A., González Montoya, D., Alcalá, G., y Hernández Escobedo, Q. (2020). Energy management in PV based microgrids designed for the Universidad Nacional de Colombia. *Sustainability*, 12(3), 1219.
- Habib, S., Tamoor, T., Shi, M., y Li Dong, S. (2023). Modelling, Simulation and Experimental Analysis of a Photovoltaic and Biogas Hybrid Renewable Energy System for Electrification of Rural Community. *Energy technology*, doi: 10.1002/ente.202300474
- Jadidi, S., Badihi, H., & Zhang, Y. (2020). Fault diagnosis in microgrids with integration of solar photovoltaic systems: A review. *IFAC-PapersOnLine*, 53(2), 12091-12096.
- Jensen, M., Hopps, E., y Roth, B. (2019). Assessing the Impact of Off-grid Solar Electrification in Rural Peru: Replicability, Sustainability and Socioeconomics. *International Journal for Service Learning in Engineering, Humanitarian Engineering and Social Entrepreneurship*, 14(3), 61-79.
- Jones, C. B., Vining, W. F., y Haines, T. (2022, June). Current & Future Photovoltaic System Impacts on City-Wide Grid Performance & Neighborhood Microgrids. In *2022 IEEE 49th Photovoltaics Specialists Conference (PVSC)* (pp. 0276-0282). IEEE.
- Joshi, S., Karamta, M., y Pandya, B. (2022). Small scale wind & solar photovoltaic energy conversion system for DC microgrid applications. *Materials Today: Proceedings*, 62, 7092-7097.

- Kanniappen, S., Sewsunker, R., y Lazarus, I. J. (2022). Design Scheme for Ring-Based Extra Low Voltage Off-Grid Photovoltaic Direct Current Microgrids for Rural Electrification. 1-6. doi: 10.1109/saupec55179.2022.9730642
- Keisang, K., Bader, T., y Samikannu, R. (2021). Review of Operation and Maintenance Methodologies for Solar Photovoltaic Microgrids. *Frontiers in Energy Research*, 9, 730230.
- Makola, C. S., Le Roux, P. F., y Jordaan, J. A. (2021, August). Design, Analysis, and Operation of Photovoltaic Power in a Microgrid with an EESS. In *2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica* (pp. 1-5). IEEE.
- Marin, A. (2023). *Minem ejecutará 30 proyectos de electrificación rural en 15 regiones del Perú durante el 2023*. PERÚ ENERGÍA 2023.
<https://peruenergia.com.pe/minem-ejecutara-30-proyectos-de-electrificacion-rural-en-15-regiones-del-peru-durante-el-2023/>
- Motjoadi, V., Bokoro, P. N., y Onibonoje, M. O. (2020, August). Review of switching and control techniques of solar microgrids. In *2020 IEEE PES/IAS PowerAfrica* (pp. 1-5). IEEE.
- Nsengimana, C., Kai, L., Yuhao, C., y Li, L. (2022). Standalone photovoltaic and battery microgrid design for rural areas. 40(6):1617-1633. doi: 10.1177/01445987221102196
- Pandey, S. K., Natarajan, K., y Kumar, H. S. (2021, September). Analysis of Solar Photovoltaic Systems for Optimum Utilization in Microgrid Applications. In *2021 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP)* (pp. 186-191). IEEE.
- Polleux, L., Guerassimoff, G., Marmorat, J. P., Sandoval-Moreno, J., y Schuhler, T. (2022). An overview of the challenges of solar power integration in isolated

- industrial microgrids with reliability constraints. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 155, 111955.
- Pritam Satsangi, K., Sailesh Babu, G. S., Bhagwan Das, D., y Saxena, A. K. (2019). Performance Indicators for Assessing Solar Photovoltaic Microgrids in Grid-Connected Mode. In *Applications of Computing, Automation and Wireless Systems in Electrical Engineering: Proceedings of MARC 2018* (pp. 1213-1222). Springer Singapore.
- Rodríguez Gámez, M., Vázquez Pérez, A., Looor Castillo, G. A., Guerrero, J. M., Villacreses Viterí, C. G., Alvarez, J. N., ... y Alvarez, J. R. N. (2022). Energy repowering using photovoltaic microgrids-a case study in the province of Manabí in Ecuador. *International Journal on Engineering Applications (IREA)*, 10(3), 167-176.
- Samu, R., Calais, M., Shafiullah, G. M., Moghbel, M., Shoeb, M. A., Nouri, B., & Blum, N. (2021). Applications for solar irradiance nowcasting in the control of microgrids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 147, 111187.
- Sarker, F. H. (2022). Transition between stand-alone and grid connected solar pv microgrids.
- Souza, M. E., Melo, F. C., Coelho, E. A., y de Freitas, L. C. (2019). Integration of Solar Photovoltaic (PV) Systems with CCM Inverters into VCM Droop-Controlled Islanded AC Microgrids. In *2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)* (pp. 1-6). IEEE.

- Tafula, J. E., Justo, C. D., Moura, P., Mendes, J., y Soares, A. (2023). Multicriteria Decision-Making Approach for Optimum Site Selection for Off-Grid Solar Photovoltaic Microgrids in Mozambique. *Energies*, 16(6), 2894.
- Ullah, S., Haidar, A. M., y Zen, H. (2020). Assessment of technical and financial benefits of AC and DC microgrids based on solar photovoltaic. *Electrical Engineering*, 102, 1297-1310.

CONSTANCIA DE APROBACION DE ORIGINALIDAD DE TESIS

Yo, Daniel Carranza Montenegro, Asesor de tesis del estudiante Daniel Olivier Carranza Lizana.

Titulada:

Estudio de factibilidad, diseño y simulación de sistema un de electrificación rural con microrred solar fotovoltaica en la comunidad de Las Palmas, distrito de Puinahua, provincia de Requena, departamento de Loreto, luego de la revisión exhaustiva del documento constato que la misma tiene un índice de similitud de **20%** verificable en el reporte de similitud del programa Turnitin.

El suscrito analizo dicho reporte y concluyo que cada una de las coincidencias detectadas no constituyen plagio. A mi leal saber y entender la tesis cumple con todas las normas para el uso de citas y referencias establecidas por la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.

Lambayeque 9 de enero del 2024



DANIEL CARRANZA MONTENEGRO

DNI: 16477153

ASESOR

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

042

Siendo las 11:00 horas del día 22 de diciembre del año Dos Mil Veintitres

, en la Sala de Sustentación de la Escuela de Posgrado de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo de Lambayeque, se reunieron los miembros del Jurado, designados mediante Resolución N° 726 de fecha 04/08/2023, conformado por:

Dr. Segundo Abelardo Horna Torres PRESIDENTE (A)

Mg. Jony Villalobos Cabrera SECRETARIO (A)

Mg. Juan Antonio Tumialan Hinojosa VOCAL

Dr. Daniel Carranza Montenegro ASESOR (A)

Con la finalidad de evaluar la tesis titulada "ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DISEÑO Y SIMULACION DE SISTEMA ELECTRIFICACION RURAL CON MICRORED SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA COMUNIDAD DE LAS PALMAS, DISTRITO DE PUNAHUA PROVINCIA DE NEQUENA, DEPARTAMENTO DE LORETO".

presentado por el (la) Tesista DANIEL OLIVER CARRANZA LIZANA

sustentación que es autorizada mediante Resolución N° 1128 - 2023 - EP de fecha 11 de diciembre de 2023.

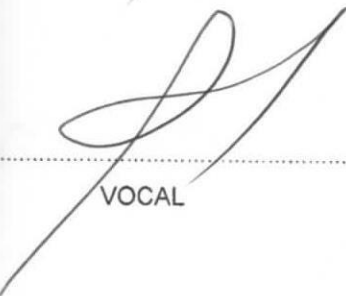
El Presidente del jurado autorizó del acto académico y después de la sustentación, los señores miembros del jurado formularon las observaciones y preguntas correspondientes, las mismas que fueron absueltas por el (la) sustentante, quien obtuvo 18 puntos que equivale al calificativo de Muy Bueno

En consecuencia el (la) sustentante queda apto (a) para obtener el Grado Académico de: Maestro en Ciencias de la Ingeniería Mecánica y Eléctrica con mención en Energía

Siendo las 12:15 pm horas del mismo día, se da por concluido el acto académico, firmando la presente acta.



PRESIDENTE



VOCAL



SECRETARIO



ASESOR

TESIS

INFORME DE ORIGINALIDAD

20%	19%	4%	9%
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	hdl.handle.net Fuente de Internet		5%
2	cdn.www.gob.pe Fuente de Internet		2%
3	repositorio.ucv.edu.pe Fuente de Internet		1%
4	www.repositorio.usac.edu.gt Fuente de Internet		1%
5	docplayer.es Fuente de Internet		1%
6	repositorio.unprg.edu.pe Fuente de Internet		1%
7	repositorio.unap.edu.pe Fuente de Internet		<1%
8	www.mapa.gob.es Fuente de Internet		<1%
9	Submitted to Universidad Europea de Madrid Trabajo del estudiante		<1%

10	documentop.com Fuente de Internet	<1 %
11	ria.utn.edu.ar Fuente de Internet	<1 %
12	www.scribd.com Fuente de Internet	<1 %
13	biblioteca.usac.edu.gt Fuente de Internet	<1 %
14	Submitted to Universidad Nacional del Santa Trabajo del estudiante	<1 %
15	es.weatherspark.com Fuente de Internet	<1 %
16	uvadoc.uva.es Fuente de Internet	<1 %
17	www.electropar.com.py Fuente de Internet	<1 %
18	Submitted to Centro Europeo de Postgrado - CEUPE Trabajo del estudiante	<1 %
19	tesis.ipn.mx Fuente de Internet	<1 %
20	www.senace.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
21	aprenderly.com	




	Fuente de Internet	<1 %
22	www.normalizacion.gob.ec Fuente de Internet	<1 %
23	Submitted to Universidad Cesar Vallejo Trabajo del estudiante	<1 %
24	Submitted to Universidad ESAN -- Escuela de Administración de Negocios para Graduados Trabajo del estudiante	<1 %
25	WALSH PERU S.A. INGENIEROS Y CIENTIFICOS CONSULTORES. "EIA-D del Proyecto de Desarrollo del Campo Petrolero Bretaña Norte – Lote 95-IGA0011578", R.D. N° 00091-2019-SENACE-PE/DEAR, 2022 Publicación	<1 %
26	peruenergia.com.pe Fuente de Internet	<1 %
27	www.juntadeandalucia.es Fuente de Internet	<1 %
28	repositorio.upt.edu.pe Fuente de Internet	 <1 %
29	www.tandfonline.com Fuente de Internet	<1 %
30	Submitted to UNIBA Trabajo del estudiante	<1 %

- | | | |
|----|---|------|
| 31 | www.nexans.pe
Fuente de Internet | <1 % |
| 32 | Submitted to Infile
Trabajo del estudiante | <1 % |
| 33 | Mejia Yovera, Gabriela Luisa. "Evaluacion de Impacto de los Proyectos de Ampliacion de Frontera Electrica Rural de la Region Cusco.", Pontificia Universidad Catolica del Peru - CENTRUM Catolica (Peru), 2020
Publicación | <1 % |
| 34 | PACIFIC PROTECCION INTEGRAL DE RECURSOS (PIR) SOCIEDAD ANONIMA CERRADA. "ITS Mejora Tecnológica en el Control de Erosión Ribereña y Mejoras en el Muelle de Recepción y Despacho de Hidrocarburos (Muelle de Carga Líquida) - Locación 2A – Lote 95-IGA0014978", R.D. N° 00013-2021-SENACE-PE/DEAR, 2021
Publicación | <1 % |
| 35 | patents.google.com
Fuente de Internet | <1 % |
| 36 | repositorio.unp.edu.pe
Fuente de Internet | <1 % |
| 37 | es.scribd.com
Fuente de Internet | <1 % |
| 38 | 1library.co | |



- | | | |
|----|---|------|
| 31 | www.nexans.pe
Fuente de Internet | <1 % |
| 32 | Submitted to Infile
Trabajo del estudiante | <1 % |
| 33 | Mejia Yovera, Gabriela Luisa. "Evaluacion de Impacto de los Proyectos de Ampliacion de Frontera Electrica Rural de la Region Cusco.", Pontificia Universidad Catolica del Peru - CENTRUM Catolica (Peru), 2020
Publicación | <1 % |
| 34 | PACIFIC PROTECCION INTEGRAL DE RECURSOS (PIR) SOCIEDAD ANONIMA CERRADA. "ITS Mejora Tecnológica en el Control de Erosión Ribereña y Mejoras en el Muelle de Recepción y Despacho de Hidrocarburos (Muelle de Carga Líquida) - Locación 2A – Lote 95-IGA0014978", R.D. N° 00013-2021-SENACE-PE/DEAR, 2021
Publicación | <1 % |
| 35 | patents.google.com
Fuente de Internet | <1 % |
| 36 | repositorio.unp.edu.pe
Fuente de Internet | <1 % |
| 37 | es.scribd.com
Fuente de Internet | <1 % |
| 38 | 1library.co | |

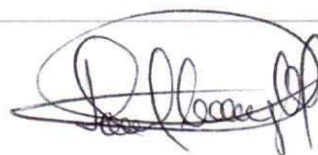
46	Jesús Águila León. "Modelo y desarrollo de un sistema de gestión óptima para una microrred empleando algoritmos bio-inspirados", Universitat Politecnica de Valencia, 2023 Publicación	<1 %
47	www.researchgate.net Fuente de Internet	<1 %
48	energia.gob.es Fuente de Internet	<1 %
49	html.pdfcookie.com Fuente de Internet	<1 %
50	oa.upm.es Fuente de Internet	<1 %
51	qdoc.tips Fuente de Internet	<1 %
52	www.ppgeet.uff.br Fuente de Internet	<1 %
53	repositorio.uncp.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
54	www.lawmix.ru Fuente de Internet	<1 %
55	Christos Melios, Andreas Dimitriou, Charalambos A. Charalambous. "Accelerated Stray-Current Corrosion in Building Applied	<1 %



Photovoltaic Systems", 2020 IEEE
International Conference on Environment and
Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial
and Commercial Power Systems Europe
(EEEIC / I&CPS Europe), 2020

Publicación

- | | | |
|----|--|------|
| 56 | FIDEL SALAS VICENTE. "Investigación y modelización de la adherencia, el desgaste y la fenomenología de daño asociada a la rodadura en contactos rueda-carril de aceros al carbono y bainíticos.", Universitat Politecnica de Valencia, 2015
Publicación | <1 % |
| 57 | cienciabierta.utp.edu.co
Fuente de Internet | <1 % |
| 58 | riunet.upv.es
Fuente de Internet | <1 % |
| 59 | moam.info
Fuente de Internet | <1 % |
| 60 | idus.us.es
Fuente de Internet | <1 % |
| 61 | repositoriodirplan.mop.gob.cl
Fuente de Internet | <1 % |
| 62 | www.yumpu.com
Fuente de Internet | <1 % |



63	CESEL S A. "ITS Repotenciación de la Línea de Transmisión 138 kV Aguaytía - Pucallpa (L-1125) y Subestaciones Asociadas-IGA0002897", R.D. N° 436-2015-MEM/DGAEE, 2020 Publicación	<1 %
64	Submitted to Universidad de Alcalá Trabajo del estudiante	<1 %
65	cuidadores.unir.net Fuente de Internet	<1 %
66	Submitted to tec Trabajo del estudiante	<1 %
67	vsip.info Fuente de Internet	<1 %
68	www.osinergmin.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
69	Submitted to Ministerio de Educación de Perú - COAR Trabajo del estudiante	<1 %
70	Submitted to Universidad Andina Nestor Caceres Velasquez Trabajo del estudiante	<1 %
71	Submitted to Universitat Politècnica de València Trabajo del estudiante	<1 %

72	ciberoamericana.com Fuente de Internet	<1 %
73	tec.upc.es Fuente de Internet	<1 %
74	todoelcampo.com.uy Fuente de Internet	<1 %
75	www.domesticmonsters.com Fuente de Internet	<1 %
76	www.evwind.com Fuente de Internet	<1 %
77	www.infoenergetica.com Fuente de Internet	<1 %
78	www.slideshare.net Fuente de Internet	<1 %
79	WALSH PERU S.A. INGENIEROS Y CIENTIFICOS CONSULTORES. "Actualización del EIA para Actividades de Sísmica 2D y Perforación de Pozos Exploratorios en el Lote 95-IGA0017146", R.D. N° 00031-2020-SENACE-PE/DEAR , 2022 Publicación	<1 %
80	diariovoces.com.pe Fuente de Internet	<1 %
81	edoc.pub Fuente de Internet	<1 %

//

82 issuu.com <1 %
Fuente de Internet

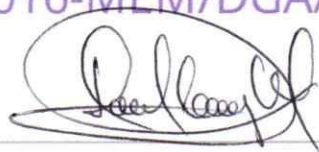
83 livrosdeamor.com.br <1 %
Fuente de Internet

84 www.es-partnership.org <1 %
Fuente de Internet

85 www.scielo.org.mx <1 %
Fuente de Internet

86 "Handbook of Power Quality", Wiley, 2008 <1 %
Publicación

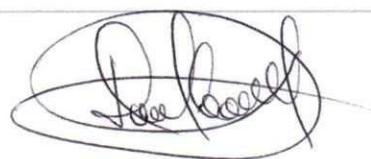
87 PACIFIC PROTECCION INTEGRAL DE <1 %
RECURSOS (PIR) SOCIEDAD ANONIMA
CERRADA. "ITS para la Reubicación de 08
Pozos de Desarrollo y sus Facilidades de
Producción en la Zona C del Lote III-
IGA0001255", R.D. N° 289-2016-MEM/DGAEE,
2022
Publicación



88 PLANET PERU S.A.. "DIA Sistema Eléctrico <1 %
Rural Puerto Bermúdez III Etapa-
IGA0013442", R.D. N° 041-2015-GRP-GGR-
GRDE/DREMH , 2021
Publicación

89 Submitted to Universidad de Málaga - Tii <1 %
Trabajo del estudiante

90	Fuente de Internet	<1 %
91	foros.integracionclinica.com.ar Fuente de Internet	<1 %
92	legislacion.edomex.gob.mx Fuente de Internet	<1 %
93	static.unodc.org Fuente de Internet	<1 %
94	www.ptolomeo.unam.mx:8080 Fuente de Internet	<1 %
95	www.rlcu.org.ar Fuente de Internet	<1 %
96	www.unirioja.es Fuente de Internet	<1 %
97	www.unodc.org Fuente de Internet	<1 %



Excluir citas Activo
Excluir bibliografía Activo

Excluir coincidencias < 10 words




Recibo digital


Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por **Turnitin**. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega:	DANIEL CARRANZA LIZANA
Título del ejercicio:	TESIS
Título de la entrega:	TESIS
Nombre del archivo:	Informe_de_tesis_-_Carranza_Lizana_Daniel_Olivier.docx
Tamaño del archivo:	3.8M
Total páginas:	113
Total de palabras:	24,852
Total de caracteres:	132,854
Fecha de entrega:	07-ene.-2024 06:50p. m. (UTC-0500)
Identificador de la entre...	2267634051



UNIVERSIDAD NACIONAL
"PEDRO RUIZ GALLO"
ESCUELA DE POSGRADO



MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA Y
ELÉCTRICA CON MENCIÓN EN ENERGÍA

Estudio de factibilidad, diseño y simulación de sistema
electrificación rural con microrred solar fotovoltaica en la
comunidad de Las Palmas, distrito de Puimahu, provincia de
Requena, departamento de Loreto

TESIS

Para obtener el Grado Académico de Maestro en Ciencias de
la Ingeniería Mecánica y Eléctrica con Mención en Energía

Autor:
Bach. Carranza Lizana, Daniel Olivier

Asesor:
Dr. Carranza Montenegro, Daniel
ORCID:0000000167436915

Lambayeque, Perú
2023

