

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DE ENERGÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO
CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL
SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA
LOCALIDAD DE "MASISEA", PROVINCIA CORONEL
PORTILLO, REGIÓN UCAYALI”**

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA

CARLOS AUGUSTO ACOSTA HUERTA

Callao, 2021
PERÚ


.....
Carlos Augusto Acosta Huerta
DNI: 47409109


Lizandro Bernaldo Rosales Pantoja
Ingeniero Mecánico
Reg. CIP N° 72839

“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO
CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL
SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA
LOCALIDAD DE "MASISEA", PROVINCIA CORONEL
PORTILLO, REGIÓN UCAYALI”

ACTA N° 077 DE SUSTENTACIÓN DE TESIS CON CICLO TALLER PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

LIBRO N° 001, FOLIO N° 103, ACTA N° 077 DE SUSTENTACIÓN DE TESIS CON CICLO TALLER DE TESIS PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

A los 08 días del mes diciembre, del año 2021, siendo las 13:40 horas, se reunieron, en la sala meet: <https://meet.google.com/wdy-xddb-bej> el **JURADO DE SUSTENTACION DE TESIS** para la obtención del **TÍTULO** profesional de **Ingeniero en Energía** de la **Facultad de Ingeniería Mecánica y de Energía**, conformado por los siguientes docentes ordinarios de la **Universidad Nacional del Callao**:

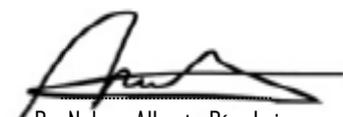
- Dr. Juan Manuel Palomino Correa : Presidente
- Dr. Nelson Alberto Díaz Leiva : Secretario
- Mg. Juan Guillermo Mancco Pérez : Miembro
- Mg. Lizandro Bernaldo Rosales Puño : Asesor

Se dio inicio al acto de sustentación de la tesis del **Bachiller ACOSTA HUERTA, CARLOS AUGUSTO**, quien habiendo cumplido con los requisitos para optar el Título Profesional de Ingeniero en Energía sustenta la tesis titulada **"DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE "MASISEA", PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI"**, cumpliendo con la sustentación en acto público, de manera no presencial a través de la Plataforma Virtual, en cumplimiento de la declaración de emergencia adoptada por el Poder Ejecutivo para afrontar la pandemia del Covid-19, a través del D.S. N° 044-2020-PCM y lo dispuesto en el DU N° 026-2020 y en concordancia con la Resolución del Consejo Directivo N° 039-2020-SUNEDU-CD y la Resolución Viceministerial N° 085-2020-MINEDU, que aprueba las "Orientaciones para la continuidad del servicio educativo superior universitario";

Con el quórum reglamentario de ley, se dio inicio a la sustentación de conformidad con lo establecido por el Reglamento de Grados y Títulos vigente. Luego de la exposición, y la absolución de las preguntas formuladas por el Jurado y efectuadas las deliberaciones pertinentes, acordó: Dar por **APROBADO** con la escala de calificación cualitativa **BUENO** y calificación cuantitativa **15 (quince)**, la presente Tesis, conforme a lo dispuesto en el Art. 27 del Reglamento de Grados y Títulos de la UNAC, aprobado por Resolución de Consejo Universitario N° 245-2018- CU del 30 de octubre del 2018.

Se dio por cerrada la Sesión a las 14:16 horas del día 08 del mes y año en curso.


.....
Dr. Juan Manuel Palomino Correa
Presidente de Jurado


.....
Dr. Nelson Alberto Díaz Leiva
Secretario de Jurado


.....
Mg. Juan Guillermo Mancco Pérez
Vocal de Jurado


.....
Mg. Lizandro Bernaldo Rosales Puño
Asesor

DEDICATORIA

A mi hija el pilar de mi esfuerzo y superación. A mis padres y hermanos por el apoyo constante en el transcurso de mi vida, quienes día a día impartieron en mí con sus enseñanzas, A mi querida Facultad FIME, por haberme permitido formarme en sus aulas, compartiendo ilusiones y anhelos.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, agradezco a Dios, quien ha forjado mi camino y me ha dirigido por el sendero correcto, el que en todo momento está conmigo ayudándome a aprender de mis errores y a guiar el destino de mi vida.

Asimismo, expreso mi inmenso agradecimiento a mis profesores de facultad, quienes impartieron en mí muchos conocimientos y sus sabios consejos en el transcurso de mi vida universitaria.

A mis profesores del curso por su orientación y atención a mis consultas para el desarrollo exitoso de mi investigación.

INDICE GENERAL

RESUMEN	6
ABSTRACT	7
INTRODUCCIÓN.....	8
I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	9
1.1. Descripción de la realidad problemática	9
1.2. Formulación del problema	10
1.2.1 Problema general	10
1.2.2 Problemas específicos	10
1.3. Objetivos	11
1.3.1 Objetivo general	11
1.3.2 Objetivos específicos	11
1.4. Limitantes de la Investigación.....	11
1.4.1 Teórica	11
1.4.2 Temporal	11
1.4.3 Espacial.....	11
II. MARCO TEÓRICO	12
2.1. Antecedentes	12
2.1.1 Antecedentes internacionales:	12
2.1.2 Antecedentes nacionales	15
2.2. Bases teóricas	18
2.2.1 Energía y potencia eléctrica	18
2.2.2 Potencia, máxima demanda y el factor de carga	19
2.2.3 Semiconductores	20
2.2.4 Efecto Fotovoltaico.....	22
2.2.5 Radiación solar	23
2.2.6 Hora solar pico	24
2.2.7 Instalación solar fotovoltaica aislada.....	25
2.2.8 El panel Fotovoltaico	25
2.2.9 Baterías	28
2.2.10 Inversor	29
2.2.11 Transformador.....	30

2.2.12 Geometría Solar.....	31
2.2.13 Componentes y factores de cálculo de la irradiación solar sobre una superficie inclinada.....	32
2.3. Marco conceptual	36
2.4. Definición de términos básicos	37
III. HIPOTESIS Y VARIABLES	39
3.1. Hipótesis	39
3.1.1 Hipótesis general	39
3.1.2 Hipótesis específicas.....	39
3.2. Definición conceptual de las variables.....	39
3.2.1 Operacionalización de variables	40
IV. DISEÑO METODOLOGICO	41
4.1. Tipo y diseño de la investigación	41
4.2. Población y muestra	41
4.3. Lugar de estudio y periodo desarrollado.....	42
4.4. Técnicas e instrumentos para la recolección de la información	42
4.5. Análisis y procesamiento de datos	42
4.5.1 Etapas de la investigación	42
4.5.2 Desarrollo de la investigación	43
V. RESULTADOS	74
5.1. Resultados descriptivos.....	74
VI. DISCUSION DE RESULTADOS.....	75
6.1. Contrastación y demostración de la hipótesis con los resultados	75
6.2. Contrastación de los resultados con otros estudios similares	77
6.3. Responsabilidad ética de acuerdo a los reglamentos vigentes.....	79
CONCLUSIONES	80
RECOMENDACIONES	81
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	82
ANEXOS	85

INDICE DE TABLAS

Tabla N° 2.1. Tipos de baterías.....	29
Tabla N° 3.1. Operacionalización de variables	40
Tabla N° 4.1 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	42
Tabla N° 4.2. Etapas de la investigación.....	43
Tabla N° 4.3. Abonados del proyecto.....	43
Tabla N° 4.4. Información histórica poblacional 2000-2015	44
Tabla N° 4.5. Tasas de crecimiento poblacional por provincia	44
y distrito	44
Tabla N° 4.6. Proyección de población y abonados.....	45
Tabla N° 4.7. Información comercial del año 2020 del SIA isla santa rosa.....	45
Tabla N° 4.8. Consumo promedio de abonados domésticos	46
del año 2020.....	46
Tabla N° 4.9. Consumo promedio de abonados de uso general del año 2020...	46
Tabla N° 4.10. Promedio anual de consumos abonados domiciliarios	46
Tabla N° 4.11. Promedio anual de consumos abonados de uso general	47
Tabla N° 4.12. Parámetros de curva potencial.....	48
Tabla N° 4.13. Proyección de demanda mensual de abonados	49
Tabla N° 4.14. Proyección de demanda de alumbrado público	49
Tabla N° 4.15. Proyección de demanda de la localidad.....	49
Tabla N° 4.16. Proyección del factor de carga	50
Tabla N° 4.17. Determinación de máxima potencia unitaria	50
Tabla N° 4.18. Determinación de máxima potencia de la localidad	51
Tabla N° 4.19. Máxima potencia de diseño.....	51
Tabla N° 4.20. Irradiación diaria promedio - NASA	52
Tabla N° 4.21. Irradiación diaria promedio - Meteonorm 8.0.....	53
Tabla N° 4.22. Irradiación diaria promedio – Atlas solar	53
Tabla N° 4.23. Irradiación promedio mensual sobre el plano inclinado	55
Tabla N° 4.24. Cálculo de sección de conductor, Panel-Inversor	61
Tabla N° 4.25. Cálculo de sección de conductor, Inversor-Transformador.....	61
Tabla N° 4.26. Cálculo de sección de conductor, Baterías-CDT.....	62
Tabla N° 4.27. Resumen de selección de conductores	62

Tabla N° 4.28. Resumen del equipamiento principal	63
Tabla N° 4.29. Resumen del presupuesto de obra	63
Tabla N° 4.30. Resumen Total de inversiones	64
Tabla N° 4.31. Análisis general de la demanda	65
Tabla N° 4.32. Costos incrementales a precios privados.....	66
Tabla N° 4.33. Costos incrementales a precios sociales	67
Tabla N° 4.34. Beneficios a precios privados.....	67
Tabla N° 4.35. Beneficios a precios sociales	68
Tabla N° 4.36. Beneficios incrementales a precios privados y sociales.....	69
Tabla N° 4.37. Indicadores de rentabilidad obtenidos.....	69
Tabla N° 4.38. Análisis de Sostenibilidad.....	70
Tabla N° 4.39. Análisis de Sensibilidad.....	70
Tabla N° 4.40. Cálculo de huella de Carbono	72

INDICE DE FIGURAS

Figura N° 2.1. Dopaje del Silicio.....	21
Figura N° 2.2. Dopaje del Silicio.....	22
Figura N° 2.3. Hora solar Pico.....	23
Figura N° 2.4. Componentes de la radiación solar.....	24
Figura N° 2.5. Hora solar Pico.....	25
Figura N° 2.6. Dopaje del Silicio.....	25
Figura N° 2.7. Estructura del panel solar	26
Figura N° 2.8. Tipos de conexión del panel solar.....	27
Figura N° 2.9. Curva V-I del Panel Solar.....	28
Figura N° 2.10. Curva descarga de baterías.....	29
Figura N° 2.11. Esquema de un inversor CC/CA	30
Figura N° 2.12. Circuito equivalente de un transformador monofásico	30
Figura N° 2.13. Declinación.....	32
Figura N° 4.1. Carta Solar	54
Figura N° 4.2. Configuración Panel-Inversor.....	58
Figura N° 4.3. Factores de emisión por uso de electricidad.....	71
Figura N° 4.4. Potenciales de calentamiento global.....	72
Figura N° 4.5. Especificaciones Técnicas de Grupo Electrónico.....	73

INDICE DE GRÁFICOS

Gráfico N° 2.1. Energía y Potencia	20
Gráfico N° 4.1. Curva potencial de demanda histórica de abonados domiciliarios	47
Gráfico N° 4.2. Curva potencial de demanda histórica de abonados de uso general	48

RESUMEN

En la presente investigación se realizó el diseño de un sistema fotovoltaico centralizado de 768 kWp el cual tuvo como objetivo el mejoramiento del suministro de energía eléctrica en la localidad de Masisea la cual cuenta con una población de 871 viviendas.

El diseño del sistema se fundamentó en el principio fotovoltaico para la generación de energía eléctrica, en el cual en primera instancia se determinó la máxima demanda de energía y potencia del sistema mediante el uso de datos históricos OSINERGMIN del consumo energético de un sistema eléctrico modelo, posteriormente se estimó la radiación solar del emplazamiento mediante datos de la NASA para así dimensionar la cantidad de paneles requeridos, inversores, baterías, transformador y dispositivos complementarios necesarios con los cuales se obtuvo un presupuesto estimado; finalmente se realizó la evaluación económica desde los enfoques a precios privados y a precios sociales.

Los resultados obtenidos de la presente investigación permitieron establecer mejoras en el suministro de energía eléctrica, los cuales se fundamentaron en varios aspectos como, en la mejora de la disponibilidad de energía eléctrica a la población, mejora en la continuidad del suministro, reducción del precio de la tarifa de venta de energía actual y finalmente se obtuvo la rentabilidad económica social del sistema.

Palabras clave:

Sistema Fotovoltaico Centralizado

Suministro de energía eléctrica

Disponibilidad de energía eléctrica

Continuidad del suministro

Rentabilidad económica social

ABSTRACT

In this research, the design of a 768 kWp centralized photovoltaic system was carried out, which aimed to improve the supply of electricity in the town of Masisea, which has a population of 871 homes.

The design of the system was based on the photovoltaic principle for the generation of electrical energy, in which in the first instance the maximum demand for energy and power of the system was determined by using historical data OSINERGMIN of the energy consumption of a model electrical system, Subsequently, the solar radiation of the site was estimated using data from NASA in order to size the amount of required panels, inverters, batteries, transformer and necessary complementary devices with which an estimated budget was obtained; Finally, the economic evaluation was carried out from the approaches at private prices and at social prices.

The results obtained from the present investigation allowed to establish improvements in the supply of electrical energy, which were based on several aspects such as, in the improvement of the availability of electrical energy to the population, improvement in the continuity of supply, reduction of the price of the current energy sales rate and finally the social economic profitability of the system was obtained.

Keywords:

Centralized Photovoltaic System

Electric power supply

Electric power availability

Continuity of supply

Social economic profitability

INTRODUCCIÓN

A nivel mundial, uno de los factores más importantes por el cual se logra un desarrollo homogéneo de las naciones es mediante el mayor acceso de la población a la energía eléctrica que se evidencia con los índices de electrificación, tal es así que los países con bajos índices de electrificación nacional y rural coincidentemente tienen bajos índices promedios de desarrollo y estándares promedios menores de calidad de vida de su población.

Es por ello que nuestro país realiza inversiones anuales programadas con el objetivo de aumentar los coeficientes de electrificación y así disminuir la brecha de desigualdad en la calidad de vida de la población. Sin embargo, aún resulta difícil para el estado electrificar localidades que se encuentran aisladas de las redes locales existentes, esto principalmente por el exceso de inversión que se requiere para su conexión a las redes locales por encontrarse muy distantes y en muchos casos aisladas geográficamente.

Para ello se ha realizado la presente investigación que consiste en el agrupamiento de la generación mediante paneles solares diseñando un sistema fotovoltaico centralizado autónomo que permita la electrificación de la localidad Masisea, la cual cuenta con, desarrollando una investigación tecnológica con un diseño no experimental no aplicada.

El proceso de investigación partió desde la determinación de la demanda total de energía eléctrica de la localidad mediante la estimación de los consumos unitarios de los beneficiarios, se determinó la irradiación solar en el lugar de emplazamiento, con ello se calculó el número total de paneles solares del sistema. Posteriormente se dimensiono los dispositivos encargados de almacenar, regular y transformar la energía eléctrica generada, para finalmente evaluar socialmente las inversiones estimadas.

I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Descripción de la realidad problemática

Durante la globalización del uso de la energía, el uso indiscriminado de combustibles fósiles, así como los procesos industriales usados para producir energía eléctrica, ha colaborado al calentamiento global, por la emisión de CO₂. En el año 1973 se produjo el embargo petrolero; este acontecimiento evidenció la vulnerabilidad de los combustibles fósiles concentrados en unos pocos países. Así que, en medio de los crecientes temores sobre la seguridad energética, los gobiernos y las empresas privadas vertieron miles de millones de dólares en investigación y desarrollo fotovoltaico. Esto llevó al uso generalizado de la energía fotovoltaica en la década de 1980 para alimentar estaciones telefónicas, postes de socorro, balizas luminosas, etc.

La electrificación rural en el Perú se caracteriza por la lejanía y la poca accesibilidad de sus localidades, el consumo unitario de energía eléctrica reducido y el bajo poder adquisitivo de sus habitantes. Asimismo, no existe suficiente infraestructura vial, esto hace que muchas de sus localidades se encuentren aisladas, sin contar con infraestructura social básica en salud, educación, saneamiento, vivienda, etc. Esta situación determina una baja rentabilidad económica de los proyectos de electrificación rural mediante la interconexión a las redes eléctricas existentes, lo que motiva a establecer tecnologías alternativas para la electrificación de estas localidades. La imposibilidad o inconveniencia técnica y/o económica de interconectar a las localidades aisladas, determina priorizar el uso de fuentes de energía solar como alternativa tecnológica para la solución de estas necesidades vía la implementación de sistemas fotovoltaicos, en áreas geográficas con potenciales solares como en zonas de sierra y selva.

El distrito de Masisea, ubicado en la provincia de Coronel Portillo, en la Región Ucayali, de acuerdo con el Plan de Desarrollo Concertado 2019-2030, elaborado por la Municipalidad Provincial de Coronel Portillo,

cuenta con un coeficiente de electrificación del 76%, teniendo así una población estimada de 2832 habitantes que no cuentan con el suministro de energía eléctrica, esta falta de acceso a la electricidad combinada con la escases de otros servicios de infraestructura, limita el desarrollo económico de su población, obstaculizando las mejoras en los estándares de vida.

Actualmente, la localidad de "Masisea" cuenta con 871 viviendas y 57 establecimientos de uso general como postas, colegios, salones comunales, guarderías, entre otros, las cuales vienen siendo electrificadas mediante la generación de energía por un grupo electrógeno de 365 KW, esto repercute negativamente en la disponibilidad y continuidad del suministro de energía eléctrica, en los excesivos precios de venta de energía por depender principalmente de la quema del petróleo y de ser un suministro eléctrico no viable desde el punto de vista de inversión privada por encontrarse aislada, sin acceso vía terrestre y ubicada a una distancia aproximada de cuarenta kilómetros desde la ciudad de Pucallpa.

1.2. Formulación del problema

1.2.1 Problema general

¿De qué manera el diseño de un sistema fotovoltaico centralizado mejora el suministro de energía eléctrica en la localidad de 'Masisea'?

1.2.2 Problemas específicos

- ¿De qué manera la estimación de la demanda máxima de energía eléctrica de la localidad mejora la disponibilidad de energía eléctrica?
- ¿De qué manera la determinación de la potencia máxima del sistema mejora la continuidad del suministro de energía eléctrica?
- ¿De qué manera la aplicación de tecnología de generación fotovoltaica de energía eléctrica mejora el precio de venta de energía?
- ¿De qué manera la rentabilidad social del sistema, mejora la viabilidad del suministro de energía eléctrica?

1.3. Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Diseñar un sistema fotovoltaico centralizado para mejorar el suministro de energía eléctrica en la localidad de "Masisea".

1.3.2 Objetivos específicos

- Determinar como la estimación de la demanda máxima de energía eléctrica de la localidad mejora la disponibilidad de energía eléctrica.
- Determinar como la determinación de la potencia máxima del sistema mejora la continuidad del suministro de energía eléctrica.
- Determinar como la aplicación de tecnología de generación fotovoltaica de energía eléctrica mejora el precio de venta de energía.
- Determinar como la rentabilidad social del sistema, mejora la viabilidad del suministro de energía eléctrica.

1.4. Limitantes de la Investigación

1.4.1 Teórica

Si bien es cierto la energía solar fotovoltaica actualmente es uno de los campos de la generación de energía mediante energías renovables que más se viene desarrollando en la actualidad, sin embargo, la información aún es muy limitada respecto a la generación de energía solar centralizada en zonas rurales, esto se refleja en la insuficiente inversión que se viene realizando en nuestro país para la electrificación de zonas rurales aisladas mediante este sistema no convencional.

1.4.2 Temporal

Las limitaciones temporales de la presente investigación son de carácter natural, por las condiciones atmosféricas de precipitaciones entre los meses de diciembre y mayo.

1.4.3 Espacial

El área del proyecto se encuentra en una zona aislada, ello dificulta el fácil acceso a la información y un posible intercambio de información constante entre los beneficiarios y el investigador

II. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

2.1.1 Antecedentes internacionales:

Rodríguez-Gámez, Vázquez-Pérez, Vélez-Quiroz, Saltos- Arauz (2018). En su investigación titulada 'Mejora de la calidad de la energía con sistemas fotovoltaicos en las zonas rurales'. Se expone un análisis vinculado a una de las alternativas energéticas sostenibles que en la actualidad se está adoptando con éxito a nivel mundial con el fin de lograr el mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico, ahorrar recursos naturales, reducir las pérdidas y contribuir en la disminución de las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Se muestran los resultados de un estudio relacionado con el uso de una innovación tecnológica para mejorar la calidad del servicio eléctrico en una comunidad aislada, mediante la introducción de tecnología fotovoltaica conectada a la red de baja tensión de un grupo de 20 viviendas que fueron estudiadas. Se muestran los resultados del estudio de carga y consumo horario de energía de las viviendas y se despliega una metodología propia para el diseño de la tecnología fotovoltaica conectada a la red de baja tensión de las viviendas estudiadas; este tiene el potencial de evitar el consumo de energía de la red convencional y la posibilidad de mejorar la calidad del servicio eléctrico, al tiempo que se reducen el monto de la factura eléctrica y las pérdidas.

Se utilizó una investigación de tipo descriptiva, por cuanto se obtuvo información acerca de la calidad del servicio eléctrico en la zona estudiada. Se describió la realidad relacionada con sus necesidades y la demanda energética.

Se concluye que La intensidad, calidad y disponibilidad del potencial solar durante todo el año en la comunidad estudiada permite la introducción de la tecnología fotovoltaica para generar energía eléctrica.

Esta tiene un rendimiento que es competitivo con cualquier otra de las tecnologías y fuentes de generación existentes, lo que permitirá mejorar la calidad del servicio eléctrico, reducir las pérdidas, disminuir el costo del kWh generado y servido, preservar recursos naturales y disminuir las emisiones de CO₂ a la atmósfera. La instalación de las 20 centrales fotovoltaicas en el modo de la generación distribuida conectadas a la red de baja tensión de las viviendas estudiadas en la comunidad rural de Playa Prieta, permite una mayor relocalización del recurso energético al aprovechar una fuente autóctona, que puede influir en la formación de una nueva conciencia y postura social frente a un consumo más eficiente y el ahorro de energía.

El antecedente resulta de gran importancia ya que nos permite definir a la tecnología fotovoltaica como medio de generación de energía eléctrica viable, ya que permite el abastecimiento de energía eléctrica en zonas aisladas impactando positivamente en los precios de tarifas de venta de energía a los usuarios y en la reducción de emisión de gases de efecto invernadero.

Acevedo, (2016), en su tesis titulada “Diseño de una instalación solar fotovoltaica con capacidad para 3 kilovatios”. Cuyo objetivo general fue diseñar un sistema solar fotovoltaico de energía limpia y renovable con capacidad para 3 kW en ambientes rurales para suplir necesidades de energía eléctrica en hogares del municipio de Tauramena, asimismo empleo la metodología descriptiva y explicativa, por lo que llego a las siguientes conclusiones:

- De acuerdo con los cálculos desarrollados, en la vereda Carupana, la mínima radiación solar recibida por los paneles inclinados 15°, respecto de la horizontal, y orientados hacia la línea ecuatorial, ocurre en el mes de junio y tiene un valor de 4,05 kWh/m². Este valor es uno

de los parámetros a tener en cuenta para calcular y dimensionar los paneles y equipos correctamente; así se garantiza el suministro mínimo de energía eléctrica, a la instalación durante cualquier época del año.

- Los costos de inversión superan los 25 años, pero se justifican si se tiene en cuenta la calidad de vida que se ofrece a los campesinos, y si se observa que los costos ambientales disminuyen cuando no se cocina con leña.
- En lo posible, se recomienda realizar sistemas de generación fotovoltaica para grupos de usuarios en lugar de sistemas para uno solo. Se observa en las curvas de carga, que la demanda máxima para un usuario estrato 1 es de 3 kVA, mientras que para 45 usuarios es de 1 kVA por usuario (debido al factor de diversidad); esto quiere decir que en estos casos el sistema solar resulta más pequeño y menos costoso si se diseña para varios usuarios.

El antecedente nos ayuda en la correcta selección de la radiación solar de diseño para dimensionar correctamente nuestro sistema fotovoltaico, asimismo aclara que en los sistemas fotovoltaicos es recomendable la realización de sistemas con generación centralizada, el cual ha sido adoptado a nuestro sistema de generación.

Villegas y Alcivar, (2020), en su tesis titulada “Diseño de un sistema fotovoltaico para la escuela de educación básica Simón Bolívar en la comunidad Masa 2, golfo de Guayaquil”. Cuyo objetivo general fue diseñar e implementar un sistema fotovoltaico aislado a la red para la escuela de educación básica Simón Bolívar en la comunidad Masa 2, golfo de Guayaquil, asimismo mediante el uso de métodos teóricos, analíticos y software llegó a las siguientes conclusiones:

- Las necesidades eléctricas que la institución requiere para mejorar la calidad en la educación y aprendizaje de los estudiantes fueron analizadas mediante el cálculo de la potencia nominal en base a la energía de consumo máximo diario y la potencia pico para determinar la cantidad de paneles fotovoltaicos en serie y paralelo.

El antecedente nos ayuda identificar la importancia de una correcta estimación de la demanda de energía, ya que de esta depende la determinación de la potencia del sistema, asimismo la correcta determinación de la potencia pico del sistema nos permitirá realizar un adecuado cálculo del número de paneles solares.

2.1.2 Antecedentes nacionales

Sánchez, (2019), en su tesis titulada “Propuesta de mejora del abastecimiento de energía con paneles solares para reducir insatisfacción de usuarios en Zarumilla-Tumbes”. Cuyo objetivo general fue evaluar la alternativa de energía solar mediante paneles fotovoltaicos para sustituir el actual sistema eléctrico y reducir el nivel de insatisfacción de los usuarios de Zarumilla-tumbes, asimismo empleo la metodología descriptiva no experimental, por lo que llego a las siguientes conclusiones:

- El sistema actual de energía eléctrica no logra cubrir la demanda de la provincia de Zarumilla debido a la falta de infraestructura que cubra la demanda insatisfecha, lo cual genera diversos problemas en el suministro de energía, que finalmente afecta a los usuarios en sus actividades diarias, y lo cual genera insatisfacción. Se concluye entonces, que se necesita un sistema de energía solar que permita aprovechar las condiciones naturales de la región como los niveles de irradiación, promedio 6kWh/m² y las

12 horas promedio de duración astronómica y que garantice un servicio de calidad a los usuarios.

- Entre los factores que afectan a la operación de la central termoeléctrica que genera y distribuye a la provincia de Zarumilla y la región Tumbes en general, se encuentra el insumo que abastece el sistema, puesto que dicho insumo es el combustible diésel, el cual afecta la tarifa que la empresa ofrece, debido a las constantes fluctuaciones en el precio de los combustibles, además de ser un insumo que genera alta emisión de CO₂. Otro factor, es la falta de infraestructura de la central que permita aumentar su capacidad y cubrir la demanda insatisfecha, aunque ello no resulta ser la alternativa de solución, dado que la tarifa seguiría siendo elevada. Este factor influye en los constantes cortes de energía que presenta la provincia. Dichos factores no permiten que el sistema sea sostenible tanto en el aspecto económico como en el ambiental.
- El principal factor que genera insatisfacción a la población es la tarifa del servicio, el cual no sienten justificado por los constantes problemas que tienen con la energía eléctrica. Por ejemplo, los constantes cortes de energía, que el año 2017 alcanzó a 48 eventos. Asimismo, la estabilidad del suministro que genera malestar a la población que opta por el uso de grupos electrógenos para sus actividades comerciales o sociales que genera un gasto adicional por la necesidad de energía eléctrica. Dichos factores que generan insatisfacción a los usuarios se vería reducida con un sistema eléctrico con paneles solares dado que el suministro con este sistema sería constante, así como el precio, y se evitarían los cortes de energía.

- La emisión de CO₂ por la generación de energía eléctrica se reduce en un 90% con los sistemas de paneles solares, con lo cual se reduce de manera significativa los niveles de contaminación en la provincia.

El antecedente nos permite evidenciar que la tecnología fotovoltaica es una solución ante problemas en el suministro de energía eléctrica, que vienen siendo alimentados mediante la generación eléctrica por quema de combustible, asimismo manifiesta que el desuso del combustible se evidencia en la reducción de tarifas de energía eléctrica, por otro lado, nos permite evidenciar que la utilización del sistema fotovoltaico ha permitido la reducción de la emisión de CO₂ en un 90%.

Espinoza y Zaroni, (2021), en su tesis titulada "Diseño de sistema Fotovoltaico off-grid, red secundaria y conexiones domiciliarias para suministro eléctrico al caserío Tallapampa, distrito Salas, provincia Lambayeque. Cuyo objetivo fue efectuar el diseño de un Sistema para generación eléctrica fotovoltaica autónomo no conectado a red externa, redes de distribución secundaria y conexiones a viviendas (incluido a cargas especiales), para suministrar energía eléctrica al caserío Tallapampa, del distrito Salas, provincia y departamento Lambayeque.

Asimismo, empleo la metodología de investigación descriptiva no experimental, por lo que se llegó a las siguientes conclusiones:

- Los resultados de la evaluación económica determinan lo siguiente: El costo total de inversión del Sistema de generación fotovoltaica autónomo (incluido redes secundarias y conexiones individuales) asciende a S/. 1 180 177,07 más reinversión en el año 10 por reposición de baterías ascendente a S/. 277 40,40; cuyo gasto por operación y mantenimiento es S/.33 102,08 al año. El

análisis de rentabilidad financiera genera un VAN negativo de -S/. 1 318 608,11; TIR sin existencia; B/C 0,11. Esto indica que el proyecto en términos financieros no es rentable y consecuentemente no viable. Sin embargo, si se logra la participación de un inversionista social que aporte el 100% de los montos de inversión inicial y de reinversión por reposición de equipos en el año 10, tal como se indica en el estudio, debiendo además reajustar los gastos en recursos humanos (Técnico electricista solventado por terceros), se obtendría la viabilidad del proyecto con indicadores TIR de 17,1%; VAN de S/. 8 933,32 y B/C 1,03. Todos los montos indicados incluyen 187 IGV 18% y los indicadores económicos han sido calculados con tasa de descuento del 13%.

El antecedente nos ayudó al entendimiento que los sistemas fotovoltaicos no resultan rentables si se analizan desde un enfoque de análisis de rentabilidad a precios privados, sin embargo, si resultasen viables si se analizan desde un enfoque social, en el cual se tenga la intervención del estado en las inversiones.

2.2. Bases teóricas

2.2.1 Energía y potencia eléctrica

[Dammert-Lira, Molinelli-Aristondo, Carbajal-Navarro \(2011\)](#), la energía eléctrica es producida por el movimiento de electrones, el cual es causado por una tensión eléctrica. La cantidad de energía que se produzca dependerá entonces de cuantos electrones se trasladen por unidad de tiempo, el tiempo que perdure dicho movimiento y la magnitud de tensión que las ocasione. La cantidad de corriente eléctrica que se traslada por unidad de tiempo se denomina intensidad de corriente.

Se puede definir la energía eléctrica como el producto del voltaje (V), la intensidad de la corriente eléctrica (I) y el tiempo

$$E = V \times I \times t \quad \text{Ec. (2.1)}$$

Donde:

E : Energía eléctrica (medido en Watts por hora - Wh)

V : Voltaje (medido en Voltios - V)

I : Intensidad de corriente (medido en Amperios - A)

t : Tiempo transcurrido (medido en Horas - h)

transcurrido (t):

Así como la energía eléctrica, otro concepto importante es el de potencia eléctrica, que en el caso de un circuito eléctrico o cuando se produzca energía a la máxima capacidad en un periodo determinado, la potencia eléctrica equivale a la energía eléctrica que se produce en cada unidad de tiempo (Dammert-Lira et al.,2011).

2.2.2 Potencia, máxima demanda y el factor de carga

El concepto máxima demanda hace referencia al registro de demanda de mayor consumo en un periodo determinado. Dicho de otra forma, si dividiéramos un periodo en intervalos de tiempos idénticos, de una hora cada uno, la mayor potencia registrada en

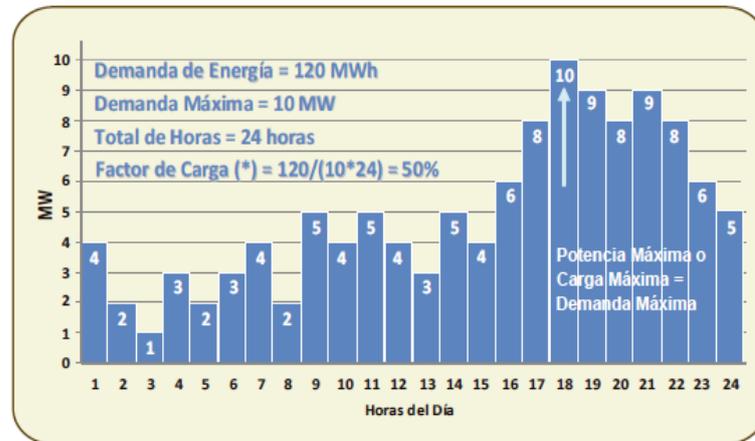
$$P = \frac{E}{t} \quad \text{Ec. (2.2)}$$

Reemplazando (1) en (2) tenemos:

$$P = V \times I \quad \text{Ec. (2.3)}$$

un determinado periodo seria la máxima demanda (Dammert-Lira et al.,2011).

Gráfico N° 2.1. Energía y Potencia



Nota: Tomada de «Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano», por Dammert, Molinelli y Carbajal, 2011, p.23.

Un concepto relacionado que permite medir la eficiencia en la utilización de la capacidad de producción o potencia es el **factor de carga**, el cual se define como el ratio entre la carga o demanda promedio y la carga o demanda máxima durante el periodo analizado (Dammert-Lira et al.,2011).

$$\text{Factor de Carga (Fc)} = \frac{\left(\frac{\text{Carga total del periodo}}{\text{Periodo}} \right)}{\text{Carga Máx. del periodo}} = \frac{\text{Carga Prom. del periodo}}{\text{Carga Máx. del periodo}} \quad \text{Ec. (2.4)}$$

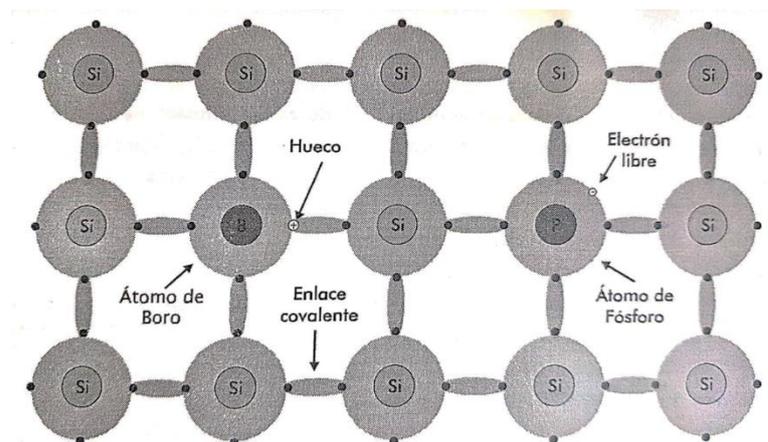
2.2.3 Semiconductores

La caracterización de los materiales como conductores, aislantes o semiconductores, está definida en base al comportamiento de los electrones de valencia o electrones de la última capa de los átomos que componen a los materiales. En materiales conductores como el cobre, bajo la acción de un campo eléctrico, los electrones de valencia tienen mucha movilidad, mientras en materiales aislantes como el vidrio, aun con elevados valores de campo eléctrico la fuerza que se ejerce sobre los electrones de la órbita externa no es suficiente para desplazarlos y establecer una corriente, ya que su movilidad es prácticamente nula. (Sánchez,

2011, p.32).

Los semiconductores son elementos que tiene la cualidad de ser conductores o aislantes de acuerdo a diversos factores que los afectan, en esa línea se encuentran el silicio y el germanio. El silicio tiene 14 electrones de los que 4 electrones de la última capa son de valencia, lo que quiere decir que están disponibles para unirse con electrones de valencia de otros átomos. En un cristal de silicio químicamente puro cada átomo de silicio está unido de forma covalente con otros 4 átomos, así que dentro del cristal no hay, como consecuencia del enlace químico electrones libres. Si en un cristal de este tipo logramos incorporar átomos de otras sustancias, la conductividad de estos materiales varia drásticamente, convirtiéndolos en semiconductores. La formación de los semiconductores usados en la tecnología fotovoltaica consta de cristales de silicio puro dopados con boro y fósforo para la formación de huecos y electrones libres los cuales se encuentran listos para movilizarse ante un estímulo como la radiación solar. (Sánchez, 2011, p.33).

Figura N° 2.1. Dopaje del Silicio

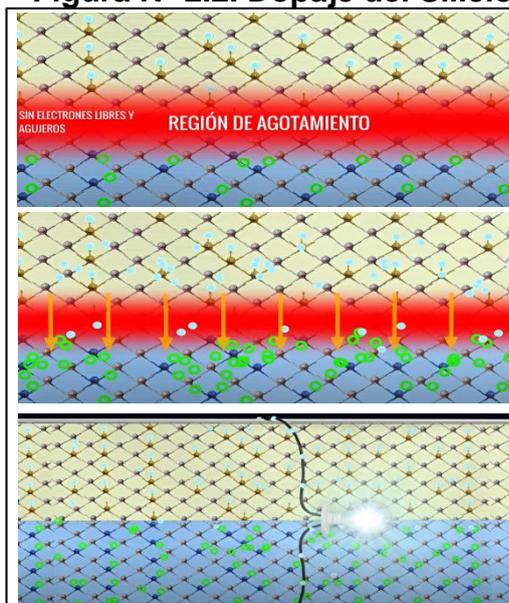


Nota: Tomada de «Energía Solar Fotovoltaica», por Sánchez Maza, 2011, p.35.

2.2.4 Efecto Fotovoltaico

La transformación de la radiación solar de energía eléctrica se realiza mediante un dispositivo denominado célula fotovoltaica. El proceso que realiza esta transformación se denomina efecto fotovoltaico, y se produce cuando la radiación solar incide sobre un material semiconductor. La generación de corriente directa se produce cuando los fotones de luz inciden sobre la región de agotamiento o unión p-n que no tiene electrones libres ni agujeros, esta incidencia pasa por la capa n hasta llegar a la región de agotamiento produciendo un campo eléctrico el cual produce la fuerza motriz necesaria para generar partes de agujeros y electrones en la región de agotamiento, el campo eléctrico impulsa los electrones y agujeros fuera de la región de agotamiento, así la concentración de electrones en la región n y de huecos en la región p se vuelven tan altos que se desarrolla una diferencia de potencial entre ellos, tan pronto se conecte cualquier carga entre ambas regiones los electrones comenzaran a fluir a través de la carga.

Figura N° 2.2. Dopaje del Silicio



Nota: Elaboración propia

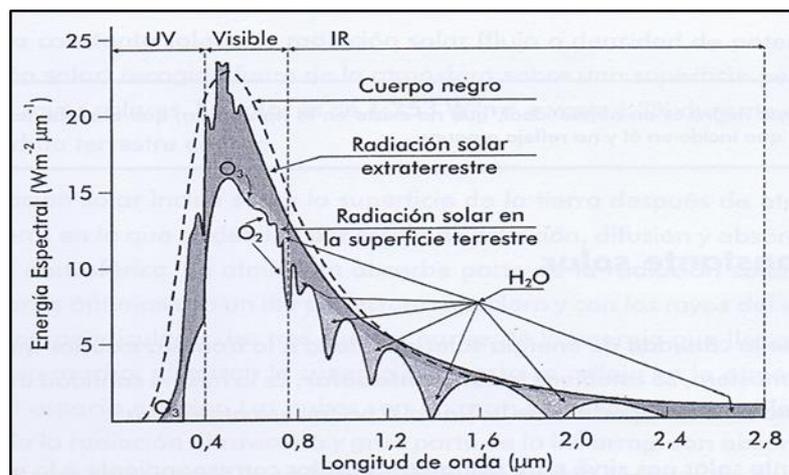
2.2.5 Radiación solar

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol que son producidas mediante reacciones de fusión nuclear, estas reacciones producen una pérdida de masa en el interior del Sol que es transformada en energía, esta energía se transmite al exterior mediante la radiación solar. La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta.

La magnitud que mide la radiación solar en Watt por metro cuadrado que llega a la Tierra es la irradiancia, mientras la magnitud que mide la cantidad de energía radiante por metro cuadrado es la irradiación.

La radiación que llega a la Tierra es denominada constante solar y es equivalente a 1367 W/m^2 , sin embargo, esta irradiancia no es la que finalmente llegara a la superficie terrestre debido a la influencia de fenómenos atmosféricos, la forma propia de la tierra, los ciclos del día y la noche y la órbita elíptica de la Tierra. (Sánchez, 2011, p.15).

Figura N° 2.3. Hora solar Pico



Nota: Tomada de «Energía Solar Fotovoltaica», por Sánchez Maza, 2011, p.15.

a) Componentes de la radiación solar

Para Sánchez (2011), la radiación solar que llega a la superficie terrestre se puede dividir en 3 componentes:

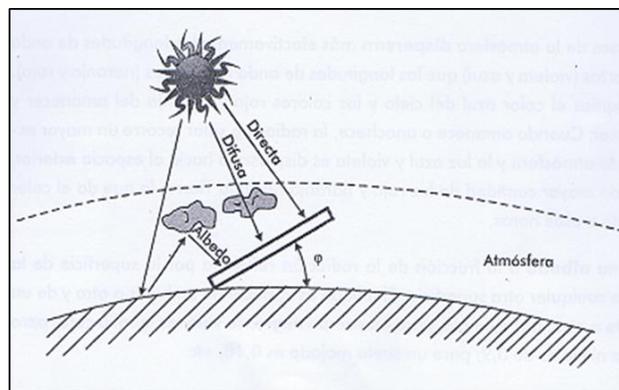
Radiación directa: Es la radiación que recibe la superficie

terrestre directamente, varía en función de la nubosidad del momento, asimismo de la estación del año en que se encuentre.

Radiación difusa: Es el componente de la radiación solar que es dispersada por las nubosidades de la atmosfera.

Radiación albedo: Se llama albedo a la fracción de la radiación reflejada por la superficie de la tierra o cualquier otra superficie. El albedo es variable de un lugar a otro y de un instante a otro

Figura N° 2.4. Componentes de la radiación solar

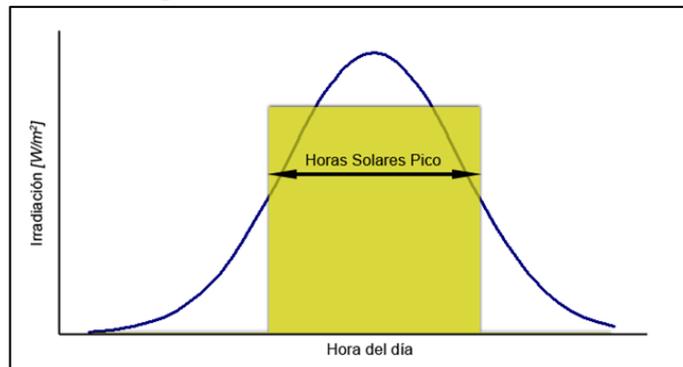


Nota: Tomada de «Energía Solar Fotovoltaica», por Sánchez Maza, 2011, p.20.

2.2.6 Hora solar pico

Es un parámetro fundamental para el dimensionado de los sistemas fotovoltaicos. Corresponde al número de horas en las que cada metro cuadrado de superficie captadora, obtiene de modo constante 1000W de energía. Los módulos fotovoltaicos se caracterizan bajo unas condiciones determinadas que son tomadas como referencia. (Sánchez, 2011, p.24).

Figura N° 2.5. Hora solar Pico

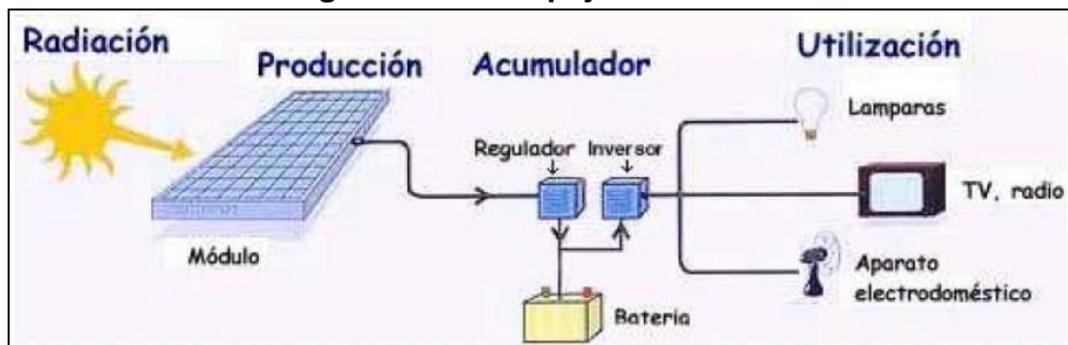


Nota: Tomada de «Energía Solar Fotovoltaica», por Sánchez Maza, 2011, p.24.

2.2.7 Instalación solar fotovoltaica aislada

Un sistema fotovoltaico aislado o autónomo, se trata de un sistema auto-abastecedor, ya que aprovecha la irradiación solar para generar la energía eléctrica necesaria en el suministro de una instalación ya sea para alimentar una localidad, empresa y/o otros sistemas de cargas eléctricas. Los sistemas fotovoltaicos aislados principalmente están compuestos por una agrupación de paneles solares, Reguladores de carga, Inversores y dispositivos de acumulación. (Pareja, 2010, p.8).

Figura N° 2.6. Dopaje del Silicio



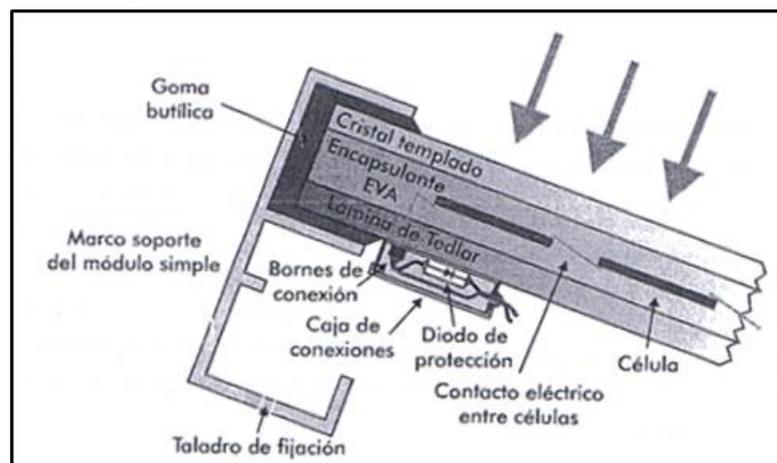
Nota: Tomada de «Energía Solar Fotovoltaica», por Pareja Aparicio, 2011, p.8.

2.2.8 El panel Fotovoltaico

Es el elemento fundamental de cualquier sistema fotovoltaico y tiene como misión captar la energía solar incidente para generar una corriente eléctrica. Son extremadamente frágiles, eléctricamente no aisladas y carecen de soporte mecánico, por eso, una vez fabricados, deben ser ensamblados de la manera

adecuada para constituir una estructura única, rígida y hermética. Su estructura está compuesta por una cubierta frontal de vidrio templado que sirve para proteger las células contra las inclemencias del tiempo o impactos; el material encapsulante fabricado con EVA(etileno-vinil-acetato) también como mecanismo de protección a la entrada de agua, polvo, la cubierta posterior encargada de otorgar protección y cerramiento al módulo, fundamentalmente contra los agentes atmosféricos; el marco metálico para otorgarle rigidez y permitir su montaje sobre estructuras, y las cajas de conexión eléctrica para asegurar su conexión con otros módulos o dispositivos. (Sánchez, 2011, p.61).

Figura N° 2.7. Estructura del panel solar



Nota: Tomada de «Energía Solar Fotovoltaica», por Sánchez Maza, 2011, p.60.

b) **Conexión en serie**

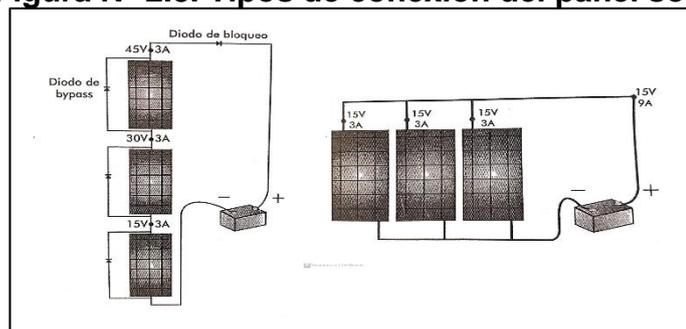
Este tipo de conexión se basa en conectar el terminal positivo de un módulo con el negativo del siguiente, y así sucesivamente hasta completar la serie. Cuando los paneles se conectan en serie la tensión resultante es la suma de la de todos los paneles, mientras que la intensidad será la proporcionada por uno solo de ellos. Si falla uno de los paneles conectados en serie, puede hacer que el conjunto deje de funcionar. Para evitar que esto suceda, los diodos de bloqueo puentean este módulo, haciendo que la

corriente siga su camino. (Sánchez, 2011, p.65).

c) Conexión en paralelo

Este tipo de conexión consiste en conectar por un lado los terminales positivos de todos los paneles, y por otro, todos los terminales negativos. Cuando los módulos se conectan en paralelo, la tensión coincidirá con la que proporcione un solo modulo, pero la intensidad será la suma de las intensidades de todos los módulos, de manera que el aumento de potencia se basa en mantener la potencia que puede dar un módulo y la suma de intensidades que proporcionen los módulos conectados. (Sánchez, 2011, p.66).

Figura N° 2.8. Tipos de conexión del panel solar

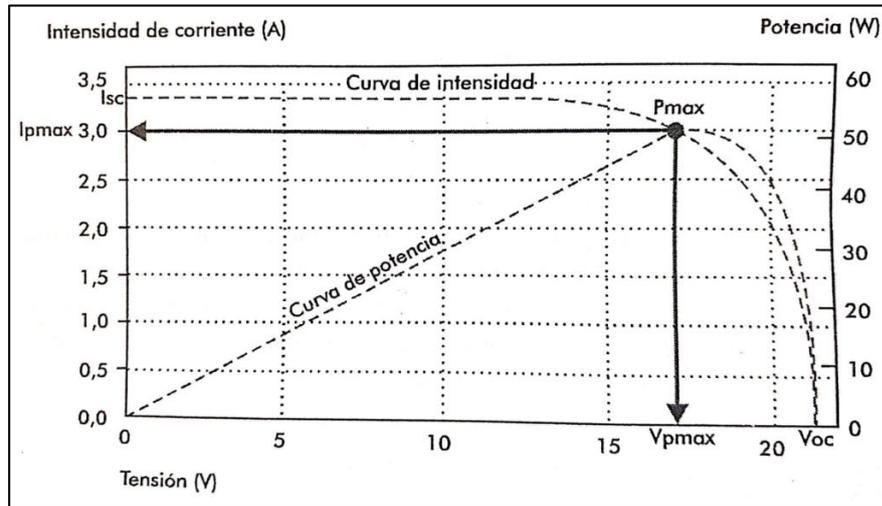


Nota: Tomada de «Energía Solar Fotovoltaica», por Sánchez Maza, 2011, p.66.

d) Curva V-I del panel solar

Esta curva proporciona los valores de V e I para diferentes cargas. Si se conecta una cierta carga eléctrica al panel, el punto de trabajo vendrá determinado por la corriente I y la tensión V existentes en el circuito. Estos habrán de ser menores que la corriente de cortocircuito I_{cc} y la tensión de vacío V_{CA} . Las características del panel, están definidas para las condiciones estándar de media (CEM: 1kW/m^2 , 25°C , A.M.1,5). (Sánchez, 2011, p.70).

Figura N° 2.9. Curva V-I del Panel Solar



Nota: Tomada de «Energía Solar Fotovoltaica», por Sánchez Maza, 2011, p.70.

2.2.9 Baterías

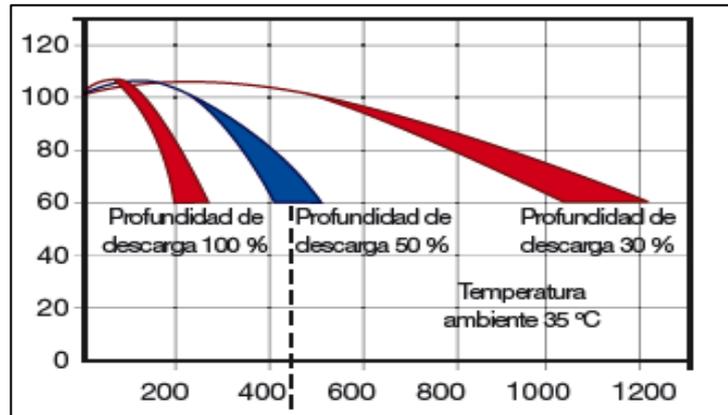
La energía captada por los paneles solares presenta variaciones, como la duración de la noche o las estaciones del año, pero existen otras causas que pueden producir alteraciones de manera aleatoria en la energía recibida, como puede ocurrir con un aumento de la nubosidad. Este hecho hace necesario utilizar un sistema de almacenamiento de energía para aquellos momentos en que la radiación recibida sobre el generador fotovoltaico no sea capaz de hacer que la instalación funcione en los valores diseñados. Las baterías son dispositivos que transforman la energía química en eléctrica. (McGraw-Hill, 2015, p.21).



Para el dimensionamiento de las baterías es necesario considerar una serie de parámetros entre los más importantes: eficiencia de carga (relación entre la energía empleada para recargar la batería y la energía realmente almacenada), auto descarga (proceso mediante el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse, profundidad de descarga (cantidad de energía, en tanto por ciento, que se obtiene de la batería durante una

determinada descarga). (McGraw-Hill, 2015, p.21).

Figura N° 2.10. Curva descarga de baterías



Nota: Tomada de «Componentes de una instalación solar fotovoltaica», por McGraw-Hill, 2015, p.22.

a) Tipos de baterías

Las baterías se clasifican en función de la tecnología de fabricación y de los electrolitos utilizados. En la siguiente tabla podemos comparar los principales tipos de baterías que hay en el mercado, a través de sus características básicas. (McGraw-Hill, 2015, p.22).

Tabla N° 2.1. Tipos de baterías

Tipo de batería	Tensión por vaso (V)	Tiempo de recarga	Autodescarga por mes	N.º de ciclos	Capacidad (por tamaño)	Precio
Plomo-ácido	2	8-16 horas	< 5 %	Medio	30-50 Wh/kg	Bajo
Ni-Cd (níquel-cadmio)	1,2	1 hora	20 %	Elevado	50-80 Wh/kg	Medio
Ni-Mh (níquel-metal hydride)	1,2	2-4 horas	20 %	Medio	60-120 Wh/kg	Medio
Li ion (ión litio)	3,6	2-4 horas	6 %	Medio - bajo	110-160 Wh/kg	Alto

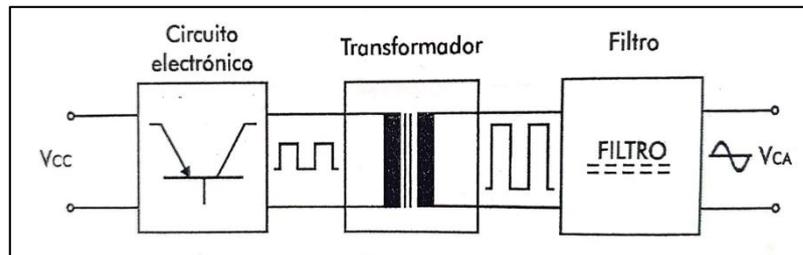
Nota: Tomada de «Componentes de una instalación solar fotovoltaica», por McGraw-Hill, 2015, p.22.

2.2.10 Inversor

Son convertidores CC/CA que permiten transformar la corriente continua que producen los paneles o almacena la batería, en corriente alterna, esto permite utilizar los aparatos eléctricos convencionales diseñados para funcionar con este tipo de corriente. El inversor consta de un circuito electrónico realizado con transistores o tiristores (dispositivos electrónicos que actúan a modo de interruptores), que corta la corriente continua,

alternándola y creando una onda de forma cuadrada. Este tipo de onda puede ser utilizada, después de haberla hecho pasar por un transformador que la eleve de tensión, teniendo entonces los convertidores de onda cuadrada o bien puede ser filtrada, y obtener una forma de onda sinusoidal igual a la de la red eléctrica. (Sánchez, 2011, p.70).

Figura N° 2.11. Esquema de un inversor CC/CA

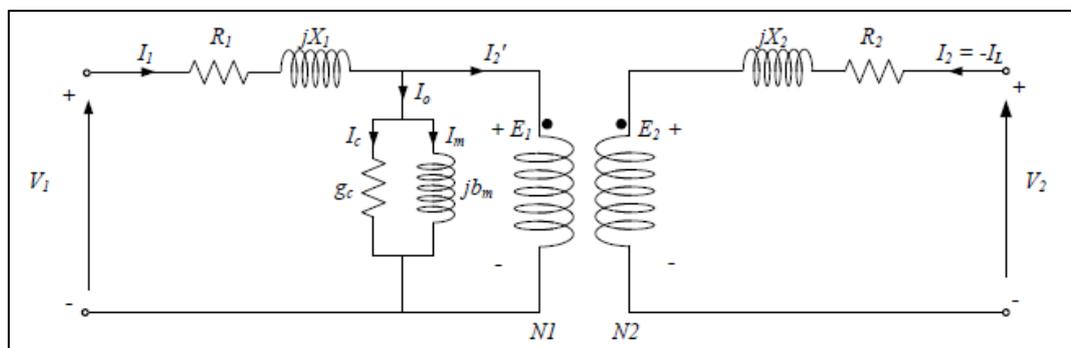


Nota: Tomada de «Energía solar fotovoltaica», por Sánchez Maza, 2011, p.94.

2.2.11 Transformador

Es una maquina estática, que se basa en el principio de la inducción electromagnética entre bobinas estacionarias, enlazadas por un campo magnético variable, con el fin de cambiar niveles de tensión estacionarias, enlazadas por un campo magnético variable, con el fin de cambiar niveles de tensión y corriente a igual frecuencia. Excepto en los autotransformadores, no existe conexión física directa entre bobinas. (Pérez y López, 2018).

Figura N° 2.12. Circuito equivalente de un transformador monofásico



Nota: Tomada de «Transformadores eléctricos», por Pérez y López, 2018, p.95.

2.2.12 Geometría Solar

(Perpiñán, 2018, p.5), el movimiento terrestre se compone de una traslación alrededor del Sol y un giro sobre su eje. En el movimiento de traslación la tierra se desplaza alrededor del Sol siguiendo una elipse de baja excentricidad en la que el sol ocupa uno de los focos. La duración de este movimiento define un año. Este movimiento está contenido en el llamado plano de la elíptica. Debido a la baja excentricidad de la elipse, la distancia entre sol y tierra durante el movimiento de traslación es variable. Una ecuación simple para describir esta distancia está recogida en la siguiente ecuación:

$$r = r_0 \left\{ 1 + 0,017 \sin \left[\frac{2\pi \cdot (d_n - 93)}{365} \right] \right\} \quad \text{Ec. (2.5)}$$

Siendo d_n el número de día del año (siendo $d_n = 1$ el 1 de enero) y r_0 es la distancia promedio en este trayecto, denominada unidad astronómica, $r_0 = 1,496 \times 10^8 \text{ km} = 1 \text{ UA}$.

La corrección debida a la **excentricidad** de la elipse se calcula con la siguiente ecuación:

$$\epsilon_0 = \left(\frac{r_0}{r} \right)^2 = 1 + 0,033 \cdot \cos \left(\frac{2\pi d_n}{365} \right) \quad \text{Ec. (2.6)}$$

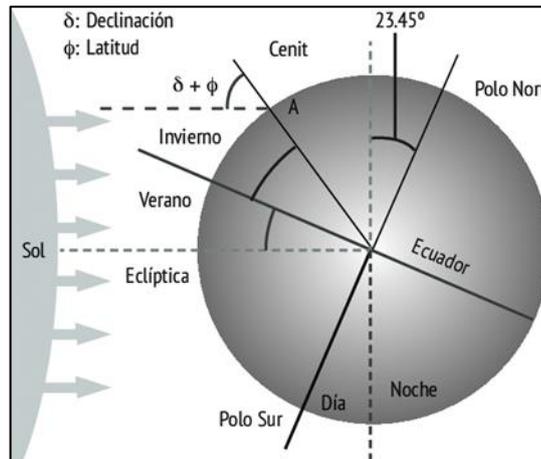
En el movimiento de giro la Tierra rota sobre si misma alrededor de su eje polar, perpendicular al plano ecuatorial terrestre. Entre el eje polar y el plano de la eclíptica hay un ángulo constante de $23,45^\circ$. Sin embargo, el ángulo entre el plano ecuatorial y la línea que une Tierra y Sol es variable a lo largo del año. Este ángulo variable es la causa de las estaciones, de que el Sol aparezca más alto en los mediodías veraniegos y los días invernales sean más cortos que los de verano. Así el efecto debido a la inclinación de los rayos solares es mucho más apreciable en la meteorología que la distancia entre el sol y la Tierra.

Este ángulo se denomina **declinación** y puede ser calculado de

forma aproximada con la siguiente ecuación (Perpiñán, 2018, p.6):

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin\left(\frac{2\pi \cdot (d_n + 284)}{365}\right) \quad \text{Ec. (2.7)}$$

Figura N° 2.13. Declinación



Nota: Tomada de «Sistema Fotovoltaico de baja potencia para invernaderos inteligentes», por García, 2013, p.13.

2.2.13 Componentes y factores de cálculo de la irradiación solar sobre una superficie inclinada

a) Irradiación global sobre el plano horizontal ($G_{dm(0)}$)

Es la irradiación total en KWh/m² compuesta por la irradiación directa, difusa y albedo sobre un punto sobre la superficie terrestre, esta es determinada mediante la utilización de dispositivos de medición como heliómetros y puntos de medición atmosféricos establecidos. Generalmente es obtenida mediante la utilización de aplicaciones atmosféricas como la elaborada por la Administración Espacial Aeronáutica de Estados Unidos(NASA).

b) Irradiación Solar extraterrestre sobre el plano horizontal (H_0)

(Luque y Hedegus, 2003). La irradiación solar extraterrestre es la energía que recibe un área del plano tangencial al planeta Tierra situado al exterior de la atmósfera durante un periodo de tiempo, Esta es determinada mediante la siguiente ecuación:

$$H_0 = \left(\frac{T}{\pi}\right) \times I_0 \times \epsilon_0 \times \left[-\left(\frac{\pi}{180}\right) \times (\omega_s \times \text{sen}(\Phi) \times \text{sen}(\delta^\circ)) - \cos(\Phi) \times \cos(\delta^\circ) \times \text{sen}(\omega_s) \right] \quad \text{Ec. (2.8)}$$

Donde:

T: Tiempo de análisis en horas.

I_0 : Constante solar (1367 W/m²).

ϵ_0 : Factor de excentricidad.

ω_s : Ángulo de salida del sol sobre el plano horizontal.

ω_{ss} : Ángulo de salida del sol sobre el plano inclinado.

Φ : Latitud del emplazamiento.

δ° : Declinación solar

c) **Índice de claridad**

(Luque y Hedegus, 2003). Se denomina índice de claridad al porcentaje de la radiación solar extraterrestre que incide sobre la superficie terrestre, este factor es muy importante para la determinación de la pérdida de radiación entre la superficie terrestre y la atmosfera, esta es determinada según la relación:

$$K_{TM} = \frac{H_0}{G_0} \quad \text{Ec. (2.9)}$$

d) **Radiación solar difusa sobre el plano horizontal (D_0)**

(Luque y Hedegus, 2003). Es la radiación difusa que incide sobre el plano horizontal en un área de la superficie terrestre, se determina mediante la siguiente ecuación:

$$D_0 = F_{DM} \times G_0 \quad \text{Ec. (2.10)}$$

Donde:

F_{DM} : Fracción difusa (1-1.13x K_{TM})

G_0 : Radiación global sobre el plano horizontal.

e) **Radiación solar directa sobre el plano horizontal ($H_{dm(0)}$)**

(Luque y Hedegus, 2003). Es la radiación directa que incide sobre el plano horizontal en un área de la superficie terrestre, se determina mediante la siguiente ecuación:

$$H_{dm(0)} = G_{dm(0)} \times D_0 \quad \text{Ec. (2.11)}$$

f) **Factor de corrección “K” para superficies inclinadas**

(Luque y Hedegus, 2003). Representa el cociente entre energía incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el Ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal, es determinada mediante la siguiente ecuación:

$$K = \frac{\omega_{ss} \left(\frac{\pi}{180} \right) [\text{sgn}(\Phi)] \text{sen}(\delta^\circ) \text{sen}(|\Phi| - \beta) + \cos(\delta^\circ) \cos(|\Phi| - \beta) \text{sen}(\omega_{ss})}{\omega_s \left(\frac{\pi}{180} \right) \text{sen}(\delta^\circ) \text{sen}(\Phi) + \cos(\delta^\circ) \cos(\Phi) \text{sen}(\omega_s)} \quad \text{Ec. (2.12)}$$

Donde:

β : Ángulo de inclinación de superficie

ω_s : Ángulo de salida del sol sobre el plano horizontal.

ω_{ss} : Ángulo de salida del sol sobre el plano inclinado.

Φ : Latitud del emplazamiento.

δ° : Declinación solar

g) **Radiación solar directa sobre el plano inclinado ($H_{(\beta,\alpha)}$)**

(Luque y Hedegus, 2003). Es la radiación solar diaria directa en KWh/m² que incide sobre una superficie inclinada, es determinada según la siguiente ecuación:

$$H_{(\beta,\alpha)} = KxH_{dm(0)} \quad \text{Ec. (2.13)}$$

h) **Radiación difusa sobre el plano inclinado ($D_{(\beta,\alpha)}$)**

(Luque y Hedegus, 2003). Es la radiación solar diaria difusa en KWh/m² que incide sobre una superficie inclinada, es determinada según la siguiente ecuación:

$$D_{(\beta,\alpha)} = D_0 x \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \quad \text{Ec. (2.14)}$$

i) **Radiación solar albedo sobre el plano inclinado ($AL_{(\beta,\alpha)}$)**

(Luque y Hedegus, 2003). Es la radiación solar diaria albedo en KWh/m² que incide sobre una superficie inclinada, es determinada según la siguiente ecuación:

$$AL_{(\beta,\alpha)} = \rho x G_{dm(0)} x \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad \text{Ec. (2.15)}$$

Donde:

ρ : Índice de reflexión del suelo (0.1 para superficies claras y 0.3 para superficies oscuras).

β : Ángulo de inclinación de superficie

$G_{dm(0)}$: Radiación solar global sobre el plano horizontal (KWh/m²)

- j) **Radiación solar global sobre una superficie inclinada ($G_{(\beta,\alpha)}$)** (Luque y Hedegus, 2003). Es la radiación solar diaria total en KWh/m² que incide sobre una superficie inclinada, es determinada según la siguiente ecuación:

$$G_{(\beta,\alpha)} = H_{(\beta,\alpha)} + D_{(\beta,\alpha)} + AL_{(\beta,\alpha)} \quad \text{Ec. (2.16)}$$

2.3. Marco conceptual

- a) Sistema Fotovoltaico Centralizado: Es el agrupamiento de paneles solares, dispositivos de almacenamiento y/o transformación en un área con la finalidad de generar energía en conjunto.
- b) Suministro de energía eléctrica: Es el servicio público suministrado por una empresa de distribución eléctrica a un usuario y determinado de acuerdo a criterios técnicos y comerciales.
- c) Rentabilidad social: Refiere a la conveniencia de realizar una inversión desde un enfoque social.
- d) Viabilidad del suministro de energía eléctrica: Es la cualidad de un suministro eléctrica caracterizado por ser sostenible y rentable en un horizonte de estudio.
- e) Operación y Mantenimiento: Son las actividades que realizan los posesionarios de infraestructura eléctrica con la finalidad de otorgar la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico.
- f) Tarifa de energía eléctrica: Es el costo fijado por el OSINERGMIN que es atribuido al usuario o consumidor de energía.
- g) Sostenibilidad: Es la cualidad del suministro de energía eléctrica de ser atendido en un horizonte de estudio sin ser comprometido.
- h) Sensibilidad: Es la variación de resultados ante la alteración positiva o negativa de los factores que lo componen.
- i) Factor de Planta: Es la relación de la energía real producida en un intervalo de tiempo entre la energía producida en el mismo intervalo de tiempo producida a su máxima potencia.

2.4. Definición de términos básicos

- Sistema fotovoltaico centralizado: Conjunto de paneles solares y dispositivos de almacenamiento, regulación y transformación de energía situados en un mismo punto para alimentar cargas eléctricas no conectadas a la red.
- Electrificación: consiste en proveer de energía eléctrica a un lugar.
- Consumo de Energía: Es la cantidad de energía utilizada en un periodo de tiempo cuya unidad es el Kilowatt Hora (KWh).
- Abonados: Son las cargas eléctricas que pueden ser viviendas o cargas generales como iglesias, postas, locales comunales, entre otros.
- Irradiación solar: Es la energía que emite el sol por unidad de superficie a lo largo de un periodo de tiempo. Se representa en Wh/m² o kWh/m².
- Panel Solar: Dispositivo eléctrico compuesto por semiconductores que tiene la capacidad de generar energía en forma de corriente directa a través de su exposición a la radiación solar.
- Dispositivos eléctricos primarios: Conjunto de paneles solares dispuestos en serie y paralelo de un sistema fotovoltaico.
- Dispositivos eléctricos complementarios: Conjunto de dispositivos que se encargan del almacenamiento, regulación y transformación de la energía tales son las baterías, reguladores de carga e inversores respectivamente.
- Corriente alterna: Es un tipo de corriente eléctrica, en la que la dirección del flujo de electrones va y viene a intervalos regulares o en ciclos, es el tipo de corriente con el cual se electrifican la mayoría de los artefactos eléctricos.
- Coeficiente de electrificación rural: Es la relación entre la población de zonas rurales que cuenta con acceso a la energía

eléctrica y la población total de las zonas rurales.

- Coeficiente de electrificación nacional: Es la relación entre la población que cuenta con acceso a la energía eléctrica y la población total de una nación.

III. HIPOTESIS Y VARIABLES

3.1. Hipótesis

3.1.1 Hipótesis general

Si se diseña un sistema fotovoltaico centralizado se podrá mejorar el suministro de energía eléctrica en la localidad de "Masisea".

3.1.2 Hipótesis específicas

- Si se estima la demanda máxima de energía eléctrica de la localidad se podrá mejorar la disponibilidad de energía eléctrica.
- Si se determina la potencia máxima del sistema se podrá mejorar la continuidad del suministro de energía eléctrica.
- La aplicación de tecnología de generación fotovoltaica de energía eléctrica mejora el precio de venta de energía eléctrica.
- La rentabilidad social del sistema mejora la viabilidad del suministro de energía eléctrica.

3.2. Definición conceptual de las variables

- **Variable independiente:** Diseño de un sistema fotovoltaico centralizado.

Definición: Es el sistema que se realiza cuando no se dispone de una conexión con una red de distribución pública de electricidad, o resulta excesivamente caro instalarla, asimismo es aquel sistema en el que el agrupamiento de paneles solares en el centro de carga, capta energía mediante radiación solar para acumularla en un banco de baterías y posteriormente distribuirla a todas las cargas eléctricas conformada por un grupo de viviendas, reduciendo así el número de paneles y de baterías, también es conocido con el nombre de minirredes.

- **Variable dependiente:** Suministro de energía eléctrica en la localidad de "Masisea".

Definición: Servicio público de electricidad suministrado por una empresa de distribución eléctrica a un usuario y

determinado de acuerdo a criterios técnicos y comerciales, las cuales cuentan parámetros técnicos establecidos como frecuencia, tensión, continuidad, demanda máxima, punto de suministro, tarifas, las cuales se encuentran dentro de rangos establecidos y regulados por el OSINERGMIN.

3.2.1 Operacionalización de variables

Tabla N° 3.1. Operacionalización de variables

VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES	INDICES	METODO	TECNICA- INSTRUMENTO
Variable Independiente: Diseño de un sistema fotovoltaico centralizado.	Demanda máxima de energía eléctrica de la localidad	- Proyección de demanda de usuarios domesticos. - Proyección de demanda de usuarios generales.	KWh	Cuantitativo	- Recolección de datos historicos de las cargas.
	Potencia máxima del Sistema	- Potencia pico Wp	Wp	Cuantitativo	- Desarrollo del algoritmo
	Tecnología de generación fotovoltaica de energía eléctrica	- Irradiación solar. - Configuración de paneles solares.	KWh/m ² /dia	Cuantitativo	- Información historica de la radiación solar obtenida de la plataforma web de la NASA. - Determinación mediante el análisis de tensiones y corrientes máximas permisibles. - Selección de orientación para la mayor captación de energía.
	Rentabilidad social del sistema	- VAN Social, TIR Social, análisis de sensibilidad.	Soles, %	Cuantitativo	- Determinación mediante análisis de flujos de caja y formulas teóricas.
Variable dependiente: Suministro de energía eléctrica en la localidad de "Masisea"	Disponibilidad de energía eléctrica	- Factor de planta	0-1	Cuantitativo	- Desarrollo del algoritmo
	Continuidad del suministro de energía eléctrica.	- Cobertura de demanda máxima	KW	Cuantitativo	- Análisis de oferta-demanda de Potencia
	Precio de venta de energía eléctrica	- Tarifa de venta energía	ctm S/.kWh	Cuantitativo	- Información web del OSINERGMIN
	Viabilidad del suministro de energía eléctrica	- Sostenible, rentable socialmente.	Soles, %	Cuantitativo	- Determinación mediante análisis de flujos de caja y formulas teóricas.

Nota: Elaboración Propia

IV. DISEÑO METODOLÓGICO

4.1. Tipo y diseño de la investigación

Según Bello (2006), “La investigación tecnológica tendría como finalidad solucionar problemas o situaciones que el conocimiento científico consolidado como tecnología demanda: por lo tanto, no sería su finalidad descubrir nuevas leyes y casualidades, sino la de reconstruir procesos en función de descubrimientos ya realizados”. Teniendo en cuenta lo manifestado, la presente investigación hace uso de leyes científicas ya establecidas para la solución de una problemática por ello es del tipo tecnológica, (p.145).

Según Ibidem (2008), “Los diseños de investigación transversal recolectan datos en un solo momento, en un tiempo único. su propósito es describir variables y analizar su incidencia e interrelación en un momento dado” (p.270). Teniendo en cuanto la recolección de información en un momento único, la presente investigación presenta un diseño de investigación Transversal.

Según Gerena (2012), “El método de investigación aplicada consiste en mantener conocimientos y realizarlos en la práctica además de mantener estudios científicos con el fin de encontrar respuesta a posibles aspectos de mejora en situación de la vida cotidiana.” (p.165). Teniendo en consideración que la presente investigación mantiene estudios científicos para establecer mejoras en la vida cotidiana mediante la electrificación, por ello el método es el aplicado.

4.2. Población y muestra

Según Tamayo y Tamayo (1997), “La población se define como la totalidad del fenómeno a estudiar donde las unidades de población poseen una característica común la cual se estudia y da origen a los datos de la investigación”, (p.114). Teniendo en cuenta lo manifestado, la presente investigación no presenta población por tratarse de un diseño el cual puede ser aplicado a distintos lugares.

Según Tamayo y Tamayo (1997), “La muestra es el grupo de individuos

que se toma de la población, para estudiar un fenómeno estadístico” (p.38), dicho esto la presente investigación no presenta muestra por no considerar el análisis estadístico de los datos.

4.3. Lugar de estudio y periodo desarrollado

La presente investigación se basó en el Distrito de Masisea, Provincia de Coronel portillo en la región Ucayali, la data obtenida es actual e históricas desde el año 2010 a la actualidad.

4.4. Técnicas e instrumentos para la recolección de la información

Tabla N° 4.1 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

TECNICAS	INSTRUMENTO
ANALISIS DOCUMENTAL	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE EQUIPOS
	NORMATIVA NACIONAL E INTERNACIONAL
	GUÍAS GUBERNAMENTALES
	TESIS DE INVESTIGACIÓN
EMPÍRICA	SICOM-OSINERGMIN
	GOOGLE EARTH
	SOFTWARE NASA CLIMATOLOGIC

Nota: Elaboración Propia

4.5. Análisis y procesamiento de datos

4.5.1 Etapas de la investigación

- 1° Determinación del mercado Eléctrico
- 2° Cálculo del equipamiento del sistema Fotovoltaico Centralizado
- 3° Elaboración del Presupuesto.
- 4° Evaluación económica

Tabla N° 4.2. Etapas de la investigación

ETAPA I	ETAPA II	ETAPA III	ETAPA IV
MERCADO ELÉCTRICO	CÁLCULO DE EQUIPAMIENTO	PRESUPUESTO	EVALUACIÓN ECONÓMICA
-Determinación de la cantidad de abonados. -Cálculo de la Tasa de Crecimiento poblacional y proyección de abonados. - Determinación de Consumos históricos de energía. - Proyección de demanda de Energía. -Determinación de máxima Potencia.	- Determinación de la Irradiación de diseño del emplazamiento. -Determinación del ángulo de orientación. - Determinación del ángulo de inclinación de paneles solares y verificación por energía aprovechada. - Cálculo de Wp del sistema y número de paneles solares. -Determinación del número de PVBOX e Inversores de Red. -Dimensionamiento del sistema de bancos de baterías. -Determinación del número de Inversores bidireccionales. - Selección del Transformador. - Cálculo y selección de conductores.	- Materiales y Equipos seleccionados. - Elaboración del Metrado y Valor Referencial del Suministro, Montaje electromecánico, obras civiles y transporte de materiales del sistema fotovoltaico centralizado.	- Identificación de inversiones. - Análisis General de la Demanda. - Determinación de Costos a precios privados. - Determinación de Costos a precios sociales. - Determinación de beneficios a precios privados. - Determinación de beneficios a precios sociales. - Determinación de indicadores VAN y TIR. - Análisis de sostenibilidad. - Análisis de Sensibilidad. - Cálculo de la Huella de carbono. - Determinación del Factor de Planta - Estimación de la Tarifa actual de venta de energía

Nota: Elaboración propia

4.5.2 Desarrollo de la investigación

4.5.2.1 Etapa 1: Mercado eléctrico.

- **Determinación de la cantidad de abonados**

De los trabajos de levantamiento de información de campo se determinó que la localidad “Masisea” está compuesta por 871 abonados domiciliarios y 57 abonados de uso general:

Tabla N° 4.3. Abonados del proyecto

N°	Departamento	Provincia	Distrito	Localid.	N° de abonados Domiciliarios	N° de abonados de Uso General	Categoría de Localidad	Tipo de Acceso
1	Ucayali	Coronel Portillo	Masisea	Masisea	871	57	Centro poblado	Río

Fuente: Elaboración propia

- **Cálculo de la Tasa de crecimiento poblacional**

Para realizar una adecuada proyección de la población, se ha recabado información histórica poblacional del Instituto nacional de estadística e informática –INEI- desde el año 2000 hasta el año 2015 para la provincia de Coronel Portillo y el Distrito de Masisea, teniendo así:

Tabla N° 4.4. Información histórica poblacional 2000-2015

Año	2000	2003	2006	2009	2012	2015
CORONEL PORTILLO	304753	322382	338121	352855	366040	377875
Distrito Masisea	11016	11496	11893	12243	12529	12758

Nota: Tomada de <https://proyectos.inei.gob.pe/web/poblacion/>

Del cuadro anterior mediante la fórmula del crecimiento poblacional compuesto:

$$P_t = P_0 (1 + r)^t \quad \text{Ec. (3.1)}$$

Donde:

P_t = Población en el año t

P_0 = Población en el año 0

t = tiempo transcurrido entre las muestras

r = tasa de crecimiento poblacional compuesto

Tenemos la siguiente tabla:

Tabla N° 4.5. Tasas de crecimiento poblacional por provincia y distrito

Provincia/distritos	Tasa de Crecimiento 2000-2015 (%)
Prov. Coronel Portillo	1.44%
Distrito Masisea	0.98%
T.C Provincial	1.44%
T.C Distrital prom	0.98%
T.C Prom. asumido	0.98%

Fuente: Elaboración propia

De lo anterior, de acuerdo a la guía para la formulación de proyectos de inversión en electrificación rural, elaborado por el MEF, se usó la tasa de crecimiento distrital.

Asimismo, de acuerdo a la misma guía de referencia, se tiene que la población promedio de la zona selva es de 4.6 habitantes por vivienda, obteniendo así la siguiente proyección de población y viviendas:

Tabla N° 4.6. Proyección de población y abonados

PROYECCION	2021	2024	2027	2030	2033	2036	2039	2041	T.C
	Año0	Año3	Año6	Año9	Año12	Año15	Año18	Año20	%
Abonados domésticos	871	897	924	951	980	1009	1039	1059	0.98%
Población domésticos	4007	4126	4249	4376	4506	4641	4779	4873	0.98%

Nota: Elaboración propia

- **Determinación de consumos históricos de energía**

Del Sistema de información comercial (SICOM-OSINERGMIN) se analizó la información de los consumos históricos de energía desde el año 2013 al 2020 del Sistema eléctrico rural Isla Santa Rosa por tener grandes similitudes a la localidad de la presente investigación.

Tabla N° 4.7. Información comercial del año 2020 del SIA isla santa rosa

Mes	Rconsumo	Tarifa	Interc.	N° clientes	MW.h	Mes	kW.h/mes	% clientes
01	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4748	48.112	Enero	10.13	54%
01	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2832	172.918		61.06	32%
01	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	557	68.354		122.72	6%
01	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	464	95.12		205.00	5%
01	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	134	50.743		378.68	2%
01	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	48	29.017		604.52	1%

Nota: Tomada de SICOM-OSINERGMIN.

Del análisis mensual para todos los años, y de los porcentajes de abonados por rango de los consumos de energía, se determinó los rangos de consumo y promedios para cada año desde el 2013 al 2020.

Tabla N° 4.8. Consumo promedio de abonados domésticos del año 2020

ABONADOS DOMESTICOS			Consumo Promedio Mensual Abon. Domesticos KWh/mes
Consu. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon	
1-30	10.45	61%	30.50
31-100	61.91	39%	
		100%	

Nota: Elaboración Propia.

Tabla N° 4.9. Consumo promedio de abonados de uso general del año 2020

ABONADOS DE USO GENERAL			Consumo Promedio Mensual Abon. Uso General KWh/mes
Consu. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon	
101-150	123.87	47%	204.74
151-300	205.97	37%	
301-500	374.36	11%	
501-750	602.75	5%	
		100%	

Nota: Elaboración Propia.

De la misma forma, se determinó los consumos promedios para los años 2013 al 2020, teniendo así:

Tabla N° 4.10. Promedio anual de consumos abonados domiciliarios

Año Real	Año de Eval.	Prom. anual del consumo de energía por Abonados domesticos Kwh/mes
2013	1	20.49
2014	2	25.51
2015	3	24.63
2016	4	21.60
2017	5	26.02
2018	6	28.78
2019	7	29.88
2020	8	30.50

Fuente: Elaboración Propia.

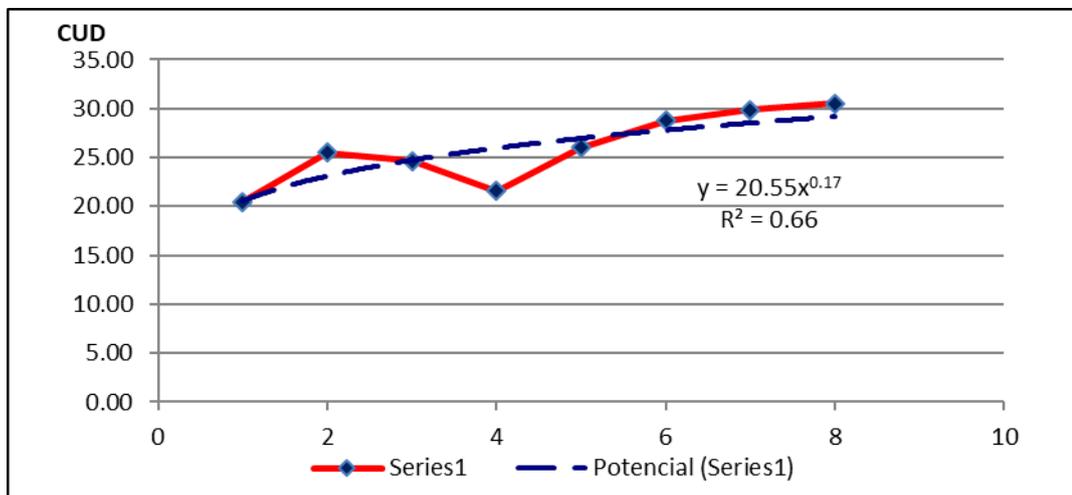
Tabla N° 4.11. Promedio anual de consumos abonados de uso general

Año Real	Año de Eval.	Prom. anual del consumo de energía por Abonados de uso Gral. Kwh/mes
2013	1	181.68
2014	2	188.57
2015	3	180.94
2016	4	184.86
2017	5	193.24
2018	6	197.15
2019	7	202.09
2020	8	204.74

Nota: Elaboración Propia.

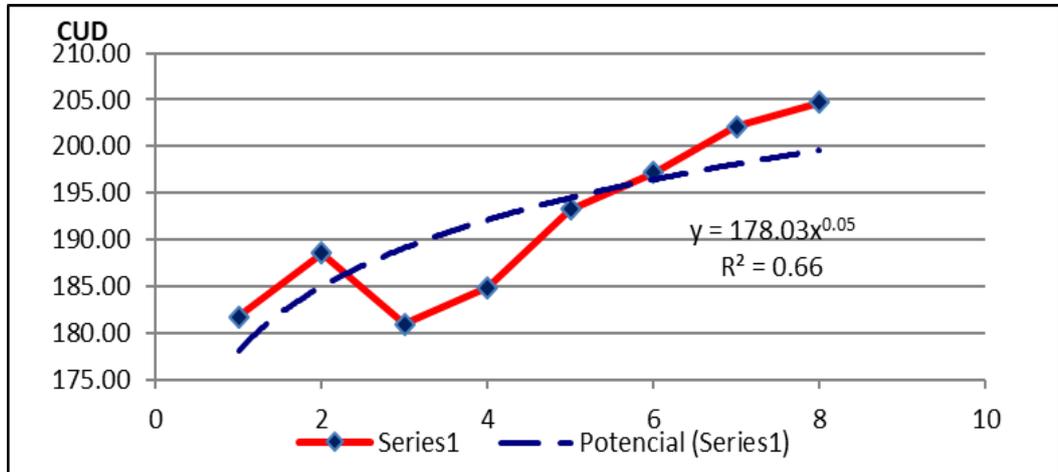
De los consumos anuales, se elaboró la curva potencial ajustada a la proyección de demanda año a año, teniendo así dos curvas tendenciales.

Gráfico N° 4.1. Curva potencial de demanda histórica de abonados domiciliarios



Nota: Elaboración Propia.

Gráfico N° 4.2. Curva potencial de demanda histórica de abonados de uso general



Nota: Elaboración Propia.

De las tablas se observa que las demandas históricas anuales, siguen un comportamiento simulado mediante una curva potencial, de ello se ha establecido los parámetros mediante el cual se determinó las demandas proyectadas al inicio y fin del horizonte de evaluación del proyecto.

Tabla N° 4.12. Parámetros de curva potencial

Tipo de Carga	Parámetros		Año1		Año 20		Tasa de crecim. (%)
			2022		2041		
Abonados Domesticos	a	b	x1	y1	x20	y20	0.91
	20.55	0.17	10	30.40	29	36.43	
Abonados de Uso General	a	b	x1	y1	x20	y20	0.27
	178.03	0.05	10	199.75	29	210.68	

Nota: Elaboración Propia.

- **Proyección de demanda de energía**

Con los parámetros de la ecuación potencial, se determinó la proyección de demanda de energía de los abonados domiciliarios y de uso general, teniendo la siguiente tabla:

Tabla N° 4.13. Proyección de demanda mensual de abonados

Tipo de Carga	Energía consumida por Abonados Domiciliarios y de Uso general (kWh/mes)								tc(%)
	Año 0 2021	Año 3 2024	Año 6 2027	Año 9 2030	Año 12 2033	Año 15 2036	Año 18 2039	Año 20 2041	
Abonados Domiciliarios	29.86	31.35	32.56	33.59	34.48	35.27	35.99	36.43	0.91
Abonados de Uso General	198.70	201.58	203.84	205.71	207.30	208.69	209.92	210.68	0.27

Nota: Elaboración Propia.

De acuerdo a la Norma DGE “alumbrado de vías públicas en áreas rurales”, se tiene que el consumo de energía por alumbrado público es igual a 6.3 kWh/mes (Factor Kalp 6.3) por abonado, asimismo se tiene que el alumbrado público está activo durante 360 horas al mes con una potencia de 60W, de ello se tiene la siguiente tabla:

Tabla N° 4.14. Proyección de demanda de alumbrado público

Tipo de Carga	Energía consumida por el alumbrado público (kWh/mes)							
	Año 0 2021	Año 3 2024	Año 6 2027	Año 9 2030	Año 12 2033	Año 15 2036	Año 18 2039	Año 20 2041
N° de unidades	254	254	254	254	254	254	254	254
Alum.Público	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3

Fuente: Elaboración Propia.

De los consumos de energía proyectados tanto para abonados domiciliarios, abonados de uso general y alumbrado público y considerando los factores de expansión de perdidas fijados por el OSINERGMIN, se tiene la siguiente tabla:

Tabla N° 4.15. Proyección de demanda de la localidad

Tipo de Carga	Consumos totales de energía del Proyecto kWh/día								tc(%)
	Año 0 2021	Año 3 2024	Año 6 2027	Año 9 2030	Año 12 2033	Año 15 2036	Año 18 2039	Año 20 2041	
Abonados	1244.5	1320.4	1390.1	1455.7	1520.2	1582.8	1645.3	1686.3	1.53%
Alumbrado Público	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	0.00%
Perdidas ^{OSINERGMIN}	86.07	90.7	94.9	98.8	102.7	106.5	110.2	112.7	0.06%
Consumo Total	1513.5	1593.9	1667.9	1737.4	1805.8	1872.1	1938.5	1981.9	1.36%

Nota: Elaboración Propia.

De la tabla anterior, se determinó que la localidad de Masisea tiene una máxima demanda proyectada al año 20

de 1981.9 kWh/día, esta demanda de energía fue la base para nuestro diseño del sistema, ya que el sistema tiene que garantizar la demanda de energía en su horizonte de vida.

- **Determinación de la máxima potencia**

Para la determinación de la máxima demanda en KW, se ha utilizado el Factor de carga, de acuerdo a la guía elaborada por el MEF, los sistemas eléctricos rurales cuentan con un Factor de carga de 20% en promedio, con un incremento de 5 horas anuales de uso de la energía por abonado, teniendo así la siguiente tabla de los factores de carga para el horizonte de estudio.

Tabla N° 4.16. Proyección del factor de carga

Localidad	Incremento HUCD	Año / fc								tc(%)
		2021 Año0	2024 Año3	2027 Año6	2030 Año9	2033 Año12	2036 Año15	2039 Año18	2041 Año20	
Abon.Domestico	5	0.20	0.20	0.20	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.28
Abon. Uso Gral	5	0.20	0.20	0.20	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.28

Nota: Elaboración Propia.

Con los factores de carga en el horizonte de estudio, se determinó las potencias máximas para los tres tipos de cargas eléctricas, teniendo así la siguiente tabla.

Tabla N° 4.17. Determinación de máxima potencia unitaria

Calificación eléctrica W	Calif. Eléctrica	Potencia máxima unitaria (W)							
		2021 Año0	2024 Año3	2027 Año6	2030 Año9	2033 Año12	2036 Año15	2039 Año18	2041 Año20
Abon.Domésticos (W)	300.00	207.36	215.86	222.30	227.42	231.52	234.88	237.72	239.33
Abon. Uso General (W)	1500	1,379.86	1,387.98	1,391.72	1,392.77	1,391.92	1,389.74	1,386.55	1,384.06
Alumbrado Público (W)	60	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00

Nota: Elaboración Propia.

Con la información de la proyección de abonados domiciliarios, de uso general y unidades de alumbrado público, se tiene las potencias máximas de toda la localidad en el horizonte de estudio.

Tabla N° 4.18. Determinación de máxima potencia de la localidad

Calificación eléctrica W	Selecc.	Potencia máxima de la localidad(KW)							
		2021	2024	2027	2030	2033	2036	2039	2041
		Año0	Año3	Año6	Año9	Año12	Año15	Año18	Año20
Abon.Domésticos (KW)	317.70	261.30	269.10	277.20	285.30	294.00	302.70	311.70	317.70
Abon. Uso General (KW)	85.5	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50
Alumbrado Público (KW)	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24
TOTAL (kW)	418.44	362.04	369.84	377.94	386.04	394.74	403.44	412.44	418.44

Nota: Elaboración Propia.

Sin embargo, cabe resaltar que las potencias máximas mostradas en el cuadro anterior deberán ser ajustadas considerando los factores de simultaneidad de acuerdo a la norma DGE, de 0.5 para abonados domiciliarios y de 1 para abonados generales y alumbrado público, teniendo así la siguiente tabla:

Tabla N° 4.19. Máxima potencia de diseño

TIPO DE CARGA	Factor de Simultaneidad	Potencia máxima Simultanea(KW)							
		2021	2024	2027	2030	2033	2036	2039	2041
		Año0	Año3	Año6	Año9	Año12	Año15	Año18	Año20
Abon.Domésticos (KW)	0.50	130.65	134.55	138.60	142.65	147.00	151.35	155.85	158.85
Abon. Uso General (KW)	1	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50
Alumbrado Público (KW)	1	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24
Perdidas Potencia (KW)	1	17.35	17.65	17.95	18.25	18.58	18.91	19.24	19.47
TOTAL (kW)		248.74	252.94	257.29	261.64	266.32	271.00	275.83	279.06

Nota: Elaboración Propia.

De la tabla anterior se ha determinado que la potencia máxima de diseño es de **279.06 kW**, el mismo que fue utilizado como potencia de diseño, siendo la potencia garantizada a partir del cual se diseñó el sistema.

4.5.2.2 Etapa 2

- **Determinación de la irradiación del emplazamiento (Horas sol pico).**

La determinación de la irradiación global sobre la superficie horizontal o también denominado horas de sol pico, se realizó a partir de la comparación 03 fuentes de información,

siendo las fuentes: NASA, Meteonorm 8.0 y Atlas solar del Perú, las cuales se muestran a continuación:

Tabla N° 4.20. Irradiación diaria promedio - NASA

DATOS METEOROLOGICOS NASA - SSE Satelite data 1983-2005			
Con los datos de Latitud y Longitud de la ubicación del proyecto, exportamos de la NASA las radiaciones incidentes para nuestras coordenadas (Latitud: -4°, longitud: -77°) .			
	Irradiación horizontal global kwh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kwh/m ² /día	Temperatura °C
Enero	4.54	2.36	25.90
Febrero	4.32	2.39	25.50
Marzo	4.20	2.30	25.80
Abril	4.31	2.07	25.30
Mayo	4.31	1.79	25.80
Junio	4.23	1.64	25.80
Julio	4.71	1.60	26.00
Agosto	5.13	1.79	27.40
Setiembre	5.22	2.11	28.70
Octubre	5.09	2.35	29.10
Noviembre	4.77	2.36	28.10
Diciembre	4.68	2.34	27.10

Nota: Tomada de <https://power.larc.nasa.gov/>

Tabla N° 4.21. Irradiación diaria promedio - Meteonorm 8.0

DATOS METEOROLOGICOS METEONORM 8.0 (2010-2014)					
Con los datos de Latitud y Longitud de la ubicación del proyecto, exportamos de Meteonorm las radiaciones incidentes para nuestras coordenadas (Latitud: -4°, longitud: -77°) .					
	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento	Humedad relativa
	kwh/m ² /día	kwh/m ² /día	°C	m/s	%
Enero	6.24	2.15	26.70	1.50	82.50
Febrero	5.87	2.46	26.40	1.30	83.50
Marzo	5.64	2.58	26.30	1.20	84.10
Abril	6.00	2.05	26.10	1.20	84.80
Mayo	5.64	1.68	26.20	1.20	82.50
Junio	5.52	1.39	25.50	1.10	83.60
Julio	5.57	1.67	25.50	1.19	81.20
Agosto	5.55	2.09	26.70	1.39	76.80
Setiembre	5.66	2.37	26.80	1.50	78.30
Octubre	5.50	2.74	27.00	1.50	80.10
Noviembre	5.95	2.67	26.70	1.49	82.60
Diciembre	5.69	2.49	26.80	1.60	81.50

Nota: Tomada de Meteonorm 8.0

Tabla N° 4.22. Irradiación diaria promedio – Atlas solar

DATOS METEOROLOGICOS ATLAS SOLAR SENAMHI-PERÚ (1975-1990)	
A partir de los mapas de radiacion solar, obtenemos la radiacion solar incidente diaria sobre el plano horizontal:	
	Irradiación horizontal global kwh/m ² /día
Enero	
Febrero	4.5 - 5.0
Marzo	
Abril	
Mayo	4.5 - 5.0
Junio	
Julio	
Agosto	4.5 - 5.0
Setiembre	
Octubre	
Noviembre	5.0 - 5.5
Diciembre	

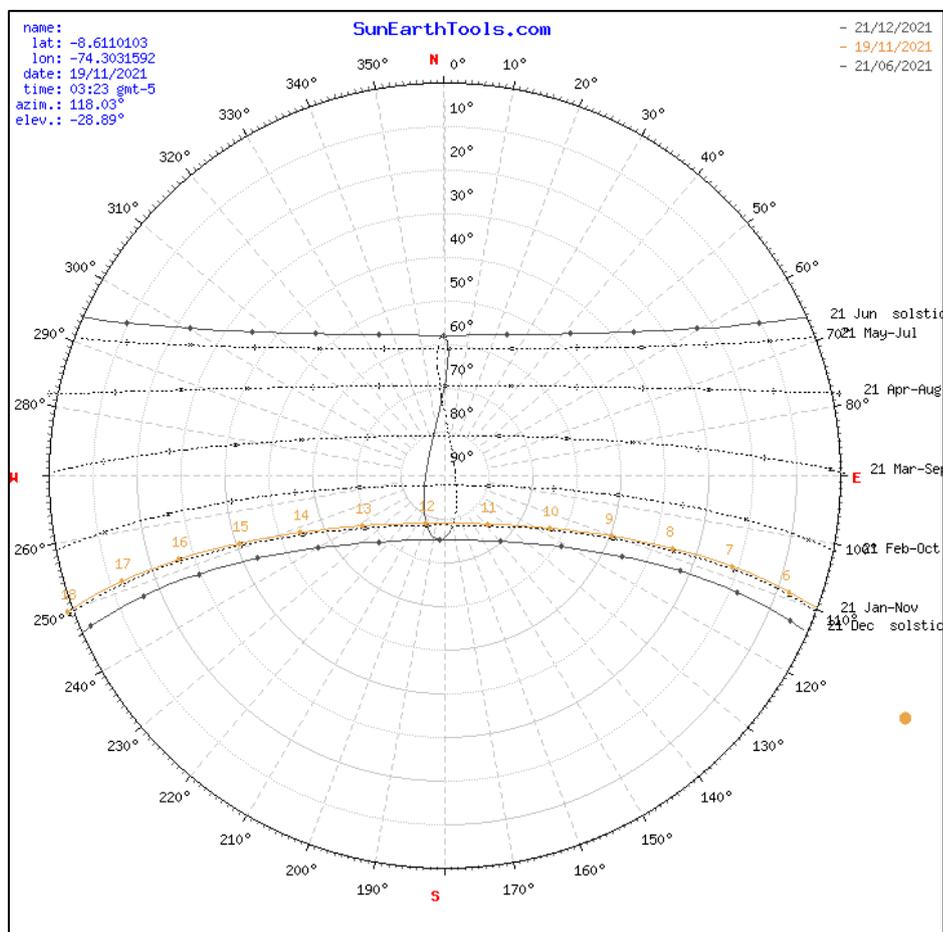
Nota: Tomada de Atlas Solar del Perú – SENAMHI.

De las tablas anteriores, se usó la irradiación mínima diaria para otorgar confiabilidad al sistema siendo la irradiación (horas solar pico) de 4.20 kWh/m²/día la irradiación usada para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

- **Determinación de orientación de paneles solares**

Con las coordenadas de ubicación del lugar de emplazamiento, se ha obtenido la carta solar, mostrada en la siguiente figura:

Figura N° 4.1. Carta Solar



Nota: Tomada de https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=es

De la figura anterior, se observa que el sol tiene un movimiento en mayor porcentaje por el hemisferio norte, por ello nuestros paneles deberán estar orientados hacia el norte, para obtener un mayor aprovechamiento durante todo

el año.

- **Determinación del ángulo de inclinación y verificación por energía anual aprovechada**

Para la determinación del ángulo de inclinación de paneles solares primero se determinó el ángulo óptimo mediante una regla práctica muy utilizada donde solo se usa la latitud; sin embargo, el presente estudio se basó en cálculos de ingeniería con el cual se obtuvo la energía aprovechada diaria para distintos ángulos de inclinación durante todo el año.

$$\beta \text{ opt} = 3,7 + 0.69|\varphi| \quad \text{Ec. (3.2)}$$

$$\beta \text{ opt} = 3,7 + 0.69|-8.6| = 9.634 \approx 10^\circ$$

Con la información obtenida de la radiación global sobre el plano horizontal de la NASA y el índice de reflexión del suelo estimado como 0.2 por ser una superficie de tierra, se ha determinado la irradiación sobre el plano inclinado para distintos ángulos de inclinación, el cual se muestra a continuación.

Tabla N° 4.23. Irradiación promedio mensual sobre el plano inclinado

MES	Radiación Global sobre una superficie inclinada $G_{(\beta,\alpha)}$ (Wh/m ² día)										
	0°	5.00 °	10.00 °	15.00 °	20.00 °	25.00 °	30.00 °	35.00 °	40.00 °	45.00 °	50.00 °
ENE	4,540	4,441	4,320	4,178	4,016	3,836	3,638	3,425	3,198	2,959	2,709
FEB	4,320	4,269	4,198	4,107	3,996	3,867	3,720	3,557	3,379	3,186	2,982
MAR	4,200	4,204	4,188	4,152	4,096	4,020	3,925	3,813	3,682	3,536	3,374
ABR	4,310	4,380	4,427	4,449	4,446	4,419	4,366	4,288	4,183	4,051	3,889
MAY	4,310	4,447	4,553	4,626	4,664	4,665	4,627	4,545	4,413	4,220	3,946
JUN	4,230	4,401	4,535	4,630	4,683	4,691	4,647	4,545	4,373	4,106	3,696
JUL	4,710	4,904	5,057	5,167	5,230	5,244	5,202	5,098	4,920	4,645	4,230
AGO	5,130	5,277	5,388	5,463	5,500	5,498	5,454	5,366	5,230	5,039	4,780
SET	5,220	5,273	5,297	5,293	5,260	5,199	5,110	4,994	4,850	4,681	4,487
OCT	5,090	5,057	4,997	4,912	4,803	4,669	4,513	4,334	4,136	3,918	3,683
NOV	4,770	4,683	4,572	4,440	4,286	4,111	3,918	3,708	3,482	3,241	2,989
DIC	4,680	4,566	4,429	4,271	4,093	3,896	3,682	3,452	3,208	2,952	2,686
TOTAL	55,510	55,900	55,960	55,687	55,073	54,115	52,803	51,124	49,052	46,535	43,452

Nota: Elaboración Propia

De la tabla anterior se verifica que el mayor aprovechamiento anual de energía se obtendría si usamos un ángulo de inclinación de paneles de 10°; sin embargo, usar 10° ocasionaría acumulación de lluvia, hojas, ramas entre otras cosas en la superficie de los paneles lo que ocasionaría pérdidas por sombra, asimismo se verifica que si usamos un ángulo de 15° solo dejaríamos de aprovechar el 0.489% de energía, el cual no es determinante; por ello se usó un ángulo de inclinación de paneles de 15°.

- **Cálculo de la Potencia pico del sistema**

Con la información de energía máxima diaria proyectada del sistema y la irradiación de diseño previamente determinada (horas solares pico), asimismo considerando una eficiencia total del sistema de 70%, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$W_p = \frac{E_c}{n_s \times HSP} = \frac{2180.08 \text{ kWh}}{70\% \times 4.20 \text{ h}} = 741.52 \text{ kW} \quad \text{Ec. (3.3)}$$

De acuerdo a las Especificaciones técnicas de los paneles usados en la presente investigación, se usó celdas solares de 400Wp de silicio monocristalino, de ello de acuerdo a la siguiente ecuación se obtuvo:

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{W_p - \text{sistema}}{W_p - \text{panel}} = \frac{741.52 \text{ kW}}{0.4 \text{ kW}} = 1854 \quad \text{Ec. (3.4)}$$

Los paneles determinados fueron corregidos posteriormente mediante la cantidad de paneles que se requiere de acuerdo a la configuración de los PVBOX.

- **Determinación del número de PVBOX e inversores de Red.**

De acuerdo a las Especificaciones técnicas del PVBOX usado para el diseño, este tiene una tensión máxima de entrada de hasta 880 Vdc y de la tensión máxima del panel solar correspondiente a la tensión en vacío de 52.07 V, se

obtuvo de acuerdo a la siguiente ecuación la cantidad máxima de paneles en serie que puede soportar el PVBOX.

$$\text{N}^{\circ}\text{p serie máximo} = \frac{880 \text{ V DC}}{V_{oc\text{-panel}}} = \frac{880 \text{ V DC}}{52.07 \text{ V}} = 16.90 \approx 16 \quad \text{Ec. (3.5)}$$

Asimismo, cada PVBOX cuenta con una corriente máxima admisible por entrada de hasta 11A, teniendo en cuenta que el panel solar usado cuenta con una $I_{cc}=10.61\text{A}$, asimismo aguas abajo se usara un inversor de Red el cual cuenta con dos entradas con capacidad cada una de hasta 33A, entonces se tiene que cada PVBOX puede tener hasta 3 string de 16 paneles, teniendo así como entrada de corriente máxima al inversor de 31.83 A, tenemos:

$$\text{N}^{\circ}\text{paneles - String} = 16$$

$$\text{N}^{\circ}\text{string-PV BOX} = 3$$

$$\text{N}^{\circ}\text{ PV BOX} = \frac{1854}{3 \times 16} = 38.62 \approx 40$$

Asimismo de la cantidad de PVBOX a utilizar, se determinó la nueva cantidad de paneles solares a usar de acuerdo a la siguiente relación:

$$\text{N}^{\circ}\text{ Panel} = (\text{N}^{\circ}\text{PVBOX}) \left(\frac{\text{N}^{\circ}\text{string}}{\text{PVBOX}} \right) \left(\frac{\text{N}^{\circ}\text{paneles}}{\text{string}} \right) = 40 \times 3 \times 16 = 1920 \text{ paneles} \quad \text{Ec. (3.6)}$$

Los inversores trifásicos a utilizar, agruparan 02 PVBOX, de ello tenemos la cantidad de inversores de acuerdo a la siguiente relación:

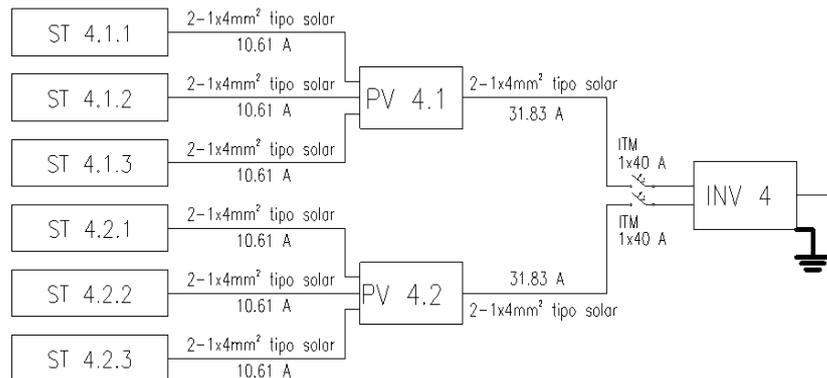
$$\text{N}^{\circ}\text{ Inversores} = \frac{\text{N}^{\circ}\text{ PV-BOX}}{2} = 20 \quad \text{Ec. (3.7)}$$

La potencia de cada inversor fue determinada teniendo en cuenta la Potencia pico del sistema, siendo así:

$$\text{Pot Inversor} = \frac{W_p \text{ sistema}}{\text{N}^{\circ}\text{ Inversores}} = \frac{741.52 \text{ KW}}{20} = 37.07 \text{ KW} \approx 40 \text{ KW} \quad \text{Ec. (3.8)}$$

De los resultados anteriores, se ha determinado la configuración que se presenta en la siguiente figura:

Figura N° 4.2. Configuración Panel-Inversor



Fuente: Elaboración propia

- **Dimensionamiento del sistema de banco de baterías.**

De acuerdo a la información obtenida del estudio de mercado, se obtuvo $E_c=2180.08$ kWh/día, de ello considerando que será un sistema aislado se propuso 2 días de autonomía que es lo recomendable para sistemas de energías renovables, asimismo se ha utilizado baterías de LiFePo el cual para una profundidad de descarga de 85% tiene un tiempo de reposición de 13 años, asimismo se ha considerado bancos de 48V, de acuerdo a las recomendaciones para estos tipos de sistemas. De ello tenemos la siguiente ecuación:

Datos:

- E_c : 2180.08 kWh/día
- D_{aut} : 2 días
- V_n : 48V
- P_d : 0.80
- n_b : 0.75

$$C = \frac{E_c * (D_{aut} + 1)}{V_n * P_d * n_b} \quad \text{Ec. (3.9)}$$

$$C = \frac{2180.08 \text{ kWh/día} * (2+1)}{48 \text{ V} * 0.80 * 0.75} = 227,091.56 \text{ Ah}$$

De acuerdo a las especificaciones técnicas de las baterías

utilizadas, tenemos baterías de LiFePo con una capacidad de 3.55kWh, a 48V; asimismo se usaron bancos de baterías de 64 baterías compuestos por 4 baterías por rack distribuidos en 16 rack's cada banco, de acuerdo a la siguiente ecuación se determinó la capacidad por banco de batería y la cantidad de bancos necesarios para almacenar toda la energía:

$$\text{Capacidad-banco} = \left(\frac{N^{\circ} \text{ baterías}}{\text{Rack}} \right) \cdot \left(\frac{N^{\circ} \text{ Rack}}{\text{banco}} \right) \cdot \text{Capacidad} - \text{batería} \quad \text{Ec. (3.10)}$$

$$\text{Capacidad-banco} = 4 \times 16 \times 3.55 \text{ kWh} = 227.2 \text{ kWh}$$

$$N^{\circ} \text{ bancos} = \frac{\text{Capacidad-total}}{\text{Capacidad} - \text{banco}} = \frac{227,091.56 \text{ Ah} \cdot 48\text{V}}{227.2 \text{ kWh}} = 47.98 \approx 48 \text{ bancos} \quad \text{Ec. (3.11)}$$

$$N^{\circ} \text{ baterías} = N^{\circ} \text{ bancos} \times N^{\circ} \text{ bat} - \text{banco} = 48 \times 64 = 3072 \text{ baterías} \quad \text{Ec. (3.12)}$$

- **Determinación del número de Inversores bidireccionales.**

El dimensionamiento de la potencia total de los inversores bidireccionales, esta condicionado por la potencia máxima a entregar a la localidad, esta potencia fue determinada en el estudio de mercado, teniendo una Potencia máxima simultanea igual 279.06 KW , un factor de seguridad de 25%, asimismo cada banco de baterías alimentara un inversor bidireccional, teniendo así 48 inversores bidireccionales, la potencia de salida de cada inversor se determinó de la siguiente manera:

$$P_{\text{inversor-bidireccional}} \geq \frac{1.25 \times P_{\text{máxima simultanea (kW)}}}{N_{\text{banco de baterías}}} \quad \text{Ec. (3.13)}$$

$$P_{\text{inversor-bidireccional}} \geq \frac{1.25 \times 279.06 \text{ kW}}{48} = 7.27 \approx 8 \text{ KW}$$

De los cálculos previo se determinó que se usaran 48 inversores bidireccionales de 8 KW.

- **Selección del Transformador**

El transformador de la subestación elevará la tensión desde 380Vac a 22,9kV para su conexión a la Red Primaria. La potencia del transformador está en función a la máxima demanda de potencia requerida, de acuerdo con el estudio de mercado eléctrico, por lo que el transformador seleccionado será de **280kVA** para una potencia máxima de 279.06 KW calculada.

- **Cálculo de sección de conductores**

Para la determinación de los conductores se estableció dos verificaciones de cálculo tanto por caída de tensión y por intensidad admisible de conductores, de ello de acuerdo a las ecuaciones correspondientes, las distancias de configuración del sistema, los % de caídas de tensión máximos considerados de acuerdo al Código Nacional de Electricidad y las intensidades máximas admisibles por sección de conductor obtenida de catálogos, se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla N° 4.24. Cálculo de sección de conductor, Panel-Inversor

<i>Tramo Conexión de los Módulos Solares al Pvbox</i>			<i>Tramo de conexión del PVbox al Inversor</i>		
SELECCIÓN DE CALIBRE POR CAÍDA DE TENSIÓN			SELECCIÓN DE CALIBRE POR CAÍDA DE TENSIÓN		
Material del Conductor	Cobre		Material del Conductor	Cobre	
Resistividad	0.019	Ω .mm ² /m	Resistividad	0.019	Ω .mm ² /m
Disposición	Aire		Disposición	Aire	
Distancia	16.30	m	Distancia	6.8	m
String a Pvbox	3		Pvbox a Inversor	2	
Caída de tensión Permitida	0.25	%	Caída de tensión Permitida	0.25	%
Tensión	833.12	V	Tensión	833.12	V
Caída de tensión	2.08	V	Caída de tensión	2.08	V
Corriente MS	10.61	A	Corriente MS	10.61	A
Corriente Circula	10.61	A	Corriente Circula	31.83	A
Sección Calculada	3.16	mm ²	Sección Calculada	3.95	mm ²
Sección Seleccionada	4	mm ²	Sección Seleccionada	4	mm ²
SELECCIÓN DE CALIBRE POR CORRIENTE			SELECCIÓN DE CALIBRE POR CORRIENTE		
Seleccioanr conductor	THW-90		Seleccioanr conductor	THW-90	
Seleccioanr disposición	AIRE		Seleccioanr disposición	AIRE	
RESULTADO	THW-90	NY Y TRIPLE	RESULTADO	THW-90	NY Y TRIPLE
Corriente soportada	37	FALSO	Corriente soportada	37	FALSO
Sección Seleccionada	2.5	FALSO	Sección Seleccionada	2.5	FALSO

Nota: Elaboración Propia

Tabla N° 4.25. Cálculo de sección de conductor, Inversor-Transformador

<i>Tramo de conexión del Inversor al CDT</i>			<i>Tramo de conexión del CDT al Transformador</i>		
SELECCIÓN DE CALIBRE POR CAÍDA DE TENSIÓN			SELECCIÓN DE CALIBRE POR CAÍDA DE TENSIÓN		
Material del Conductor	Cobre		Material del Conductor	Cobre	
Resistividad	0.019	Ω .mm ² /m	Resistividad	0.019	Ω .mm ² /m
Disposición	Aire		Disposición	Aire	
Distancia	190	m	Distancia	14	m
Inversor a CDT	10		cos ϕ	1	
cos ϕ	1		Caída de tensión Permitida	0.15	%
Caída de tensión Permitida	1.5	%	Tensión	833.12	V
Tensión	833.12	V	Caída de tensión	1.25	V
Caída de tensión	12.50	V	Corriente Circula	636.60	A
Corriente Circula	63.66	A	Sección Calculada	234.70	mm ²
Sección Calculada	31.85	mm ²	Sección Seleccionada	240	mm ²
Sección Seleccionada	35	mm ²	SELECCIÓN DE CALIBRE POR CORRIENTE		
SELECCIÓN DE CALIBRE POR CORRIENTE			SELECCIÓN DE CALIBRE POR CORRIENTE		
Seleccionar conductor	NY Y TRIPLE		Seleccioanr conductor	NY Y TRIPLE	
Seleccionar disposición	AIRE		Seleccioanr disposición	AIRE	
RESULTADO	THW-90	NY Y TRIPLE	RESULTADO	THW-90	NY Y TRIPLE
Corriente soportada	FALSO	74	Corriente soportada	FALSO	646
Sección Seleccionada	FALSO	3-1x10	Sección Seleccionada	FALSO	3-1x300

Nota: Elaboración Propia

Tabla N° 4.26. Cálculo de sección de conductor, Baterías-CDT

<i>Tramo de conexión de Baterías a Cluster</i>			<i>Tramo de conexión del Cluster al CDT</i>		
SELECCIÓN DE CALIBRE POR CAÍDA DE TENSIÓN			SELECCIÓN DE CALIBRE POR CAÍDA DE TENSIÓN		
Material del Conductor	Cobre		Material del Conductor	Cobre	
Resistividad	0.019	Ω.mm2/m	Resistividad	0.019	Ω.mm2/m
Disposición	Aire		Disposición	Aire	
Distancia	8	m	Distancia	16	m
Caída de tensión Permitida	1.5	%	Inversor a CDT	15	
Tensión	48	V	cosφ	1	
Caída de tensión	0.72	V	Caída de tensión Permitida	0.25	%
Corriente MS	110	A	Tensión	380	V
Corriente Circula	110	A	Caída de tensión	0.95	V
Sección Calculada	46.44	mm2	Corriente Circula	15.19	A
Sección Seleccionada	50	mm2	Sección Calculada	8.42	mm2
			Sección Seleccionada	10	mm2
SELECCIÓN DE CALIBRE POR CORRIENTE			SELECCIÓN DE CALIBRE POR CORRIENTE		
Seleccioanr conductor	THW-90		Seleccioanr conductor	THW-90	
Seleccioanr disposición	AIRE		Seleccioanr disposición	AIRE	
RESULTADO	THW-90	NY Y TRIPLE	RESULTADO	THW-90	NY Y TRIPLE
Corriente soportada	124	FALSO	Corriente soportada	37	FALSO
Sección Seleccionada	16	FALSO	Sección Seleccionada	2.5	FALSO

Nota: Elaboración Propia

Tabla N° 4.27. Resumen de selección de conductores

Tramo	Longitud del tramo (m)	Intensidad de corriente del tramo (A)	Sección de cable mínima calculada por Caída de Tensión (mm ²)	Sección de cable mínima calculada por Corriente Admisible (mm ²)	Sección de cable seleccionada (mm ²)
Tramo Conexión de los Módulos Solares al Pvbox	16.30	10.61	4	2.5	Cable Solar 4 mm ²
Tramo de conexión del Pvbox al Inversor	6.80	31.83	4	2.5	Cable Solar 4 mm ²
Tramo de conexión del Inversor al CDT	190.00	63.66	35	3-1x10	NY Y 35 mm ²
Tramo de conexión del CDT al Transformador	14.00	636.60	240	3-1x300	NY Y 300 mm ²
Tramo de conexión de Baterías a Cluster	8.00	110.00	50	16	THW 50 mm ²
Tramo de conexión del Cluster al CDT	16.00	15.19	10	2.5	THW 10 mm ²

Nota: Elaboración Propia

4.5.2.3 Etapa 3

- Materiales y equipos seleccionados**

De los cálculos efectuados en las etapas previas, se ha determinado las cantidades y especificaciones de los equipos y materiales utilizados para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico centralizado, teniendo así el siguiente cuadro resumen.

Tabla N° 4.28. Resumen del equipamiento principal

Item	Equipo y/o material	Und	Cantidad
1	Módulos Fotovoltaicos monocristalino de 400 Wp, 144 celdas	u	1920
2	Cajas de distribución para String FV - PV Box(incluye interruptores, fusibles, DPS)	u	40
3	Inversores Trifasico de Red de 40 KW	u	20
4	Módulos de acumulación Litio LiFePO4, 3.55 kW-h 48V	u	3072
5	Inversores de bidireccional para batería 8kW	u	48
6	Centro de distribución y transferencia de multiples clusters 300 kW(incluye interruptores automaticos y contactores de transferencia)	u	1
7	Transformador tipo Pedestal de 280 kVA 0,38/22,9kV, Trifasico YNd5	u	1
8	Cable Tipo solar 1x4mm ²	m	1200
9	Cable tipo NYY 0,6/1 Kv, 35 mm ²	m	7800
10	Cable tipo NYY 0,6/1 kV, 300 mm ²	m	210
11	Cable tipo THW 0,6/1 kV, 10 mm ²	m	576
12	Cable tipo THW 0,6/1 kV, 50 mm ²	m	400
13	Cable tipo THW 0,6/1 kV, 150 mm ²	m	60

Nota: Elaboración Propia

Del equipamiento principal, se ha elaborado el presupuesto del proyecto, teniendo en cuenta la disposición de equipos y accesorios auxiliares, el detalle del presupuesto se muestra en el 'Anexo. Presupuesto'.

Tabla N° 4.29. Resumen del presupuesto de obra

ITEM	DESCRIPCION	TOTAL S/.
A	SUMINISTRO DE MATERIALES	10,030,029.09
B	MONTAJE ELECTROMECHANICO	1,212,811.84
C	TRANSPORTE DE MATERIALES	802,402.33
D	OBRAS CIVILES	2,006,005.82
E	TOTAL COSTO DIRECTO	14,051,249.08
F	GASTOS GENERALES (10%)	1,405,124.91
G	UTILIDADES (8 %)	1,124,099.93
	COSTO TOTAL S/. (No incluye LG.V.)	16,580,473.92
	COSTO TOTAL S/. (Incluye LG.V.)	19,564,959.23

Nota: Elaboración propia

4.5.2.4 Etapa 4

- **Identificación de inversiones totales**

Del presupuesto obtenido, y considerando gastos preoperativos, costos de operación y mantenimiento, se obtuvo el total de inversiones que se muestran a continuación.

Tabla N° 4.30. Resumen Total de inversiones

Item	Descripción	Total S/.
A	Gastos Pre-Operativos	1,189,649.01
	Costos de Supervisión de Obra (Incluye Supervisión de Estudios)	829,023.70
	Gastos Financieros y de Administración (3,5% de A + 2% de K)	360,625.31
B	Costos Directos de Obra	14,051,249.08
	Sistema Fotovoltaico Centralizado	14,051,249.08
D	Gastos Generales	1,405,124.91
	Gastos Generales Directos e Indirectos	1,405,124.91
E	Utilidades	1,124,099.93
	Utilidades 8% C.D. de Obra	1,124,099.93
	Sub Total S/.	17,770,122.93
	I.G.V. S/.	3,198,622.13
	TOTAL S/.	20,968,745.06
	US \$/Abonado	5,646.08

Fuente: Elaboración Propia

- **Análisis General de la Demanda**

Del estudio de mercado realizado en etapas previas, se obtuvo el siguiente cuadro.

Tabla N° 4.31. Análisis general de la demanda

AÑO	2,021	2,025	2,029	2,033	2,037	2,041
Habitantes electrificados (Población Beneficiada)	4007	4167	4333	4506	4686	4873
Número de Lotes, Sistema Centralizado						
Número de lotes totales electrificados	928	963	999	1037	1076	1116
Número de abonados domésticos	871	906	942	980	1019	1059
Número de abonados de uso general	57	57	57	57	57	57
Número de unidades de alumbrado Público	254	254	254	254	254	254
Consumo por abonado, Sistema Centralizado						
Consumo anual por abonado doméstico promedio (kWh-año)	358	381	399	414	426	437
Consumo mensual por abonado doméstico promedio (kWh-mes)	30	32	33	34	36	36
Consumo anual por abonado general promedio(kWh-año)	2,384	2,429	2,461	2,488	2,509	2,528
Consumo mensual por abonado general promedio(kWh-mes)	199	202	205	207	209	211
Consumo anual por alumbrado público(kWh-año)	76	76	76	76	76	76
Consumo mensual por abonado alumbrado público (kWh-mes)	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
Consumo anual, Sistema Centralizado						
Consumo anual por abonados domésticos (MWh)	312	346	376	405	434	463
Consumo anual por abonados de uso general (MWh)	136	138	140	142	143	144
Consumo anual por alumbrado público (MWh)	19	19	19	19	19	19
Pérdida de Energía anual (MWh)	31	34	36	37	39	41
Pérdida de Potencia (kW)	17	18	18	19	19	19
Potencia Total Requerida (kW)	249	254	260	266	273	279
Energía Total Requerida (MWh)	499	537	571	604	636	667
Energía HP (MWh)	232	250	266	281	296	310
Energía HFP (MWh)	267	287	306	323	340	357

Fuente: Elaboración Propia

- **Determinación de inversiones a Precios Privados**

El análisis a precios privados considera los flujos de caja en el horizonte de vida del proyecto, teniendo así flujos como las inversiones, valor de reposición, valor residual y los costos de operación y mantenimiento como se aprecia en el siguiente cuadro.

Tabla N° 4.32. Costos incrementales a precios privados

Rubro		0	1	8	12	16	20
		2,021	2,022	2,029	2,033	2,037	2,041
A.	Costos de Inversión - miles S/.	20,968.7	0.0	0.0	0.0	0.0	-6,521.7
A.1	Inversiones	17,770.1	0.0	0.0	0.0	0.0	-5,526.8
1	Inversión en activos	16,580.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.1	Sistema de Generación fotovoltaica	16,580.5					
	Materiales importados	6,670.0					
	Aranceles	351.1					
	Materiales locales	3,009.0					
	Montaje Electromecánico y Obras Civiles	2,733.7					
	Mano de obra no calificada	485.1					
	Transporte de Equipos y Materiales	802.4					
	Gastos Generales	1,405.1					
	Utilidades	1,124.1					
2	Gastos Preoperativos	1,189.6					
2.1	Costos de Supervisión de Obras	829.0					
2.2	Gastos Financieros y de Administración	360.6					
A.2.	Valor Residual (-)						-5,526.8
A.3.	Impuesto General a la Ventas IGV (18%)	3,198.6	0.0	0.0	0.0	0.0	-994.8
B.	Costos de Operación y Mantenimiento - miles S/.		392.0	392.0	392.0	392.0	392.0
B.1	Reposicion de Baterías						
B.2.1	Costos de operación-mil S/. (1)		117.6	117.6	117.6	117.6	117.6
B.2.2	Costos de mantenimiento-mil S/. (1)		274.4	274.4	274.4	274.4	274.4
C.	Total Costos con Proyecto (A+B)	20,968.7	392.0	392.0	392.0	392.0	-6,129.6
D.	Costos sin Proyecto (2)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
E.	Total de Costos Incrementales (Con IGV)	20,969	392.0	392.0	392.0	392.0	-6,129.6

Nota: Elaboración Propia

- **Determinación de inversiones a Precios Sociales**

Las inversiones determinadas a precios sociales han sido determinadas mediante el producto de las inversiones a precios privados y el factor de conversión establecido para una correcta formulación de proyectos de electrificación rural elaborado por el Ministerio de Economía y Finanzas-MEF.

Tabla N° 4.33. Costos incrementales a precios sociales

RUBRO	Factor Conver.	0	4	8	12	16	20
		2,021	2,025	2,029	2,033	2,037	2,041
A Costos de Inversión - miles S/.		13,997.6	0.0	0.0	0.0	0.0	-5,526.8
A.1 Inversiones		13,997.6	0.0	0.0	0.0	0.0	-5,526.8
1 Inversión en activos		12,989.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.1 Sistema de Generación fotovoltaica		12,989.4					
Materiales importados	0.7	4,887.8					
Aranceles		0.0					
Materiales locales	0.8	2,550.1					
Montaje Electromecánico y Obras Civiles	0.8	2,316.8					
Mano de obra no calificada	0.8	411.1					
Transporte de Equipos y Materiales	0.8	680.0					
Gastos Generales	0.8	1,190.8					
Utilidades	0.8	952.7					
2 Gastos Preoperativos		1,008.2					
2.1 Costos de Supervisión de Obras	0.8	702.6					
2.2 Gastos Financieros y de Administración	0.8	305.6					
A.2. Valor Residual (-)		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-5,526.8
A.3. Impuesto General a la Ventas IGV (18%)		0.0					
B. Costos de Operación y Mantenimiento - miles S/.			281.6	281.6	281.6	281.6	281.6
B.1 Reposición de Baterías	0.8		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
B.2.1 Costos de operación-mil S/. (1)	0.8		84.5	84.5	84.5	84.5	84.5
B.2.2 Costos de mantenimiento-mil S/. (1)	0.8		197.1	197.1	197.1	197.1	197.1
C. Total Costos con Proyecto (A+B)		13,997.6	281.6	281.6	281.6	281.6	-5,245.2
D. Costos sin Proyecto (2)		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
E. Total de Costos Incrementales (Con IGV)		13,997.6	281.6	281.6	281.6	281.6	-5,245.2

Fuente: Elaboración Propia

- Determinación de Beneficios a precios privados**

Los beneficios que se obtienen desde un enfoque privado son los correspondientes a ingresos por venta de energía correspondiente a los abonados domésticos, alumbrado público y abonados de uso general, teniendo así el siguiente cuadro.

Tabla N° 4.34. Beneficios a precios privados

Ítem	N° Año	Periodo					
		1 2,022	4 2,025	8 2,029	12 2,033	16 2,037	20 2,041
1.1 Situación con Proyecto - SER							
Venta de energía domésticos (Mil S/.)		235.4	253.1	275.3	296.7	317.7	338.5
Venta de energía alumbrado público (Mil S/.)		17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6
Venta de energía uso general (Mil S/.)		137.8	139.8	141.8	143.4	144.7	145.8
Subtotal ventas de energía (Mil S/.)		391	411	435	458	480	502
Energía domésticos (MWh)		321.0	345.5	376.1	405.5	434.3	463.0
Energía alumbrado público (MWh)		19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2
Energía uso general (MWh)		135.9	137.9	139.9	141.5	142.7	143.9
1.2 Beneficios incrementales (Mil S/.)		391	411	435	458	480	502

Tarifa BT 5B: SER Pucallpa-Campo Verde		Unid.	Inc. IGV	Inc. IGV
Cargo fijo	S/./mes		4.78	
Cargo por Energía Activa	cS/kW-h		72.03	101.16
Tarifa Alumbrado público BT 5C: SER Pucallpa Campo verde		cS/kW-h	91.85	

<100kwh/n

Nota: Elaboración Propia

- **Determinación de Beneficios a precios Sociales**

Los beneficios a precios sociales, son determinados por los beneficios anuales por concepto de iluminación, información, refrigeración y de otros usos, estos valores han sido establecidos por el MEF en su “guía para la correcta formulación de inversiones en electrificación rural”.

Tabla N° 4.35. Beneficios a precios sociales

Item	Descripción	Periodo					
		N° Año	1	4	8	12	16
		2,022	2,025	2,029	2,033	2,037	2,041
1.1	Situación con Proyecto						
	Beneficio económico por iluminación	750	770	799	830	861	893
	Beneficio económico por información (Radio y TV)	262	270	280	290	301	312
	Voluntad de pago por refrigeración	586	602	624	648	673	698
	Beneficio económico por otros usos	271	287	307	326	344	362
	Sub total beneficios económicos	1,868	1,929	2,011	2,094	2,179	2,265
1.2	Beneficios incrementales- (Mil S/.)	1,868	1,929	2,011	2,094	2,179	2,265
	N° de abonados totales	937	963	999	1,037	1,076	1,116

Variables Importantes (Precios Sociales) (*)

Beneficios en iluminación, información, refrigeración y otros

Tipo de Localidad	Valor
Beneficio anual por iluminación:	800.00 S/. / abonado
Beneficio anual por Información (Radio y televisión):	280.00 S/. / abonado
Beneficio anual por refrigeración:	625.00 S/. / abonado
Beneficio anual por otros usos:	0.60 S/. / kw h
Total beneficio anual por tipo de abonado con refrigeración: S/.	1,705.60 S/. / abonado
Total beneficio anual por tipo de abonado sin refrigeración: S/.	1,080.60 S/. / abonado

Nota: Elaboración Propia

- **Determinación de los indicadores de rentabilidad**

A partir de la determinación de los flujos de ingresos y egresos en el horizonte de vida del proyecto se obtuvo los beneficios Netos a precios privados y sociales, teniendo así:

Tabla N° 4.36. Beneficios incrementales a precios privados y sociales

Item	Descripción	Período	Años						
			N° Año	0	1	4	8	12	16
			2,021	2,022	2,025	2,029	2,033	2,037	2,041
A Precios Privados									
1	Beneficios Incrementales (mil S/.)			390.79	410.54	434.75	457.70	479.98	501.90
2	Costos Incrementales (mil S/.)		20,969	392	392	392	392	392	-6,130
3	Beneficios Netos (mil S/.)		-20,969	-1	18	43	66	88	6,632
A Precios Sociales									
1	Benefic. Incrementales sociales-mil S/.			1,868	1,929	2,011	2,094	2,179	2,265
2	Costos Incrementales sociales -mil S/.		13,998	282	282	282	282	282	-5,245
3	Beneficios Netos Sociales -mil S/.		-13,998	1,587	1,648	1,729	1,813	1,897	7,510

Nota: Elaboración Propia

A partir de los beneficios determinados, mediante las ecuaciones para la determinación del VAN y TIR, considerando las tasas de descuento recomendadas por el MEF para los análisis a precios privados y sociales, se determinó indicadores mostrados en el siguiente cuadro:

Tabla N° 4.37. Indicadores de rentabilidad obtenidos

Indicadores Evaluados	Indicadores	
	Privados	Sociales
Tasa de Descuento %	12%	8%
VAN mil S/.	-21 296	2667. 17
TIR (%)	N.A.	10.29%
B/C	-0.02	1.19
Tiempo de Repago	N.A.	9.00

Nota: Elaboración Propia

A continuación, se muestra el análisis de sostenibilidad y sensibilidad ante las variaciones porcentuales de los costos de operación y mantenimiento y la demanda energética.

Tabla N° 4.38. Análisis de Sostenibilidad

Caso	Costos y Fuentes	Años						
		2,022 1	2,023 2	2,026 5	2,030 9	2,034 13	2,038 17	2,041 20
	Costos de O&Mtto. SER (mil S/.)	392	392	392	392	392	392	392
	Venta de energía (mil S/.)	391	397	417	440	463	486	502
	Cobertura %	100%	101%	106%	112%	118%	124%	128%
	Cobertura miles S/. - Caso Base	-1.26	5.37	24.81	48.40	71.12	93.48	109.85
VAN Cobertura (12%) =		300 miles S/.						
(2)	Sensibilidad con COyM al +10 %							
10%	Cobertura (Sensibilidad COyM-SFV 10%)	91%	92%	97%	102%	107%	113%	116%
	COBERTURA miles S/.	-40	-34	-14	9	32	54	71
(3)	Sensibilidad con COyM al -10 %							
-10%	Cobertura (Sensibilidad COyM-SFV -10%)	111%	113%	118%	125%	131%	138%	142%
	COBERTURA miles S/.	38	45	64	88	110	133	149
(4)	Sensibilidad de la demanda (10)%							
	Cobertura %	110%	112%	117%	124%	130%	136%	141%
	COBERTURA miles S/.	38	45	66	92	117	142	160

Fuente: Elaboración Propia

Teniendo en consideración que la evaluación económica se ha realizado en base a datos de entrada estimados, el cual le da un carácter de variabilidad, por ende, se realizó el análisis de sensibilidad ante la variación positiva y negativa de los distintos factores que intervienen, teniendo así:

Tabla N° 4.39. Análisis de Sensibilidad

Variables	Variaciones Porcentuales	Indicadores Económicos			
		A Precios Privados		A Precios Sociales	
		VAN (miles S/.)	TIR (%)	VAN (miles S/.)	TIR (%)
Variable 1:	10%	-20,993	N.A.	2,667	10.3%
Variaciones en el precio de la tarifa de venta de energía, y potencia	0%	-21,296	N.A.	2,667	10.3%
	-10%	-21,599	N.A.	2,667	10.3%
	Variable 2:	10%	-23,325	N.A.	1,386
Variaciones en las Inversiones	0%	-21,296	N.A.	2,667	10.3%
	-10%	-19,267	N.A.	3,948	11.7%
	Variable 3:	10%	-21,098	N.A.	2,667
Variaciones de la Demanda de Energía	0%	-21,296	N.A.	2,667	10.3%
	-10%	-21,494	N.A.	2,667	10.3%
	Variable 4:	10%	-21,589	N.A.	2,391
% COyM (SER)	0%	-21,296	N.A.	2,667	10.3%
	-10%	-21,003	N.A.	2,944	10.5%
	Variable 5:	10%	-21,296	N.A.	2,667
Variaciones en el beneficio social por iluminación	0%	-21,296	N.A.	2,667	10.3%
	-10%	-21,296	N.A.	2,667	10.3%
	Variable 6:	10%	-21,296	N.A.	2,942
Variaciones en el beneficio social por Radio y TV	0%	-21,296	N.A.	2,667	10.3%
	-10%	-21,296	N.A.	2,392	10.1%
	Variable 7:	10%	-21,296	N.A.	3,281
Variaciones en el beneficio social por Refrigeración	0%	-21,296	N.A.	2,667	10.3%
	-10%	-21,296	N.A.	2,053	9.8%

Fuente: Elaboración Propia

- **Determinación de la Huella de Carbono**

La determinación de la huella de Carbono se realizó de acuerdo a lo establecido por la Norma ISO 14064-1 y los Factores de emisión elaborados por el instituto Meteorológico Nacional de Nicaragua, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$Ton CO_{2e} = \Sigma E / \text{año} \times FE \times PCG \quad \text{Ec. (3.14)}$$

Donde

$\Sigma E/\text{año}$: Sumatoria de las emisiones

FE : Factores de emisión

PCG : Potencial de calentamiento Global

Asimismo, del Estudio de Mercado elaborado se obtuvo los consumos anuales de energía y mediante las siguientes figuras de conversión se obtuvo la huella de carbono en el horizonte de vida del proyecto.

Figura N° 4.3. Factores de emisión por uso de electricidad

Año	Factor de emisión kg CO ₂ e/kWh	Incertidumbres	
		Límite inferior	Límite superior
2019	0,0365	1,37%	1,37%
2018	0,0395	ND	ND
2017	0,049	ND	ND
2016	0,0557	ND	ND
2015	0,0381	ND	ND
2014	0,1170	ND	ND

Nota: Tomado de Instituto Meteorológico Nacional de Nicaragua.

Figura N° 4.4. Potenciales de calentamiento global

Potenciales de calentamiento global	
Gas	Potencial de calentamiento Horizonte: 100 años
CO ₂	1
CH ₄	21
N ₂ O	310
HFC 134a	1 300
HFC 152a	140
R402a	2 447
R402b	2 150
R404a	3 260
R404B	3 260
R407c	1 526
R410a	1 725
R507	3 300
R508B	10 350
ISCEON MO49	2 230

Nota: Tomado de Instituto Meteorológico Nacional de Nicaragua.

Usando los factores correspondientes, se obtuvo la huella de carbono para el horizonte de vida del proyecto.

Tabla N° 4.40. Cálculo de huella de Carbono

Consumo anual de Energía	2022 Año1	2023 Año2	2024 Año3	2025 Año4	2026 Año5	2027 Año6	2028 Año7	2029 Año8	2030 Año9	2031 Año10
kWh	562,779	572,232	581,784	591,045	600,126	608,784	617,383	625,917	634,140	642,725
Factor de Emisión Kg CO ₂ /kWh	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365
PCG	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Huella de Carbono Ton CO _{2e}	20.54	20.89	21.24	21.57	21.90	22.22	22.53	22.85	23.15	23.46

Consumo anual de Energía	2032 Año11	2033 Año12	2034 Año13	2035 Año14	2036 Año15	2037 Año16	2038 Año17	2039 Año18	2040 Año19	2041 Año20
kWh	650,806	659,128	667,059	675,235	683,331	691,482	699,555	707,534	715,440	723,390
Factor de Emisión Kg CO ₂ /kWh	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365
PCG	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Huella de Carbono Ton CO _{2e}	23.75	24.06	24.35	24.65	24.94	25.24	25.53	25.83	26.11	26.40

Nota: Elaboración Propia

- Determinación del Factor de Planta**

Se consideró como rango de tiempo a 1 día entero, asimismo de la información obtenida en el mercado eléctrico, de la siguiente ecuación:

$$Factor_{planta} = \frac{Energía\ consumida\ diaria}{Energía\ consumida\ a\ máxima\ potencia}$$

Ec. (3.15)

$$Factor_{planta} = \frac{2180.08 \text{ kWh}}{279.06 \text{ kW} \times 24 \text{ hrs}} = 32.55\%$$

- **Estimación de la Tarifa actual de venta de energía**

De acuerdo a las Especificaciones técnicas del Grupo Electrónico de 365 KW, se tiene el siguiente cuadro:

Figura N° 4.5. Especificaciones Técnicas de Grupo Electrónico

<i>Consumo de Combustible</i>		
<i>Velocidad del motor</i>	<i>1800 RPM</i>	<i>1500 RPM</i>
	<i>l/h</i>	<i>l/h</i>
<i>Potencia Stand by (2)</i>	<i>101.00</i>	<i>88.30</i>
<i>Potencia Prime (1)</i>	<i>91.30</i>	<i>78.70</i>
<i>75% Potencia Prime (1)</i>	<i>67.50</i>	<i>58.40</i>
<i>50% Potencia Prime (1)</i>	<i>46.50</i>	<i>40.00</i>

Nota: Tomada de <http://modasa.com.pe/>

De acuerdo a las especificaciones el grupo electrónico tiene un consumo para 1800 RPM de 101 litros/hora a una potencia nominal de 365 KW, asimismo teniendo en cuenta que el precio del Diesel a noviembre del 2021 es de 4.341 S/litro, de ello se analizó los consumos en 1 hora:

$$Costo \text{ de } energía = \frac{Precio_{diesel} \times Consumo \times tiempo}{Potencia_{nominal} \times tiempo} \quad \text{Ec. (3.16)}$$

$$Costo \text{ de } energía = \frac{4.341 \frac{S}{l} \times 101 \frac{l}{h} \times 1h}{365 \text{ KW} \times 1 h} = 1.201 \frac{S}{kwh} \approx 120.12 \text{ ctm } S./Kwh$$

V. RESULTADOS

5.1. Resultados descriptivos

- Del diseño del sistema fotovoltaico centralizado se obtuvo como resultados el equipamiento compuesto por 1920 Paneles monocristalinos, 40 cajas de distribución PVBOX, 20 Inversores Trifásicos de 40KW, 3072 baterías de LiFePo de 3.55kWh, 48 inversores bidireccionales de 8kW y un Transformador de 280 KVA, como equipamiento principal.
- De acuerdo al Estudio de Mercado realizado, el sistema permite una oferta de energía de 1981.9 kWh/día con una máxima potencia de 384 kW, de ello se obtuvo un Factor de Planta de 23.65%.
- Del estudio de mercado se obtuvo que el Sistema Fotovoltaico Centralizado tiene la capacidad de atender una demanda máxima de Potencia de hasta 384 kW.
- Se obtuvo un precio de venta de energía de 120.12 ctm S./kWh mediante el uso del grupo electrógeno, mientras el precio de venta de energía fijado para usuarios del sistema fotovoltaico centralizado fue de 81.39 ctm S./kWh.
- Del análisis de la evaluación económica desde un enfoque social se obtuvo un VAN de S/.2'667,167 y un TIR de 10.29%.

VI. DISCUSION DE RESULTADOS

6.1. Contrastación y demostración de la hipótesis con los resultados

- **Si se diseña un sistema fotovoltaico centralizado se podrá mejorar el suministro de energía eléctrica en la localidad de "Masisea".**

Mediante el diseño del sistema fotovoltaico centralizado se demostró que el sistema abastecerá de energía continuamente a la localidad y sin problemas de interrupciones, asimismo se obtuvo una reducción significativa en el precio de la tarifa de venta de energía, todos estos factores concluyen en una mejora significativa del suministro de energía eléctrica.

- **Si se estima la demanda máxima de energía eléctrica de la localidad se podrá mejorar la disponibilidad de energía eléctrica.**

De acuerdo al Estudio de Mercado realizado, el sistema fue dimensionado para el abastecimiento de hasta 1981.9 kWh/día con una máxima potencia de 384 kW, de ello se obtuvo un Factor de Planta de 23.65%, garantizando así la disponibilidad de energía eléctrica en el horizonte de estudio.

- **Si se determina la potencia máxima del sistema se podrá mejorar la continuidad del suministro de energía eléctrica.**

De acuerdo al estudio de Mercado realizado se obtuvo que el Sistema Fotovoltaico Centralizado tiene la capacidad de atender una demanda máxima de Potencia de hasta 384 kW, asimismo la Potencia máxima requerida por la Localidad en el año 20 fue de 279.06 kW, teniendo así un margen de cobertura de hasta 137 %.

- **La aplicación de tecnología de generación fotovoltaica de energía eléctrica mejora el precio de venta de energía eléctrica.**

La aplicación de tecnología fotovoltaica mediante el dimensionamiento del sistema fotovoltaico centralizado permite a la localidad de Masisea optar por la Tarifa BT5B fijada para usuarios domiciliarios por el OSINERGMIN, teniendo un costo de 81.39 ctm S./kWh, mientras el costo de energía calculado por la quema de Diesel fue de 120.12 ctm S./kWh , teniendo así una reducción del 47.59 % en la tarifa.

- **La rentabilidad social del sistema mejora la viabilidad del suministro de energía eléctrica.**

Del análisis de la evaluación económica desde un enfoque social se obtuvo un VAN de S/.2'667,167 y un TIR de 10.29%, determinando así la rentabilidad social de la inversión.

6.2. Contratación de los resultados con otros estudios similares

- Como resultado de la presente investigación, se demostró que la generación de energía mediante el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico aislado es una alternativa que permite mejorar la calidad del suministro eléctrico reflejado en la reducción de la tarifa eléctrica en 47.59% y la reducción de emisiones de 20.54 tn de CO₂ en el primer año de análisis, en la investigación de Rodríguez-Gámez, M., Vázquez-Pérez, A., Vélez-Quiroz, A.M., y Saltos- Arauz, W.M. (2018). Mejora de la calidad de la energía con sistemas fotovoltaicos en las zonas rurales. Manifiesta que el sistema fotovoltaico para comunidades aisladas resulta competitivo ya que permite mejorar la calidad del servicio eléctrico, reducir pérdidas, disminuir el costo del kWh generado y servido, como así también impacta positivamente a la preservación de los recursos naturales y disminuir las emisiones de CO₂ a la atmósfera.
- Como resultado de la investigación un parámetro fundamental a utilizar fue la irradiación solar mínima en el emplazamiento el cual fue de 4.20 kWh/m²/día, asimismo se verificó de acuerdo al análisis energético que para un ángulo de 15° de paneles se obtuvo un mayor aprovechamiento de energía y mejora en la facilidad del mantenimiento, así también se designó una orientación de paneles hacia el ecuador y se verificó que el análisis desde un punto de vista privado resulta inviable con retornos de la inversión de más de 20 años; sin embargo justificado por el gran beneficio social de su operación; por ello la presente investigación se encuentra en concordancia con lo establecido por Acevedo, (2016), en su tesis titulada “Diseño de una instalación solar fotovoltaica con capacidad para 3 kilovatios”, quien concluye de acuerdo a sus cálculos un ángulo óptimo de 15° con y orientados hacia la línea ecuatorial, con una radiación mínima de 4,05

kWh/m². Por otro lado, manifiesta en concordancia con los resultados de la presente investigación que los sistemas fotovoltaicos centralizados superar un retorno de la inversión de 25 años, con la principal característica de ser viable socialmente.

- En línea con lo concluido por Villegas y Alcivar, (2020), en su tesis titulada “Diseño de un sistema fotovoltaico para la escuela de educación básica Simón Bolívar en la comunidad Masa 2, golfo de Guayaquil”, se verifico que el cálculo de la potencia nominal del sistema fue determinado en base a la energía de consumo máximo diario establecido en la proyección de demanda, asimismo la potencia pico del sistema nos permitió determinar la cantidad de paneles solar a utilizar.
- Como resultado de la presente investigación se obtuvo que las emisiones de CO₂ se vieron reducidas en un 100% durante el funcionamiento del sistema fotovoltaico, solo en los casos atípicos de averías que imposibiliten el funcionamiento del sistema fotovoltaico se utilizará el generador diésel como respaldo eléctrico, tal es así que la presente investigación se encuentra en línea con lo planteado por Sánchez, (2019), en su tesis titulada “Propuesta de mejora del abastecimiento de energía con paneles solares para reducir insatisfacción de usuarios en Zarumilla-Tumbes” donde concluye que la utilización del sistema fotovoltaico ha permitido la reducción de la emisión de CO₂ en un 90%.
- Del análisis de la rentabilidad desde un enfoque privado se obtuvo un VAN de -21'295,783, TIR sin existencia y B/C de -0.02, mientras del análisis desde un enfoque social se obtuvo un VAN de 2'667,167, TIR de 10.29% y un B/C de 1.19, dichos resultados coinciden con lo concluido por Espinoza y Zanoni, (2021), en su tesis titulada “Diseño de sistema Fotovoltaico off-grid, red secundaria y conexiones domiciliarias para suministro eléctrico al caserío Tallapampa, distrito Salas, provincia Lambayeque. Donde

desde el enfoque privado se obtuvo un VAN de -S/. 1 318 608,11, TIR sin existencia y B/C 0,11, mientras que del análisis social se obtuvo TIR de 17,1%; VAN de S/. 8 933,32 y B/C 1,03.

6.3. Responsabilidad ética de acuerdo a los reglamentos vigentes

- Doy fe de que los resultados obtenidos y el uso de la información es de mi total responsabilidad.

CONCLUSIONES

- En esta tesis se diseñó un sistema fotovoltaico centralizado el cual ha repercutido en la mejora del suministro de energía eléctrica reflejado en disponibilidad de energía eléctrica, continuidad del suministro, reducción en el precio de venta de energía y en la viabilidad del suministro de energía eléctrica.
- En esta tesis se determinó que la estimación de la demanda máxima de energía eléctrica igual a 1981.9kWh/día con una potencia máxima de 384kW mejoró la disponibilidad de energía eléctrica el cual se refleja mediante la obtención de un Factor de Planta de 23.65%.
- En esta tesis la determinación de la potencia máxima del sistema igual a 384kW, mejoró la continuidad del suministro de energía eléctrica, ya que la localidad conto con una demanda máxima de 279.06 kW, teniendo así el sistema un margen de cobertura de hasta el 137%.
- En esta tesis la aplicación de tecnología fotovoltaica permitió la obtención de un precio de venta de energía de 81.39 ctm S./kWh obteniendo así una reducción del 47.59% respecto a la tarifa actual de venta de energía, el cual concluye en una mejora del precio de venta de energía.
- En esta tesis se determinó la rentabilidad social del sistema el cual se fundamenta en la obtención de un VAN S/.2'667,167 y un TIR de 10.29%, los cuales mejoraron la viabilidad del suministro de energía eléctrica ya que la rentabilidad social posibilita el financiamiento de las instalaciones por parte del estado.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda al responsable de la ejecución del proyecto la realización de mediciones en campo referente a las irradiaciones en un intervalo de un año previo a la ejecución de las actividades para que así se realice un diseño más aproximado a la realidad, evitando así un sobredimensionamiento o subdimensionamiento del proyecto.
- Con la finalidad del modelamiento de la demanda de energía eléctrica se recomienda la realización de encuestas in situ de la localidad referente a los consumos característicos de su población.
- Con la finalidad de mejorar la viabilidad del sistema a precios privados, se recomienda la gestión y valorización de la huella de carbono mediante la obtención de bonos del mecanismo de desarrollo limpio (MDL).
- Se recomienda en una etapa posterior del estudio de investigación realizar un estudio de determinación de las pérdidas en los sistemas y subsistemas del sistema fotovoltaico centralizado, con la finalidad de obtener un dimensionamiento con una mayor tasa de exactitud.
- Se recomienda a la Dirección General de Electrificación Rural DGER/MINEM una mayor inversión en este tipo de sistemas, ya que mejoran sustancialmente el suministro de energía eléctrico en zonas aisladas donde su interconexión al SEIN resulta inviable.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- SANCHEZ, M. *Energía solar fotovoltaica*. México: Editorial Limusa, 2011. 314 pp. ISBN: 978-968-18-7198-7.
- PERPIÑAN, L. *Energía solar fotovoltaica* [en línea]. España: Creative commons, 2018 [fecha de consulta: 10 de octubre de 2021]. Disponible en:
<https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>.
- LUQUE y HEDEGUS. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* [en línea]. Inglaterra: John Wiley & Sons Ltd, 2003 [fecha de consulta: 01 de setiembre de 2021]. Disponible en:
<https://www.wiley.com/en-us/Handbook+of+Photovoltaic+Science+and+Engineering%2C+2nd+Edition-p-9780470721698>.
- DIAZ y CARMONA. *Componentes de una instalación solar fotovoltaica* [en línea]. España: Mcgraw-Hill, 2010 [fecha de consulta: 15 de setiembre de 2021]. Disponible en:
https://www.mhe.es/ceo_tabla.php?tipo=1_03_TC&isbn=8448171691&sub_materia=29&materia=13&nivel=C&comunidad=&ciclo=&portal=&letrero=&cabecera=
- PEREZ y LOPEZ. *Transformadores Eléctricos* [en línea]. Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira, 2018 [fecha de consulta: 18 de setiembre de 2021]. Disponible en:
<http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/11511/Transformadores%20electricos.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

- DAMMERT, MOLINELLI y CARBAJAL. *Fundamentos técnicos y económicos del Sector Eléctrico Peruano* [en línea]. Perú: Organismo supervisor de la inversión en energía y minería, 2011 [fecha de consulta: 25 de setiembre de 2021]. Disponible en: [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/Libros/Libro Fundamentos Tecnicos Economicos Sector Electrico Peruano.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf)

- RODRIGUEZ, G.et al. Mejora de la calidad de la energía con sistemas fotovoltaicos en las zonas rurales. *Revista Científica*. Agosto, 2018, 33(3), 265-274. ISSN: 0124-2253.

- ACEVEDO, G. Diseño de una instalación solar fotovoltaica con capacidad para 3 kilovatios. Tesis (Título de Tecnólogo en electrónica). Bogotá: Universidad Nacional José Acevedo y Gómez, 2016. 147pp. [fecha de consulta: 30 de setiembre de 2021]. Disponible en: <https://repository.unad.edu.co/bitstream/handle/10596/11352/10097742.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

- VILLEGAS y ALCIVAR. Diseño de un sistema fotovoltaico para la escuela de educación básica Simón Bolívar en la comunidad Masa 2, Golfo de Guayaquil. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). Guayaquil: Universidad Politécnica Salesiana, 2020. 128pp. [fecha de consulta: 5 de octubre de 2021]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19525>

- SANCHEZ, G. Propuesta de mejora del abastecimiento de energía con paneles solares para reducir insatisfacción de usuarios en Zarumilla – Tumbes. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). Lima: Universidad San Ignacio de Loyola, 2019. 87pp. [fecha de consulta: 8 de octubre de 2021]. Disponible en: http://repositorio.usil.edu.pe/bitstream/USIL/8755/1/2019_Sanchez-Gutierrez.pdf

- ESPINOZA y ZANONI. Diseño de sistema fotovoltaico off-grid, red secundaria y conexiones domiciliarias para suministro eléctrico al caserío Tallapampa, distrito Salas, provincia Lambayeque. Tesis (Título de Ingeniero Mecánico Electricista). Pimentel: Universidad de Señor de Sipán, 2021. 250pp. [fecha de consulta: 15 de octubre de 2021]. Disponible en: <https://repositorio.uss.edu.pe/handle/20.500.12802/8082>

- MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS. Dirección General de Política de Inversiones. Guía Simplificada para la Identificación, Formulación y Evaluación Social de Proyectos de Electrificación Rural, a Nivel de Perfil. Lima, 2011.67pp.

- ESPINOZA Montes, Ciro. Metodología de investigación tecnológica. Perú: Universidad Nacional del Centro del Perú, 2010.190pp.
ISBN: 978-612-00-0222-3

ANEXOS

- **A.1. Matriz de consistencia**
- **A.2. Cálculos Justificativos**
- **A.3. Planos**
- **A.4. Especificaciones Técnicas**
- **A.5. Presupuesto**
- **A.6. Evaluación Económica**
- **A.7. Procedimiento de Operación y Mantenimiento**

ANEXO A.1 MATRIZ DE CONSISTENCIA

TITULO DE INVESTIGACIÓN	PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPOTESIS	VARIABLES	METODOLOGIA	POBLACION
<p>“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE "MASISEA", PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAAYALI”</p>	<p>Problema general</p> <ul style="list-style-type: none"> • ¿De qué manera el diseño de un sistema fotovoltaico centralizado mejora el suministro de energía eléctrica en la localidad de 'Masisea'? <p>Problemas específicos</p> <ul style="list-style-type: none"> • ¿De qué manera la estimación de la demanda máxima de energía eléctrica de la localidad mejora la disponibilidad de energía eléctrica? • ¿De qué manera la determinación de la potencia máxima del sistema mejora la continuidad del suministro de energía eléctrica? • ¿De qué manera la aplicación de tecnología de generación fotovoltaica de energía eléctrica mejora el precio de venta de energía? • ¿De qué manera la rentabilidad social del sistema, mejora la viabilidad del suministro de energía eléctrica? 	<p>Objetivo general</p> <ul style="list-style-type: none"> • Diseñar un sistema fotovoltaico centralizado para mejorar el suministro de energía eléctrica en la localidad de "Masisea". <p>Objetivos específicos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Determinar como la estimación de la demanda máxima de energía eléctrica de la localidad mejora la disponibilidad de energía eléctrica • Determinar como la determinación de la potencia máxima del sistema mejora la continuidad del suministro de energía eléctrica. • Determinar como la aplicación de tecnología de generación fotovoltaica de energía eléctrica mejora el precio de venta de energía . • Determinar como la rentabilidad social del sistema, mejora la viabilidad del suministro de energía eléctrica. 	<p>Hipótesis general</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si se diseña un sistema fotovoltaico centralizado se podrá mejorar el suministro de energía eléctrica en la localidad de "Masisea". <p>Hipótesis específicas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si se estima la demanda máxima de energía eléctrica de la localidad se podrá mejorar la disponibilidad de energía eléctrica. • Si se determina la potencia máxima del sistema se podrá mejorar la continuidad del suministro de energía eléctrica. • La aplicación de tecnología de generación fotovoltaica de energía eléctrica mejora el precio de venta de energía eléctrica. • La rentabilidad social del sistema mejora la viabilidad del suministro de energía eléctrica. 	<p>Variable independiente</p> <ul style="list-style-type: none"> • Diseño de un sistema fotovoltaico centralizado. <p>Variable dependiente</p> <ul style="list-style-type: none"> • Suministro de energía eléctrica en la localidad de "Masisea" 	<p>Tipo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tecnológica <p>Diseño de la Investigación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Transversal <p>Método:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aplicada 	<p>Población:</p> <ul style="list-style-type: none"> • No presenta población ni muestra.

ANEXO A.2 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS : MERCADO ELÉCTRICO

SISTEMA DE INFORMACIÓN COMERCIAL - OSINERGMIN DETERMINACION DE CONSUMOS MENSUALES PROMEDIO DEL REGISTRO HISTÓRICO DEL CONSUMO DE ENERGÍA MENSUAL DE USUARIOS DOMICILIARIOS RURALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL ISLA SANTA ROSA PARA EL AÑO 2020

Mes	Rconsumo	Tarifa	Interc.	N° clientes	MW.h	Mes	kW.h/mes	% clientes	ABONADOS DOMESTICOS			Consumo Promedio Mensual Abon. Domesticos KWh/mes						
									Consumo. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon							
01	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4748	48.112	Enero	10.13	54%	1-30	10.45	61%	30.50						
01	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2832	172.918		61.06	32%					31-100	61.91	39%			
01	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	557	68.354		122.72	3%										
01	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	464	95.12		205.00	5%								100%		
01	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	134	50.743		378.68	2%										
01	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	48	29.017		604.52	1%										
clientes totales						8783		ABONADOS DE USO GENERAL			Consumo Promedio Mensual Abon. Uso General KWh/mes							
02	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4678	49.443	Febrero	10.57	55%	101-150	123.87		47%	204.74					
02	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2743	167.281		60.98	32%			151-300			205.97	37%			
02	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	507	63.235		124.72	6%										
02	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	403	82.468		204.64	5%								301-500	374.36	11%
02	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	130	48.07		369.77	2%										
02	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	61	36.711		601.82	1%										
clientes totales						8522		100%										
03	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4678	48.491	Marzo	10.37	53%	501-750	602.75	5%							
03	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2962	180.657		60.99	34%										
03	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	533	65.78		123.41	6%										
03	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	424	88.211		208.04	5%										
03	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	122	45.15		370.08	1%										
03	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	65	39.019		600.29	1%										
clientes totales						8784												
04	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4638	49.275	Abril	10.62	53%										
04	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2983	183.348		61.46	34%										
04	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	536	66.195		123.50	6%										
04	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	430	89.151		207.33	5%										
04	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	122	45.145		370.04	1%										
04	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	65	39.019		600.29	1%										
clientes totales						8774												
05	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4621	49.787	Mayo	10.77	53%										
05	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2998	184.11		61.41	34%										
05	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	534	65.93		123.46	6%										
05	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	431	89.509		207.68	5%										
05	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	125	46.166		369.33	1%										
05	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	66	39.525		598.86	1%										
clientes totales						8775												
06	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4621	49.787	Junio	10.77	60%										
06	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2301	132.403		67.54	30%										
06	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	370	46.044		124.44	5%										
06	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	293	62.648		213.82	4%										
06	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	88	32.817		372.92	1%										
06	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	27	16.688		618.07	0%										
clientes totales						7700												
07	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4621	49.787	Julio	10.77	52%										
07	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2905	182.035		62.66	33%										
07	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	621	76.577		123.31	7%										
07	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	480	96.936		201.95	5%										
07	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	144	55.025		382.12	2%										
07	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	48	28.611		596.06	1%										
clientes totales						8819												
08	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4357	43.823	Agosto	10.06	50%										
08	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	3001	188.638		62.86	34%										
08	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	677	83.657		123.57	8%										
08	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	529	107.914		204.00	6%										
08	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	144	54.242		376.68	2%										
08	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	68	40.577		596.72	1%										
clientes totales						8776												
09	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4582	49.787	Setiembre	10.87	51%										
09	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2968	187.837		63.29	33%										
09	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	727	89.255		122.77	8%										
09	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	552	113.476		205.57	6%										
09	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	175	65.78		375.89	2%										
09	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	61	36.173		593.00	1%										
clientes totales						9065												
10	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4670	49.817	Octubre	10.67	49%										
10	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	3218	204.854		63.66	34%										
10	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	806	101.204		125.56	8%										
10	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	594	120.053		202.11	6%										
10	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	191	70.233		367.71	2%										
10	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	84	50.453		600.63	1%										
clientes totales						9563												
11	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4696	46.001	Noviembre	9.80	49%										
11	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	3328	211.919		63.68	35%										
11	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	764	96.219		123.34	8%										
11	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	592	121.794		205.73	6%										
11	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	182	70.104		385.19	2%										
11	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	68	41.609		611.90	1%										
clientes totales						9630												
12	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4743	47.461	Diciembre	10.01	49%										
12	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	3385	214.4		63.34	35%										
12	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	699	85.998		123.03	7%										
12	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	579	119.145		205.78	6%										
12	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	168	62.809		373.86	2%										
12	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	74	45.205		610.88	1%										
clientes totales						9648												

SISTEMA DE INFORMACIÓN COMERCIAL - OSINERGMIN
DETERMINACION DE CONSUMOS MENSUALES PROMEDIO DEL REGISTRO HISTÓRICO DEL CONSUMO DE ENERGÍA MENSUAL DE USUARIOS
DOMICILIARIOS RURALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL ISLA SANTA ROSA PARA EL AÑO 2019

Mes	Rconsumo	Tarifa	Interc.	N° clientes	MW.h
01	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4510	46.078
01	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2864	174.617
01	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	591	74.33
01	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	423	87.451
01	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	122	46.511
01	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	37	22.391
02	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4927	52.225
02	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2719	161.241
02	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	444	53.407
02	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	345	72.56
02	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	95	35.462
02	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	37	22.147
03	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4633	47.501
03	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2825	172.621
03	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	555	68.609
03	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	399	82.046
03	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	133	50.621
03	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	44	26.892
04	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4716	51.551
04	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2799	165.526
04	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	537	65.942
04	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	378	77.395
04	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	132	50.486
04	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	41	25.662
05	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4540	46.993
05	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2888	176.323
05	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	593	74.332
05	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	409	84.361
05	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	128	48.607
05	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	44	26.631
06	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4486	50.653
06	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2877	172.522
06	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	604	75.482
06	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	437	88.913
06	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	148	55.622
06	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	50	30.556
07	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4546	48.756
07	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2926	176.777
07	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	541	67.752
07	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	391	80.734
07	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	131	47.87
07	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	50	29.669
08	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4487	47.513
08	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2917	178.769
08	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	565	69.458
08	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	436	89.119
08	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	151	56.225
08	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	53	31.923
09	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4505	45.99
09	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2840	176.723
09	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	626	76.574
09	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	463	94.747
09	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	164	62.254
09	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	52	31.796
10	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4408	46.468
10	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2979	185.078
10	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	629	76.02
10	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	482	98.535
10	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	155	58.271
10	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	56	34.024
11	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4681	48.803
11	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2857	175.034
11	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	553	66.446
11	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	450	92.813
11	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	136	51.43
11	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	54	32.256
12	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4624	49.253
12	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2866	174.694
12	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	593	73.293
12	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	469	96.194
12	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	144	54.472
12	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	64	39.704

Mes	kW.h/mes	% clientes	ABONADOS DOMESTICOS		
Enero	10.22	53%	Consu. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon
	60.97	34%	1-30	10.57	62%
	125.77	7%	31-100	60.82	38%
	206.74	5%	100%		
	381.24	1%			
605.16	0%				
clientes totales		8547	ABONADOS DE USO GENERAL		
Febrero	10.60	58%	Consu. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon
	59.30	32%	101-150	123.16	48%
	120.29	5%	151-300	205.71	36%
	210.32	4%	301-500	376.91	12%
	373.28	1%	501-750	607.47	4%
598.57	0%	100%			
clientes totales		8567			
Marzo	10.25	54%			
	61.10	33%			
	123.62	6%			
	205.63	5%			
	380.61	2%			
611.18	1%				
clientes totales		8589			
Abril	10.93	55%			
	59.14	33%			
	122.80	6%			
	204.75	4%			
	382.47	2%			
625.90	0%				
clientes totales		8603			
Mayo	10.35	53%			
	61.05	34%			
	125.35	7%			
	206.26	5%			
	379.74	1%			
605.25	1%				
clientes totales		8602			
Junio	11.29	52%			
	59.97	33%			
	124.97	7%			
	203.46	5%			
	375.82	2%			
611.12	1%				
clientes totales		8602			
Julio	10.73	53%			
	60.42	34%			
	125.23	6%			
	206.48	5%			
	365.42	2%			
593.38	1%				
clientes totales		8585			
Agosto	10.59	52%			
	61.29	34%			
	122.93	7%			
	204.40	5%			
	372.35	2%			
602.32	1%				
clientes totales		8609			
Setiembre	10.21	52%			
	62.23	33%			
	122.32	7%			
	204.64	5%			
	379.60	2%			
611.46	1%				
clientes totales		8650			
Octubre	10.54	51%			
	62.13	34%			
	120.86	7%			
	204.43	6%			
	375.94	2%			
607.57	1%				
clientes totales		8709			
Noviembre	10.43	54%			
	61.26	33%			
	120.16	6%			
	206.25	5%			
	378.16	2%			
597.33	1%				
clientes totales		8731			
Diciembre	10.65	53%			
	60.95	33%			
	123.60	7%			
	205.10	5%			
	378.28	2%			
620.38	1%				
clientes totales		8760			

Consumo Promedio Mensual Abon. Domesticos KWh/mes
29.88

Consumo Promedio Mensual Abon. Uso General KWh/mes
202.09

SISTEMA DE INFORMACIÓN COMERCIAL - OSINERGMIN
DETERMINACION DE CONSUMOS MENSUALES PROMEDIO DEL REGISTRO HISTÓRICO DEL CONSUMO DE ENERGÍA MENSUAL DE USUARIOS
DOMICILIARIOS RURALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL ISLA SANTA ROSA PARA EL AÑO 2018

Mes	Rconsumo	Tarifa	Interc.	N° clientes	MW.h
01	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4872	47.158
01	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2461	146.543
01	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	432	55.28
01	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	352	71.32
01	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	91	34.216
01	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	29	17.259
02	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4940	51.276
02	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2438	142.296
02	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	432	54.246
02	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	323	65.955
02	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	88	33.445
02	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	25	14.764
03	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4777	47.57
03	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2553	151.183
03	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	463	55.983
03	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	336	71.033
03	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	96	36.064
03	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	30	17.884
04	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4684	50.245
04	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2576	155.1
04	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	507	61.399
04	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	345	73.4
04	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	111	42.343
04	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	28	16.742
05	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4759	52.12
05	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2589	152.613
05	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	454	55.224
05	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	330	69.667
05	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	100	37.486
05	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	33	19.76
06	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4555	46.756
06	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2768	167.523
06	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	494	59.09
06	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	347	72.406
06	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	103	40.143
06	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	34	19.886
07	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4356	48.614
07	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2795	167.434
07	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	595	72.097
07	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	422	89.111
07	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	115	43.38
07	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	49	29.028
08	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4612	47.642
08	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2758	168.485
08	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	511	61.428
08	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	370	78.028
08	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	120	45.472
08	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	30	17.863
09	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4452	49.493
09	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2714	165.164
09	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	641	77.446
09	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	444	93.38
09	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	141	53.354
09	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	41	24.968
10	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4395	45.026
10	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2815	174.988
10	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	611	74.255
10	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	447	93.235
10	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	152	58.162
10	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	45	27.369
11	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4447	45.987
11	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2874	177.67
11	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	555	67.286
11	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	428	88.734
11	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	151	58.028
11	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	32	19.051
12	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4512	45.952
12	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2825	173.209
12	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	604	75.538
12	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	427	87.341
12	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	130	49.876
12	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	42	24.783

Mes	kW.h/mes	% clientes
Enero	9.68	59%
	59.55	30%
	127.96	5%
	202.61	4%
	376.00	1%
	595.14	0%
clientes totales		8237
Febrero	10.38	60%
	58.37	30%
	125.57	5%
	204.20	4%
	380.06	1%
	590.56	0%
clientes totales		8246
Marzo	9.96	58%
	59.22	31%
	120.91	6%
	211.41	4%
	375.67	1%
	596.13	0%
clientes totales		8255
Abril	10.73	57%
	60.21	31%
	121.10	6%
	212.75	4%
	381.47	1%
	597.93	0%
clientes totales		8251
Mayo	10.95	58%
	58.95	31%
	121.64	6%
	211.11	4%
	374.86	1%
	598.79	0%
clientes totales		8265
Junio	10.26	55%
	60.52	33%
	119.62	6%
	208.66	4%
	389.74	1%
	584.88	0%
clientes totales		8301
Julio	11.16	52%
	59.90	34%
	121.17	7%
	211.16	5%
	377.22	1%
	592.41	1%
clientes totales		8332
Agosto	10.33	55%
	61.09	33%
	120.21	6%
	210.89	4%
	378.93	1%
	595.43	0%
clientes totales		8401
Setiembre	11.12	53%
	60.86	32%
	120.82	8%
	210.32	5%
	378.40	2%
	608.98	0%
clientes totales		8433
Octubre	10.24	52%
	62.16	33%
	121.53	7%
	208.58	5%
	382.64	2%
	608.20	1%
clientes totales		8465
Noviembre	10.34	52%
	61.82	34%
	121.24	7%
	207.32	5%
	384.29	2%
	595.34	0%
clientes totales		8487
Diciembre	10.18	53%
	61.31	33%
	125.06	7%
	204.55	5%
	383.66	2%
	590.07	0%
clientes totales		8540

ABONADOS DOMESTICOS		
Consu. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon
1-30	10.44	63%
31-100	60.33	37%
		100%

Consumo Promedio Mensual Abon. Domesticos KWh/mes
28.78

ABONADOS DE USO GENERAL		
Consu. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon
101-150	122.24	50%
151-300	208.63	36%
301-500	380.24	11%
501-750	596.16	3%
		100%

Consumo Promedio Mensual Abon. Uso General KWh/mes
197.15

SISTEMA DE INFORMACIÓN COMERCIAL - OSINERGMIN
DETERMINACION DE CONSUMOS MENSUALES PROMEDIO DEL REGISTRO HISTÓRICO DEL CONSUMO DE ENERGÍA MENSUAL DE USUARIOS
DOMICILIARIOS RURALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL ISLA SANTA ROSA PARA EL AÑO 2017

Mes	Rconsumo	Tarifa	Interc.	N° clientes	MW.h
01	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4643	41.216
01	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1990	114.07
01	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	305	36.668
01	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	217	43.78
01	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	58	22.068
01	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	19	11.971
02	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4774	39.869
02	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2033	119.062
02	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	361	43.544
02	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	268	54.062
02	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	90	33.615
02	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	22	13.651
03	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4808	41.709
03	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2095	119.646
03	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	330	39.614
03	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	261	52.852
03	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	70	26.293
03	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	31	18.587
04	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4429	41.049
04	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2228	132.06
04	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	465	55.898
04	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	329	66.276
04	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	87	32.266
04	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	29	17.413
05	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4582	43.066
05	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2235	130.81
05	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	399	48.071
05	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	276	55.494
05	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	85	32.224
05	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	25	14.388
06	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4428	43.845
06	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2311	135.639
06	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	441	53.066
06	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	311	64.184
06	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	95	35.053
06	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	26	15.915
07	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4779	47.035
07	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2388	140.091
07	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	485	58.284
07	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	334	68.662
07	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	96	35.851
07	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	32	19.282
08	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4494	43.69
08	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2482	149.069
08	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	601	73.294
08	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	465	94.514
08	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	136	52.37
08	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	47	27.932
09	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4706	45.997
09	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2507	148.196
09	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	505	61.065
09	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	390	79.585
09	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	110	41.549
09	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	37	22.159
10	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4274	42.49
10	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2499	148.411
10	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	656	79.612
10	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	445	92.449
10	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	119	46.096
10	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	36	21.705
11	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4667	47.326
11	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2566	149.743
11	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	477	58.109
11	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	349	72.725
11	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	101	38.325
11	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	23	13.545
12	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4530	45.379
12	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	2579	153.335
12	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	583	69.764
12	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	386	80.285
12	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	105	39.438
12	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	33	19.298

Mes	kW.h/mes	% clientes
Enero	8.88	64%
	57.32	28%
	120.22	4%
	201.75	3%
	390.48	1%
	630.05	0%
clientes totales		7232
Febrero	8.35	63%
	58.56	27%
	120.62	5%
	201.72	4%
	373.50	1%
	620.50	0%
clientes totales		7548
Marzo	8.67	63%
	57.11	28%
	120.04	4%
	202.50	3%
	375.61	1%
	599.58	0%
clientes totales		7595
Abril	9.27	59%
	59.27	29%
	120.21	6%
	201.45	4%
	370.87	1%
	600.45	0%
clientes totales		7567
Mayo	9.40	60%
	58.53	29%
	120.04	5%
	201.07	4%
	379.11	1%
	575.52	0%
clientes totales		7602
Junio	9.90	58%
	58.69	30%
	120.33	6%
	206.38	4%
	368.98	1%
	612.12	0%
clientes totales		7612
Julio	9.84	59%
	58.66	29%
	120.17	6%
	205.57	4%
	373.45	1%
	602.56	0%
clientes totales		8114
Agosto	9.72	55%
	60.06	30%
	121.95	7%
	203.26	6%
	385.07	2%
	594.30	1%
clientes totales		8225
Setiembre	9.77	57%
	59.11	30%
	120.92	6%
	204.06	5%
	377.72	1%
	598.89	0%
clientes totales		8255
Octubre	9.94	53%
	59.39	31%
	121.36	8%
	207.75	6%
	387.36	1%
	602.92	0%
clientes totales		8029
Noviembre	10.14	57%
	58.36	31%
	121.82	6%
	208.38	4%
	379.46	1%
	588.91	0%
clientes totales		8183
Diciembre	10.02	55%
	59.46	31%
	119.66	7%
	207.99	5%
	375.60	1%
	584.79	0%
clientes totales		8216

ABONADOS DOMESTICOS		
Consu. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon
1-30	9.49	66%
31-100	58.71	34%
		100%

Consumo Promedio Mensual Abon. Domesticos KWh/mes
26.02

ABONADOS DE USO GENERAL		
Consu. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon
101-150	120.65	50%
151-300	204.32	36%
301-500	377.27	10%
501-750	600.88	3%
		100%

Consumo Promedio Mensual Abon. Uso General KWh/mes
193.24

SISTEMA DE INFORMACIÓN COMERCIAL - OSINERGMIN
DETERMINACION DE CONSUMOS MENSUALES PROMEDIO DEL REGISTRO HISTÓRICO DEL CONSUMO DE ENERGÍA MENSUAL DE USUARIOS
DOMICILIARIOS RURALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL ISLA SANTA ROSA PARA EL AÑO 2016

Mes	Rconsumo	Tarifa	Interc.	N° clientes	MW.h
01	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	3750	30.862
01	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1261	74.453
01	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	238	28.927
01	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	136	28.156
01	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	22	8.687
01	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	10	6.014
02	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	3627	27.452
02	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1346	77.399
02	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	251	30.539
02	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	144	29.063
02	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	30	11.377
02	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	12	7.064
03	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	3682	28.744
03	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1354	77.396
03	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	239	28.647
03	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	169	33.623
03	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	32	12.195
03	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	9	6.178
04	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	3968	28.57
04	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1441	84.427
04	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	286	34.604
04	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	173	34.248
04	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	29	10.617
04	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	22	13.488
05	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4277	31.209
05	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1440	82.222
05	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	211	25.381
05	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	150	29.876
05	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	42	15.437
05	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	22	13.63
06	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4992	33.237
06	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1576	91.131
06	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	261	31.354
06	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	177	35.581
06	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	40	14.938
06	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	16	10.022
07	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4828	34.858
07	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1634	95.207
07	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	284	34.384
07	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	199	40.12
07	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	51	19.601
07	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	16	9.843
08	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4578	37.479
08	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1789	103.198
08	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	329	39.615
08	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	249	49.459
08	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	51	18.697
08	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	16	9.16
09	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4602	38.249
09	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1829	106.532
09	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	344	41.332
09	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	242	48.161
09	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	60	23.023
09	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	21	12.493
10	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4504	39.162
10	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1905	111.428
10	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	364	43.572
10	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	242	48.706
10	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	62	23.333
10	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	22	13.318
11	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4455	38.798
11	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1954	114.965
11	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	404	48.653
11	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	276	55.353
11	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	70	27.009
11	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	22	13.486
12	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	4437	38.425
12	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1982	116.062
12	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	386	46.27
12	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	256	51.281
12	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	62	22.675
12	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	22	13.119

Mes	kW.h/mes	% clientes
Enero	8.23	69%
	59.04	23%
	121.54	4%
	207.03	3%
	394.86	0%
	601.40	0%
clientes totales		5417
Febrero	7.57	67%
	57.50	25%
	121.67	5%
	201.83	3%
	379.23	1%
	588.67	0%
clientes totales		5410
Marzo	7.81	67%
	57.16	25%
	119.86	4%
	198.95	3%
	381.09	1%
	686.44	0%
clientes totales		5485
Abril	7.20	67%
	58.59	24%
	120.99	5%
	197.97	3%
	366.10	0%
	613.09	0%
clientes totales		5919
Mayo	7.30	70%
	57.10	23%
	120.29	3%
	199.17	2%
	367.55	1%
	619.55	0%
clientes totales		6142
Junio	6.66	71%
	57.82	22%
	120.13	4%
	201.02	3%
	373.45	1%
	626.38	0%
clientes totales		7062
Julio	7.22	69%
	58.27	23%
	121.07	4%
	201.61	3%
	384.33	1%
	615.19	0%
clientes totales		7012
Agosto	8.19	65%
	57.68	26%
	120.41	5%
	198.63	4%
	366.61	1%
	572.50	0%
clientes totales		7012
Setiembre	8.31	65%
	58.25	26%
	120.15	5%
	199.01	3%
	383.72	1%
	594.90	0%
clientes totales		7098
Octubre	8.69	63%
	58.49	27%
	119.70	5%
	201.26	3%
	376.34	1%
	605.36	0%
clientes totales		7099
Noviembre	8.71	62%
	58.84	27%
	120.43	6%
	200.55	4%
	385.84	1%
	613.00	0%
clientes totales		7181
Diciembre	8.66	62%
	58.56	28%
	119.87	5%
	200.32	4%
	365.73	1%
	596.32	0%
clientes totales		7145

ABONADOS DOMESTICOS		
Consu. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon
1-30	7.88	73%
31-100	58.11	27%
		100%

Consumo Promedio Mensual Abon. Domesticos KWh/mes
21.60

ABONADOS DE USO GENERAL		
Consu. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon
101-150	120.51	53%
151-300	200.61	36%
301-500	377.07	8%
501-750	611.07	3%
		100%

Consumo Promedio Mensual Abon. Uso General KWh/mes
184.86

SISTEMA DE INFORMACIÓN COMERCIAL - OSINERGMIN
DETERMINACION DE CONSUMOS MENSUALES PROMEDIO DEL REGISTRO HISTÓRICO DEL CONSUMO DE ENERGÍA MENSUAL DE USUARIOS
DOMICILIARIOS RURALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL ISLA SANTA ROSA PARA EL AÑO 2015

Mes	Rconsumo	Tarifa	Interc.	N° clientes	MW.h
01	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	1692	15.058
01	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	806	46.17
01	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	141	16.845
01	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	120	23.25
01	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	33	12.163
01	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	4	2.518
02	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	1750	16.353
02	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	820	46.663
02	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	156	18.775
02	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	97	20.062
02	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	23	8.499
02	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	4	2.531
03	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	1738	16.079
03	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	882	50.565
03	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	147	17.842
03	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	105	21.194
03	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	32	12.284
03	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	6	3.577
04	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	1709	15.526
04	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	947	54.389
04	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	146	17.918
04	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	108	21.613
04	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	29	10.423
04	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	5	2.936
05	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	2116	21.637
05	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1120	63.825
05	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	172	21.067
05	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	123	24.601
05	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	27	10.199
05	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	7	4.334
06	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	1975	18.589
06	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	790	44.836
06	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	139	16.51
06	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	105	21.664
06	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	23	8.469
06	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	5	2.784
07	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	1678	17.359
07	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1025	58.49
07	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	185	22.243
07	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	149	29.421
07	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	26	9.364
07	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	6	3.443
08	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	1629	16.175
08	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1002	59.521
08	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	230	27.843
08	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	173	34.884
08	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	27	9.987
08	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	12	7.502
09	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	2116	18.226
09	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1088	65.364
09	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	264	32.137
09	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	167	33.752
09	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	42	15.95
09	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	11	6.565
10	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	3596	20.592
10	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1176	69.657
10	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	287	34.533
10	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	195	39.118
10	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	32	11.909
10	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	13	7.463
11	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	3352	25.518
11	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1312	76.398
11	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	287	34.827
11	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	200	41.229
11	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	41	15.506
11	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	10	5.715
12	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	3535	27.196
12	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	1302	75.224
12	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	269	32.563
12	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	180	35.887
12	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	30	11.051
12	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	11	6.563

Mes	kW.h/mes	% clientes
Enero	8.90	61%
	57.28	29%
	119.47	5%
	193.75	4%
	368.58	1%
	629.50	0%
clientes totales		2796
Febrero	9.34	61%
	56.91	29%
	120.35	5%
	206.82	3%
	369.52	1%
	632.75	0%
clientes totales		2850
Marzo	9.25	60%
	57.33	30%
	121.37	5%
	201.85	4%
	383.88	1%
	596.17	0%
clientes totales		2910
Abril	9.08	58%
	57.43	32%
	122.73	5%
	200.12	4%
	359.41	1%
	587.20	0%
clientes totales		2944
Mayo	10.23	59%
	56.99	31%
	122.43	5%
	200.01	3%
	377.74	1%
	619.14	0%
clientes totales		3565
Junio	9.41	65%
	56.75	26%
	118.78	5%
	206.32	3%
	368.22	1%
	556.80	0%
clientes totales		3037
Julio	10.35	55%
	57.06	33%
	120.23	6%
	197.46	5%
	360.15	1%
	573.83	0%
clientes totales		3069
Agosto	9.93	53%
	59.40	33%
	121.06	7%
	201.64	6%
	369.89	1%
	625.17	0%
clientes totales		3073
Setiembre	8.61	57%
	60.08	30%
	121.73	7%
	202.11	5%
	379.76	1%
	596.82	0%
clientes totales		3688
Octubre	5.73	68%
	59.23	22%
	120.32	5%
	200.61	4%
	372.16	1%
	574.08	0%
clientes totales		5299
Noviembre	7.61	64%
	58.23	25%
	121.35	6%
	206.15	4%
	378.20	1%
	571.50	0%
clientes totales		5202
Diciembre	7.69	66%
	57.78	24%
	121.05	5%
	199.37	3%
	368.37	1%
	596.64	0%
clientes totales		5327

ABONADOS DOMESTICOS		
Consu. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon
1-30	8.84	68%
31-100	57.87	32%
		100%

Consumo Promedio Mensual Abon. Domesticos KWh/mes
24.63

ABONADOS DE USO GENERAL		
Consu. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon
101-150	120.91	52%
151-300	201.35	37%
301-500	371.32	8%
501-750	596.63	2%
		100%

Consumo Promedio Mensual Abon. Uso General KWh/mes
180.94

SISTEMA DE INFORMACIÓN COMERCIAL - OSINERGMIN
DETERMINACION DE CONSUMOS MENSUALES PROMEDIO DEL REGISTRO HISTÓRICO DEL CONSUMO DE ENERGÍA MENSUAL DE USUARIOS
DOMICILIARIOS RURALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL ISLA SANTA ROSA PARA EL AÑO 2014

Mes	Rconsumo	Tarifa	Interc.	N° clientes	MW.h
01	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	357	3.061
01	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	149	8.898
01	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	32	3.892
01	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	22	4.425
01	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	6	2.173
01	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	1	0.557
02	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	409	3.366
02	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	149	8.583
02	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	20	2.539
02	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	22	4.65
02	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	4	1.519
02	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	2	1.094
03	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	392	3.16
03	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	162	8.983
03	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	34	4.058
03	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	24	5.112
03	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	8	3.031
03	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	3	1.673
04	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	564	4.875
04	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	319	18.837
04	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	73	8.859
04	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	68	13.56
04	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	17	6.288
04	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	2	1.157
05	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	659	6.11
05	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	388	23.252
05	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	71	8.711
05	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	55	11.207
05	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	13	5.113
05	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	1	0.561
06	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	868	8.623
06	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	480	27.465
06	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	98	11.893
06	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	67	13.537
06	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	19	6.653
06	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	3	1.904
07	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	932	8.222
07	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	545	31.666
07	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	104	12.888
07	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	81	16.721
07	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	22	7.954
07	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	3	1.756
08	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	1353	12.963
08	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	764	45.056
08	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	146	17.786
08	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	126	25.113
08	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	27	9.93
08	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	6	3.568
09	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	1456	12.881
09	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	744	43.57
09	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	123	14.719
09	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	124	24.936
09	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	32	11.968
09	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	7	4.075
10	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	1480	14.108
10	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	778	44.982
10	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	134	16.228
10	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	123	24.571
10	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	30	10.804
10	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	6	3.269
11	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	1527	14.551
11	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	803	46.234
11	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	152	18.287
11	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	106	21.11
11	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	32	12.209
11	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	4	2.467
12	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	1639	15.004
12	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	805	46.397
12	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	142	17.083
12	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	102	21.03
12	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	24	9.201
12	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	4	2.14

Mes	kW.h/mes	% clientes
Enero	8.57	63%
	59.72	26%
	121.63	6%
	201.14	4%
	352.17	1%
	557.00	0%
clientes totales		567
Febrero	8.23	67%
	57.60	25%
	126.95	3%
	211.36	4%
	379.75	1%
	547.00	0%
clientes totales		606
Marzo	8.06	63%
	55.45	26%
	119.35	5%
	213.00	4%
	378.88	1%
	557.67	0%
clientes totales		623
Abril	8.64	54%
	59.05	31%
	121.36	7%
	199.41	7%
	369.88	2%
	578.50	0%
clientes totales		1043
Mayo	9.27	56%
	59.93	33%
	122.69	6%
	203.76	5%
	393.31	1%
	561.00	0%
clientes totales		1187
Junio	9.93	57%
	57.22	31%
	121.36	6%
	202.04	4%
	350.16	1%
	634.67	0%
clientes totales		1535
Julio	8.82	55%
	58.10	32%
	123.92	6%
	206.43	5%
	361.55	1%
	585.33	0%
clientes totales		1687
Agosto	9.58	56%
	58.97	32%
	121.82	6%
	199.31	5%
	367.78	1%
	594.67	0%
clientes totales		2422
Setiembre	8.85	59%
	58.56	30%
	119.67	5%
	201.10	5%
	374.00	1%
	582.14	0%
clientes totales		2486
Octubre	9.53	58%
	57.82	30%
	121.10	5%
	199.76	5%
	360.13	1%
	544.83	0%
clientes totales		2551
Noviembre	9.53	58%
	57.58	31%
	120.31	6%
	199.15	4%
	381.53	1%
	616.75	0%
clientes totales		2624
Diciembre	9.15	60%
	57.64	30%
	120.30	5%
	206.18	4%
	363.38	1%
	535.00	0%
clientes totales		2716

ABONADOS DOMESTICOS		
Consu. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon
1-30	9.02	66%
31-100	58.14	34%
		100%

Consumo Promedio Mensual Abon. Domesticos KWh/mes
25.51

ABONADOS DE USO GENERAL		
Consu. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon
101-150	121.70	49%
151-300	203.55	39%
301-500	371.88	10%
501-750	574.55	2%
		100%

Consumo Promedio Mensual Abon. Uso General KWh/mes
188.57

SISTEMA DE INFORMACIÓN COMERCIAL - OSINERGMIN
DETERMINACION DE CONSUMOS MENSUALES PROMEDIO DEL REGISTRO HISTÓRICO DEL CONSUMO DE ENERGÍA MENSUAL DE USUARIOS
DOMICILIARIOS RURALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL ISLA SANTA ROSA PARA EL AÑO 2013

Mes	Rconsumo	Tarifa	Interc.	N° clientes	MW.h	Mes	kW.h/mes	% clientes	ABONADOS DOMESTICOS			Consumo Promedio Mensual Abon. Domesticos KWh/mes
									Consumo. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon	
01	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	218	1.767	Enero	8.11	68%	1-30	7.92	75%	20.49
01	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	68	3.841		56.49	21%	31-100	57.72	25%	
01	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	23	2.674		116.26	7%				
01	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	8	1.568		196.00	2%			100%	
01	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	4	1.45		362.50	1%				
01	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	1	0.695		695.00	0%				
clientes totales							322		ABONADOS DE USO GENERAL			Consumo Promedio Mensual Abon. Uso General KWh/mes
									Consumo. Unit kWh/mes	Prom kWh/mes	% Abon	
02	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	218	1.767	Febrero	8.11	68%	101-150	117.61	58%	181.68
02	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	68	3.841		56.49	21%	151-300	199.77	30%	
02	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	23	2.674		116.26	7%	301-500	374.06	10%	
02	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	8	1.568		196.00	2%	501-750	682.42	3%	
02	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	4	1.45		362.50	1%			100%	
02	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	1	0.695		695.00	0%				
clientes totales							322					
03	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	218	1.767	Marzo	8.11	68%				
03	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	68	3.841		56.49	21%				
03	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	23	2.674		116.26	7%				
03	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	8	1.568		196.00	2%				
03	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	4	1.45		362.50	1%				
03	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	1	0.695		695.00	0%				
clientes totales							322					
04	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	218	1.767	Abril	8.11	68%				
04	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	68	3.841		56.49	21%				
04	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	23	2.674		116.26	7%				
04	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	8	1.568		196.00	2%				
04	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	4	1.45		362.50	1%				
04	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	1	0.695		695.00	0%				
clientes totales							322					
05	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	218	1.767	Mayo	8.11	68%				
05	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	68	3.841		56.49	21%				
05	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	23	2.674		116.26	7%				
05	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	8	1.568		196.00	2%				
05	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	4	1.45		362.50	1%				
05	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	1	0.695		695.00	0%				
clientes totales							322					
06	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	218	1.767	Junio	8.11	68%				
06	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	68	3.841		56.49	21%				
06	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	23	2.674		116.26	7%				
06	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	8	1.568		196.00	2%				
06	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	4	1.45		362.50	1%				
06	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	1	0.695		695.00	0%				
clientes totales							322					
07	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	218	1.767	Julio	8.11	68%				
07	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	68	3.841		56.49	21%				
07	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	23	2.674		116.26	7%				
07	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	8	1.568		196.00	2%				
07	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	4	1.45		362.50	1%				
07	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	1	0.695		695.00	0%				
clientes totales							322					
08	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	227	1.911	Agosto	8.42	62%				
08	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	99	5.747		58.05	21%				
08	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	19	2.186		115.05	5%				
08	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	12	2.332		194.33	3%				
08	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	6	2.221		370.17	2%				
08	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	1	0.652		652.00	0%				
clientes totales							364					
09	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	276	2.497	Setiembre	9.05	65%				
09	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	100	5.938		59.38	23%				
09	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	32	3.843		120.09	8%				
09	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	16	3.396		212.25	4%				
09	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	1	0.374		374.00	0%				
09	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	1	0.726		726.00	0%				
clientes totales							426					
10	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	335	2.507	Octubre	7.48	69%				
10	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	101	6.223		61.61	21%				
10	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	24	2.98		124.17	5%				
10	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	22	4.582		208.27	5%				
10	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	1	0.374		374.00	0%				
10	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	1	0.726		726.00	0%				
clientes totales							484					
11	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	334	1.876	Noviembre	5.62	64%				
11	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	139	8.149		58.63	27%				
11	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	20	2.436		121.80	4%				
11	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	22	4.66		211.82	4%				
11	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	3	1.26		420.00	1%				
11	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	1	0.545		545.00	0%				
clientes totales							519					
12	De 1 a 30 KW.h	BT5B	SIA	357	2.775	Diciembre	7.77	66%				
12	De 31 a 100 KW.h	BT5B	SIA	131	7.798		59.53	24%				
12	De 101 a 150 KW.h	BT5B	SIA	20	2.328		116.40	4%				
12	De 151 a 300 KW.h	BT5B	SIA	26	5.164		198.62	5%				
12	De 301 a 500 KW.h	BT5B	SIA	6	2.478		413.00	1%				
12	De 501 a 750 KW.h	BT5B	SIA	1	0.675		675.00	0%				
clientes totales							541					

Anexo 1: Información general y crecimiento poblacional

a) Información General del área del proyecto

N°	Departamento	Provincia	Distrito	Localid.	N° de abonados Domiciliarios	N° de abonados de Uso General	Categoría de Localidad	Tipo de Acceso
1	Ucayali	Coronel Portillo	Masisea	Masisea	871	57	Centro poblado	Río

b) Cálculo de la Tasa de crecimiento poblacional

Para el cálculo de la tasa de crecimiento poblacional, utilizamos la información de proyecciones poblacionales elaborado por el INEI que data desde el año 2000-2015

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CORONEL PORTILLO	304753	311063	316893	322382	327676	332920	338121	343187	348101	352855	357439	361828	366040	370098	374033	377875
Distrito Masisea	11016	11194	11352	11496	11632	11764	11893	12017	12134	12243	12346	12441	12529	12611	12686	12758

Fuente: <http://proyectos.inei.gob.pe/web/biblioineipub/bancopub/est/lib0842/libro.pdf>

Cáculamos la *Tasa de crecimiento anual*, para los tres distritos de la provincia de condorcanqui, se ha elegido estos distritos por tener características demográficas y sociales similares a la población del proyecto.

Provincia/distritos	Tasa de Crecimiento 2000-2015 (%)
Prov. Coronel Portillo	1.44%
Distrito Masisea	0.98%
T.C Provincial	1.44%
T.C Distrital prom	0.98%
T.C Prom. asumido	0.98%

tasa de crecimiento de la población total utilizando la fórmula de Crecimiento Poblacional Compuesto.

*La T.C a utilizarse es para el distrito del área del proyecto según [la Guía para la formulación de proyectos de inversión exitosos en electrificación rural, elaborado por el MEF.](#)

c) Proyección de la Población

PROYECCION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	T.C	
	Año0	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10	Año11	Año12	Año13	Año14	Año15	Año16	Año17	Año18	Año19	Año20	%
Abonados domésticos	871	880	888	897	906	915	924	933	942	951	961	970	980	989	999	1009	1019	1029	1039	1049	1059	0.98%
Población domésticos	4007	4046	4086	4126	4167	4208	4249	4291	4333	4376	4419	4462	4506	4551	4595	4641	4686	4732	4779	4826	4873	0.98%

Nota : La proyección de la población nos va ha permitir realizar una proyección mas confiable del consumo de la energía debido a que esta variable depende del crecimiento del consumo de la energía en sí y del crecimiento poblacional.

Anexo 2: Proyección del consumo de energía de los usuarios domesticos y cargas generales

a) Curva Tendencial del crecimiento del Consumo de energía

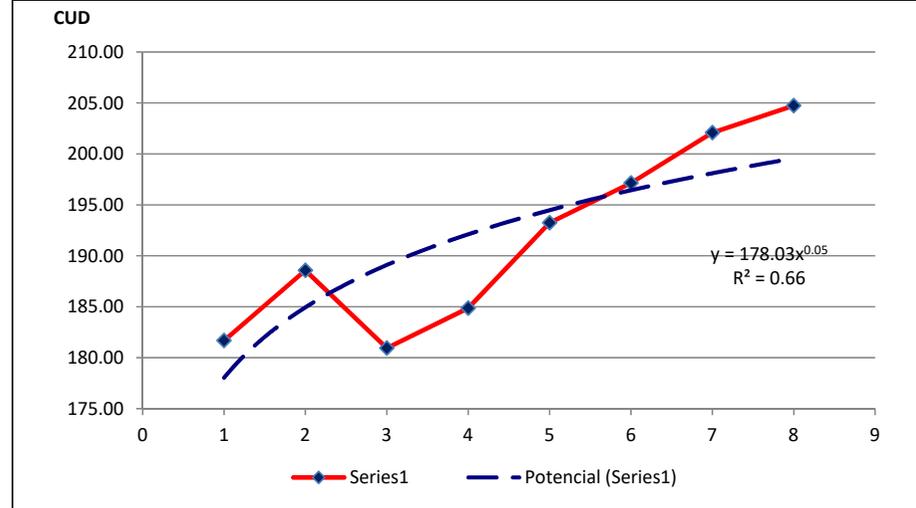
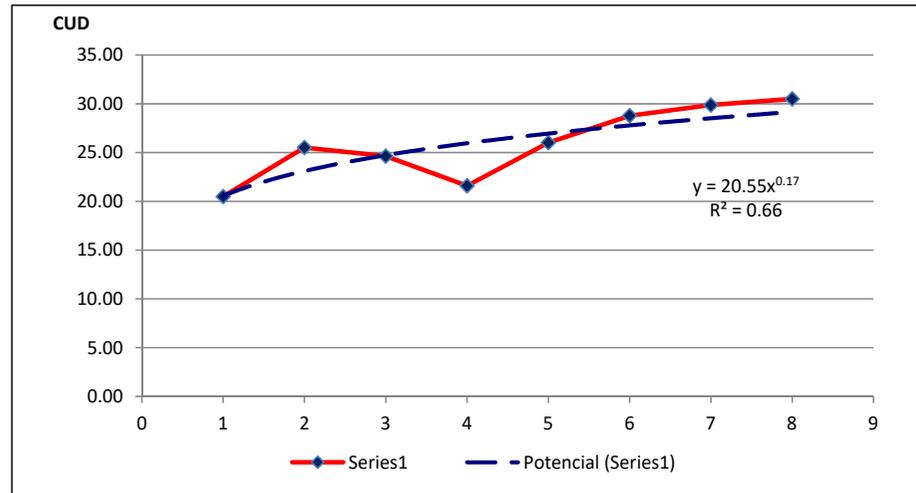
Del Sistema de información comercial (SICOM-OSINERGMIN) analizamos la información anual desde los años 2013 al 2020, Ver 'Sicom-2013 al 2020', en el cual se detallan los consumos de energía, cantidad de usuarios, con ello calculamos el consumo promedio anual de energía por abonado de la tarifa BT5B. el sistema eléctrico que se ha tomado como base para los cálculos es el Sistema eléctrico Rural Isla santa rosa debido a que es el que presenta las siguientes características compatibles con la localidad del proyecto:

- Pertenece al los Sistemas Electricos Rurales aislados SIA

- Los consumos historicos se refieren a los consumos del tipo SER pertenecientes a la tarifa residencial BT5B.

Año Real	Año de Eval.	Prom. anual del consumo de energía por Abonados domesticos Kwh/mes
2013	1	20.49
2014	2	25.51
2015	3	24.63
2016	4	21.60
2017	5	26.02
2018	6	28.78
2019	7	29.88
2020	8	30.50

Año Real	Año de Eval.	Prom. anual del consumo de energía por Abonados de uso Gal. Kwh/mes
2013	1	181.68
2014	2	188.57
2015	3	180.94
2016	4	184.86
2017	5	193.24
2018	6	197.15
2019	7	202.09
2020	8	204.74



Tipo de Carga	Parámetros		Año1		Año 20		Tasa de crecim. (%)
			2022		2041		
Abonados Domésticos	a	b	x1	y1	x20	y20	0.91
		20.55	0.17	10	30.40	29	
Abonados de Uso General	a	b	x1	y1	x20	y20	0.27
		178.03	0.05	10	199.75	29	

b) Proyección del Consumo mensual de energía de abonados domiciliarios y de Uso general

Tipo de Carga	Energía consumida por Abonados Domiciliarios y de Uso general (kWh/mes)																				tc(%)	
	Año 0 2021	Año 1 2022	Año 2 2023	Año 3 2024	Año 4 2025	Año 5 2026	Año 6 2027	Año 7 2028	Año 8 2029	Año 9 2030	Año 10 2031	Año 11 2032	Año 12 2033	Año 13 2034	Año 14 2035	Año 15 2036	Año 16 2037	Año 17 2038	Año 18 2039	Año 19 2040		Año 20 2041
Abonados Domiciliarios	29.86	30.40	30.89	31.35	31.78	32.19	32.56	32.92	33.27	33.59	33.90	34.20	34.48	34.76	35.02	35.27	35.52	35.76	35.99	36.21	36.43	0.91
Abonados de Uso General	198.70	199.75	200.71	201.58	202.39	203.14	203.84	204.50	205.12	205.71	206.27	206.80	207.30	207.79	208.25	208.69	209.12	209.53	209.92	210.31	210.68	0.27

c) Cálculo del consumo de energía por alumbrado público

Tipo de Carga	Energía consumida por el alumbrado público (kWh/mes)																				
	Año 0 2021	Año 1 2022	Año 2 2023	Año 3 2024	Año 4 2025	Año 5 2026	Año 6 2027	Año 7 2028	Año 8 2029	Año 9 2030	Año 10 2031	Año 11 2032	Año 12 2033	Año 13 2034	Año 14 2035	Año 15 2036	Año 16 2037	Año 17 2038	Año 18 2039	Año 19 2040	Año 20 2041
N° de unidades	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254
Alum.Público	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3	5487.3

Nota: De acuerdo a la guía de cálculo del MEM/DGE, para sectores típicos 5 y SER se considera un Factor Kalp de 6.3kwh/mes en consumo de energía por alumbrado por usuario, asimismo la cantidad de luminarias no variara en el horizonte de estudio.

d) Consumo total de energía del Proyecto

Tipo de Carga	Consumos totales de energía del Proyecto kWh/día																				tc(%)	
	Año 0 2021	Año 1 2022	Año 2 2023	Año 3 2024	Año 4 2025	Año 5 2026	Año 6 2027	Año 7 2028	Año 8 2029	Año 9 2030	Año 10 2031	Año 11 2032	Año 12 2033	Año 13 2034	Año 14 2035	Año 15 2036	Año 16 2037	Año 17 2038	Año 18 2039	Año 19 2040		Año 20 2041
Abonados	1244.5	1271.3	1295.7	1320.4	1344.3	1367.8	1390.1	1412.4	1434.4	1455.7	1477.8	1498.7	1520.2	1540.7	1561.8	1582.8	1603.8	1624.7	1645.3	1665.7	1686.3	1.53%
Alumbrado Público	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	182.9	0.00%
Perdidas OSINERGMIN	86.07	87.7	89.2	90.7	92.1	93.5	94.9	96.2	97.5	98.8	100.1	101.4	102.7	103.9	105.2	106.5	107.7	109.0	110.2	111.5	112.7	0.06%
Consumo Total	1513.5	1541.9	1567.8	1593.9	1619.3	1644.2	1667.9	1691.5	1714.8	1737.4	1760.9	1783.0	1805.8	1827.6	1850.0	1872.1	1894.5	1916.6	1938.5	1960.1	1981.9	1.36%

Nota: De acuerdo al <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Osinergmin-168-2019-OS-CD-EP.pdf>, se han considerado los factores de expansión de pérdidas de energía

c) Proyección del Factor de carga

Localidad	Incremento HUCD	Año / fc																				tc(%)	
		2021 Año0	2022 Año1	2023 Año2	2024 Año3	2025 Año4	2026 Año5	2027 Año6	2028 Año7	2029 Año8	2030 Año9	2031 Año10	2032 Año11	2033 Año12	2034 Año13	2035 Año14	2036 Año15	2037 Año16	2038 Año17	2039 Año18	2040 Año19		2041 Año20
Abon.Domestico	5	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.28
Abon. Uso Gral	5	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.28

Nota: De acuerdo al Manual de lineamientos para la correcta formulación consideramos Fc = 20%.

d) Determinación de la Máxima Potencia

Calificación eléctrica W	Calif. Eléctrica	Potencia máxima unitaria (W)																				
		2021 Año0	2022 Año1	2023 Año2	2024 Año3	2025 Año4	2026 Año5	2027 Año6	2028 Año7	2029 Año8	2030 Año9	2031 Año10	2032 Año11	2033 Año12	2034 Año13	2035 Año14	2036 Año15	2037 Año16	2038 Año17	2039 Año18	2040 Año19	2041 Año20
Abon.Domésticos (W)	300.00	207.36	210.51	213.30	215.86	218.20	220.40	222.30	224.13	225.88	227.42	228.88	230.27	231.52	232.75	233.85	234.88	235.90	236.84	237.72	238.52	239.33
Abon. Uso General (W)	1500	1,379.86	1,383.21	1,385.91	1,387.98	1,389.62	1,390.85	1,391.72	1,392.32	1,392.65	1,392.77	1,392.68	1,392.40	1,391.92	1,391.37	1,390.62	1,389.74	1,388.81	1,387.74	1,386.55	1,385.37	1,384.06
Alumbrado Público (W)	60	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00

TIPO DE CARGA	Selec.	Potencia máxima de la localidad(KW)																				
		2021 Año0	2022 Año1	2023 Año2	2024 Año3	2025 Año4	2026 Año5	2027 Año6	2028 Año7	2029 Año8	2030 Año9	2031 Año10	2032 Año11	2033 Año12	2034 Año13	2035 Año14	2036 Año15	2037 Año16	2038 Año17	2039 Año18	2040 Año19	2041 Año20
Abon.Domésticos (KW)	317.70	261.30	264.00	266.40	269.10	271.80	274.50	277.20	279.90	282.60	285.30	288.30	291.00	294.00	296.70	299.70	302.70	305.70	308.70	311.70	314.70	317.70
Abon. Uso General (KW)	85.5	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50
Alumbrado Público (KW)	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24
TOTAL (kW)	418.44	362.04	364.74	367.14	369.84	372.54	375.24	377.94	380.64	383.34	386.04	389.04	391.74	394.74	397.44	400.44	403.44	406.44	409.44	412.44	415.44	418.44

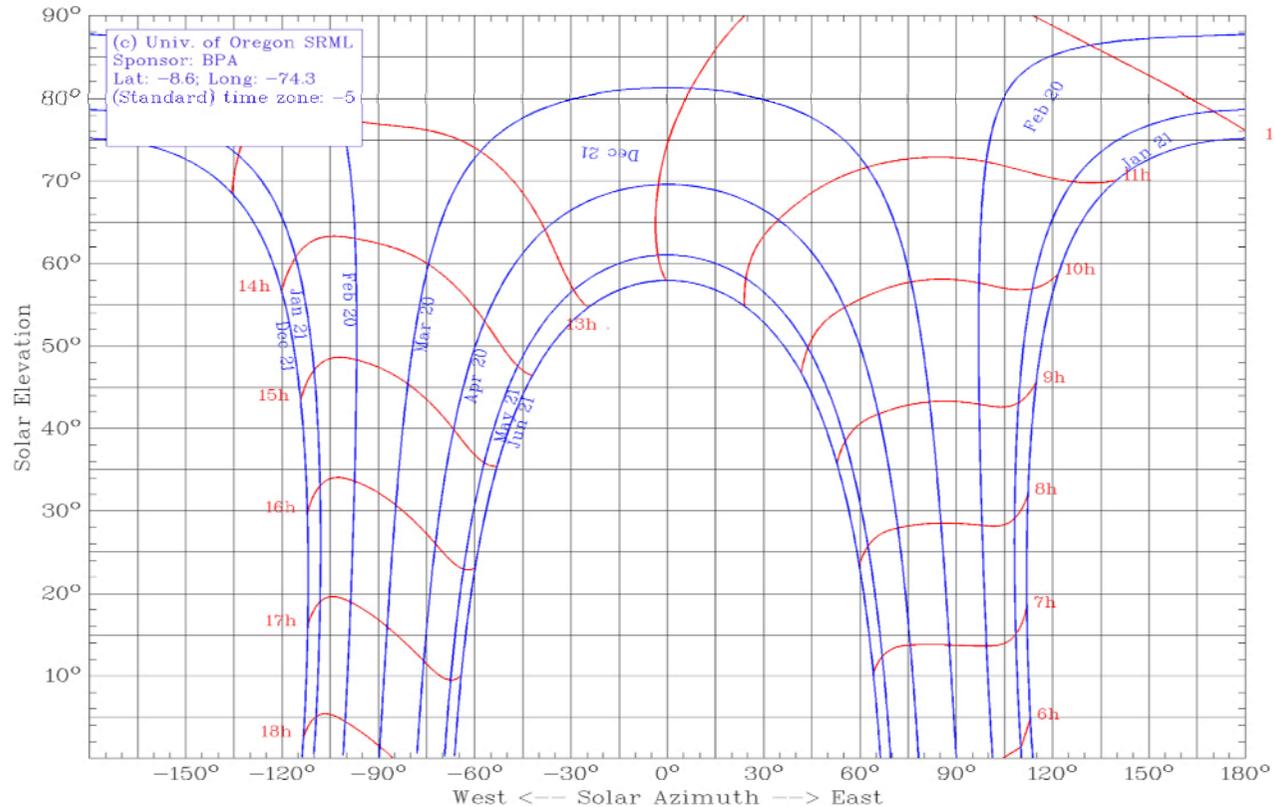
TIPO DE CARGA	Factor de Simultaneidad	Potencia máxima Simultanea(KW)																				
		2021 Año0	2022 Año1	2023 Año2	2024 Año3	2025 Año4	2026 Año5	2027 Año6	2028 Año7	2029 Año8	2030 Año9	2031 Año10	2032 Año11	2033 Año12	2034 Año13	2035 Año14	2036 Año15	2037 Año16	2038 Año17	2039 Año18	2040 Año19	2041 Año20
Abon.Domésticos (KW)	0.50	130.65	132.00	133.20	134.55	135.90	137.25	138.60	139.95	141.30	142.65	144.15	145.50	147.00	148.35	149.85	151.35	152.85	154.35	155.85	157.35	158.85
Abon. Uso General (KW)	1	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50
Alumbrado Público (KW)	1	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24	15.24
Perdidas Potencia (KW)	1	17.35	17.46	17.55	17.65	17.75	17.85	17.95	18.05	18.15	18.25	18.37	18.47	18.58	18.68	18.79	18.91	19.02	19.13	19.24	19.36	19.47
TOTAL (kW)		248.74	250.20	251.49	252.94	254.39	255.84	257.29	258.74	260.19	261.64	263.26	264.71	266.32	267.77	269.38	271.00	272.61	274.22	275.83	277.45	279.06

ANEXO A.2 CALCULOS JUSTIFICATIVOS : CALCULO DE EQUIPAMIENTO

ANEXO N° 1: Orientación e inclinación de los paneles solares

a) Determinación de la Elevación solar

El Sol tiene diferentes ángulos de elevación a lo largo del año y las horas del día, para la verificación de ello tenemos los diagramas solares, que podemos exportarlo de <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>, con las coordenadas de nuestro proyecto. De ello tenemos la siguiente gráfica:



A partir de este diagrama, graficamos las curvas de movimiento del sol en todo el año:

Del gráfico podemos ver que la radiación sería más aprovechable si desde Diciembre a febrero ubicáramos los paneles con vista al sur, y en el resto de meses con vista al norte; sin embargo esto solo puede ser con un seguidor solar.

Para esto usaremos una fórmula que define el ángulo óptimo del panel solar (β óptimo), que depende de la latitud del lugar.

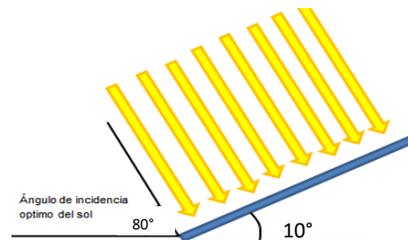
$$\beta_{opt} = 3,7 + 0.69|\varphi|$$

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0.69|-8.6| = 9.634 \approx 10^\circ$$

Resultados:

$$\beta = 10^\circ$$

$$\psi(\text{azimut}) = 0^\circ \text{ (dirección Norte)}$$



ANEXO N° 2: HORAS SOLARES PICO EN EL ÁREA DEL PROYECTO

DATOS METEOROLOGICOS NASA - SSE Satellite data 1983-2005

Con los datos de Latitud y Longitud de la ubicación del proyecto, exportamos de la NASA las radiaciones incidentes para nuestras coordenadas (Latitud: -4°, longitud: -77°).

	Irradiación horizontal global kwh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kwh/m ² /día	Temperatura °C
Enero	4.54	2.36	25.90
Febrero	4.32	2.39	25.50
Marzo	4.20	2.30	25.80
Abril	4.31	2.07	25.30
Mayo	4.31	1.79	25.80
Junio	4.23	1.64	25.80
Julio	4.71	1.60	26.00
Agosto	5.13	1.79	27.40
Setiembre	5.22	2.11	28.70
Octubre	5.09	2.35	29.10
Noviembre	4.77	2.36	28.10
Diciembre	4.68	2.34	27.10

DATOS METEOROLOGICOS METEONORM 8.0 (2010-2014)

Con los datos de Latitud y Longitud de la ubicación del proyecto, exportamos de Meteonorm las radiaciones incidentes para nuestras coordenadas (Latitud: -4°, longitud: -77°).

	Irradiación horizontal global kwh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kwh/m ² /día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Humedad relativa %
Enero	6.24	2.15	26.70	1.50	82.50
Febrero	5.87	2.46	26.40	1.30	83.50
Marzo	5.64	2.58	26.30	1.20	84.10
Abril	6.00	2.05	26.10	1.20	84.80
Mayo	5.64	1.68	26.20	1.20	82.50
Junio	5.52	1.39	25.50	1.10	83.60
Julio	5.57	1.67	25.50	1.19	81.20
Agosto	5.55	2.09	26.70	1.39	76.80
Setiembre	5.66	2.37	26.80	1.50	78.30
Octubre	5.50	2.74	27.00	1.50	80.10
Noviembre	5.95	2.67	26.70	1.49	82.60
Diciembre	5.69	2.49	26.80	1.60	81.50

DATOS METEOROLOGICOS ATLAS SOLAR SENAMHI-PERÚ (1975-1990)

A partir de los mapas de radiacion solar, obtenemos la radiacion solar incidente diaria sobre el plano horizontal:

	Irradiación horizontal global kwh/m ² /día
Enero	
Febrero	4.5 - 5.0
Marzo	
Abril	
Mayo	4.5 - 5.0
Junio	
Julio	
Agosto	4.5 - 5.0
Setiembre	
Octubre	
Noviembre	5.0 - 5.5
Diciembre	

ANEXO 3: CALCULO DE LA IRRADIANCIA MEDIA ANUAL CON DISTINTOS ANGULOS DE INCLINACIÓN

Laditud (Φ): -8.60 °
 angulo de inclinación optimo de paneles solares (β_{opt}): 10.00 °
 Indice de reflexión del suelo (ρ): 0.2 *(0.1 =superficies claras)(0.3=superficies oscuras)

MES	$G_{dm(o)}$ (Radiacion global sobre el plano horizontal)	d_n (día del año 1...365)	δ° (Declinación solar)	ω_s (angulo de salida del sol sobre el plano horizontal)	ω_{ss} (angulo de salida del sol sobre el plano inclinado)	ϵ_o (Factor de excentricidad)	H_o (Radiacion solar extraterrestre sobre un plano horizontal)	K_{TM} (Indice de claridad)	F_{DM} (Fraccion difusa)	D_o (Radiacion difusa sobre el plano horizontal)	$H_{dm(o)}$ (Radiacion directa que cae sobre el plano horizontal)	K (Factor de correccion para superficies inclinadas)	$H_{(\beta,a)}$ (Radiacion directa sobre el plano inclinado)	$D_{(\beta,a)}$ (Radiacion difusa sobre el plano inclinado)	$AL_{(\beta,a)}$ (Radiacion albedo sobre el plano inclinado)	$G_{(\beta,a)}$ (Radiacion Global sobre el plano inclinado)
ENERO	4540.00	15.00	-21.27	-93.37	-93.37	0.97	10182.07	0.45	0.50	2252.54	2287.46	0.91	2077.22	2235.43	6.90	4319.55
FEBRERO	4320.00	45.00	-13.62	-92.10	-92.10	0.97	10275.38	0.42	0.52	2267.67	2052.33	0.95	1940.89	2250.44	6.56	4197.89
MARZO	4200.00	75.00	-2.42	-90.37	-90.37	0.97	10092.99	0.42	0.53	2225.05	1974.95	1.00	1973.69	2208.14	6.38	4188.22
ABRIL	4310.00	105.00	9.42	-88.56	-86.80	0.97	9495.99	0.45	0.49	2099.49	2210.51	1.06	2336.53	2083.54	6.55	4426.62
MAYO	4310.00	135.00	18.79	-87.05	-83.42	0.97	8746.95	0.49	0.44	1910.19	2399.81	1.10	2650.54	1895.68	6.55	4552.77
JUNIO	4230.00	165.00	23.27	-86.27	-81.68	0.97	8319.42	0.51	0.43	1799.66	2430.34	1.13	2742.54	1785.99	6.43	4534.96
JULIO	4710.00	195.00	21.67	-86.55	-82.31	0.98	8509.66	0.55	0.37	1764.17	2945.83	1.12	3298.73	1750.77	7.16	5056.65
AGOSTO	5130.00	225.00	14.43	-87.77	-85.03	0.98	9213.25	0.56	0.37	1902.25	3227.75	1.08	3492.50	1887.80	7.79	5388.09
SETIEMBRE	5220.00	255.00	3.42	-89.48	-88.85	0.98	9998.74	0.52	0.41	2140.54	3079.46	1.03	3164.75	2124.28	7.93	5296.96
OCTUBRE	5090.00	285.00	-8.48	-91.29	-91.29	0.99	10447.22	0.49	0.45	2287.71	2802.29	0.97	2719.10	2270.33	7.73	4997.17
NOVIEMBRE	4770.00	315.00	-18.17	-92.85	-92.85	0.99	10499.24	0.45	0.49	2321.18	2448.82	0.92	2261.56	2303.54	7.25	4572.35
DICIEMBRE	4680.00	345.00	-23.12	-93.70	-93.70	1.00	10434.14	0.45	0.49	2308.01	2371.99	0.90	2131.66	2290.48	7.11	4429.24

d_n : Numero de dia del año(1 para el primer dia de enero)

MES	Radiación Global sobre una superficie inclinada $G_{(\beta,a)}$ (Wh/m ² /día)										
	0°	5.00 °	10.00 °	15.00 °	20.00 °	25.00 °	30.00 °	35.00 °	40.00 °	45.00 °	50.00 °
ENE	4,540	4,441	4,320	4,178	4,016	3,836	3,638	3,425	3,198	2,959	2,709
FEB	4,320	4,269	4,198	4,107	3,996	3,867	3,720	3,557	3,379	3,186	2,982
MAR	4,200	4,204	4,188	4,152	4,096	4,020	3,925	3,813	3,682	3,536	3,374
ABR	4,310	4,380	4,427	4,449	4,446	4,419	4,366	4,288	4,183	4,051	3,889
MAY	4,310	4,447	4,553	4,626	4,664	4,665	4,627	4,545	4,413	4,220	3,946
JUN	4,230	4,401	4,535	4,630	4,683	4,691	4,647	4,545	4,373	4,106	3,696
JUL	4,710	4,904	5,057	5,167	5,230	5,244	5,202	5,098	4,920	4,645	4,230
AGO	5,130	5,277	5,388	5,463	5,500	5,498	5,454	5,366	5,230	5,039	4,780
SET	5,220	5,273	5,297	5,293	5,260	5,199	5,110	4,994	4,850	4,681	4,487
OCT	5,090	5,057	4,997	4,912	4,803	4,669	4,513	4,334	4,136	3,918	3,683
NOV	4,770	4,683	4,572	4,440	4,286	4,111	3,918	3,708	3,482	3,241	2,989
DIC	4,680	4,566	4,429	4,271	4,093	3,896	3,682	3,452	3,208	2,952	2,686
TOTAL	55,810	55,900	55,960	55,687	55,073	54,115	52,803	51,124	49,052	46,535	43,452

ANEXO N°4: CALCULO DEL NUMERO DE PANELES E INVERSORES DE RED

a) Cálculo de la potencia pico (Wp) del sistema

Con la información ya calculada de los consumos diarios de energía del proyecto (Ec: kWh/día), eficiencia total del sistema (η_{sistema}) y las horas solares piso (HSP) seleccionada de la base de datos de la NASA con la latitud y longitud del área del proyecto, tenemos los siguientes datos:

Datos:

HSP = 4.20
 $\eta_{\text{sistema}} = 70\%$
 $E_{\text{consumida}} = 2,180.08$; kWh/día

Nota: De acuerdo a la elaboración de diversos proyectos solares aislados, se tiene una eficiencia de 0.7 aproximadamente

$$W_p = \frac{E_c}{\eta_s \times HSP}$$

Donde:

Wp: Watts pico del sistema ; W
 η_s : Eficiencia total del sistema
 HSP : Horas solar pico
 EC : Energía diaria consumida;

Tenemos:

$$W_p = \frac{2180.08}{0.7 \times 4.20} = 741.52 \text{ kW}$$

Wp = 741.52 kW

b) Cálculo del número de Paneles Teóricos

Utilizaremos los paneles con tecnología PERC , para así aprovechar los altos rendimientos y disminuir el área de instalación, por la menor cantidad de paneles para obtener una misma potencia :

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
A. CARACTERÍSTICAS GENERALES			
1. Fabricante			
2. País de procedencia			
3. Tipo de tecnología		Monocrystalino	
B. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			
5. Potencia máxima a CEM	Wp	400	
6. Tolerancia	Wp	+ / -3	
7. Eficiencia mínima del módulo	%	19.88	
8. Tensión máxima	Vdc	41.7	
9. Corriente máxima	Amp	9.60	
10. Tensión en circuito abierto	Vdc	52.07	
11. Corriente de cortocircuito	Amp	10.61	
C. CONDICIONES DE OPERACIÓN			
12. Máxima tensión del sistema	Vdc	1000/1500VDC	
13. Valor máximo del fusible en serie	Amp	20	
14. Limitación de corriente inversa	Amp	20	
15. Rango de temperaturas de funcionamiento	°C	-40 hasta +85	
16. Máxima carga frontal (Nieve)	Pa	5400	

Usaremos un panel monocrystalino de 400 Wp :

$$N^{\circ}p = \frac{W_p - \text{sistema}}{W_p - \text{panel}}$$

Datos:

Wp-panel = 400.00 Wp

Tenemos:

$$N^{\circ}p = \frac{741.52 \text{ kW}}{400} = 1854$$

N°p = 1854 paneles

Nota: Realizaremos arreglos de paneles en serie el cual estará limitado por 880 Vdc , que es la tensión máxima de entrada del PV BOX, asimismo cuenta con 10 entradas de 11A como máxima corriente de entrada.

$$N^{\circ}p \text{ serie máximo} = \frac{880 \text{ V DC}}{V_{oc} - \text{panel}}$$

$$N^{\circ}p \text{ serie máximo} = \frac{880 \text{ V DC}}{52.07 \text{ V}}$$

N° p serie máximo = 16.90 ≈ 16

El panel solar cuenta con una corriente de cortocircuito de $I_{cc} = 10.61A$, y el PVBOX cuenta con 10 entradas , sin embargo , debemos de tener en cuenta que el inversor planteado admite por cada entrada un máximo de 33 A ,es decir cada entrada al PVBOX deberá estar compuesta por 3 string de 10.61A como máximo :

$$N^{\circ}p - \text{String} = 16$$

$$N^{\circ}\text{string-PV BOX} = 3$$

$$N^{\circ} \text{ PV BOX} = \frac{1854}{3 \times 16} = 38.62 \approx 40$$

$$N^{\circ} \text{ Panel} = 40 \times 3 \times 16 = 1920$$

Usaremos inversores trifasicos de Red de 40 KW , teniendo así :

$$N^{\circ} \text{ INVERSORES} = \frac{N^{\circ} \text{ PV-BOX}}{2} = 20$$

Anexo 5: Cálculo del banco de baterías

a) Capacidad del banco de baterías

De acuerdo a los cálculos efectuados necesitamos un banco de baterías con tensión de almacenamiento de 48V , con una capacidad de salida de energía de $E_c=2180.08$ kWh/día, con 2 días de autonomía que son recomendables para sistemas de energías renovables y una profundidad de descarga del 85% que es una condición favorable en baterías de Litio, esta energía almacenada durante las horas del día en presencia de radiación solar sera almacenada para posteriormente alimentar las cargas durante las horas sin radiación solar.

$$C = \frac{E_c * (D_{aut} + 1)}{V_n * P_d * n_d}$$

Donde:

C : capacidad del grupo banco de baterías; Ah
 Ec : energía consumida en un día; Wh
 Daut : Dias de autonomía
 Pd : Profundidad de descarga
 Vn : Tensión nominal del banco; V
 nb : eficiencia de descarga

Datos:

Ec = 2180.08 kWh/día
 DA = 2 días de autonomía
 Vn = 48 Voltios
 Pd = 0.80
 nb = 0.75
 Vida util = 20 años

$$C = \frac{2180 \text{ kWh} \times 2}{48 \text{ V} \times 0.80 \times 0.95}$$

$$C = 227,091.56 \text{ Ah}$$

b) Configuración y selección del banco de baterías

Según proveedor :

Capacidad batería = 3.55 kW-h,48V

Usamos una configuración para cada banco (compuesta de 4 baterías por Rack, en 16 Racks , baterías enseriadas) :

Capacidad por banco = 227.2 kW-h,48V
 Cantidad de bancos = 47.98 kW-h,48V **≈ 48 bancos**
 Cantidad de baterías = 3072 kW-h,48V

Nota : de acuerdo al N° de ciclo a esa profundidad de descarga, se tiene un tiempo de reemplazo de baterías de 13 años

c) Determinación del N° de inversores bidireccionales

La determinación de los inversores bidireccionales, esta condicionada por la máxima potencia simultanea de todas las cargas, la cual ha sido determinada en el Estudio de Mercado eléctrico:

$$P_{cluster} \geq \frac{P_{\text{máxima simultanea (kW)}}}{N_{\text{banco de baterías}}}$$

$P_{\text{máxima simultanea (kW)}} = 279.06$ (*) Estudio de Mercado
 $P_{\text{cluster (kW)}} = 7.27$ (*) FS = 1.25
 $P_{\text{cluster (kW)}} = 8.00$

Nota: cada banco de batería contara con un cluster de 8 kW, y cada cluster estara formado por un inversor bidireccional de 8kW

d) Determinación del Factor de Planta

Relaciona la energía real consumida en un rango de tiempo, entre la energía que puede producir en el mismo rango pero a máxima potencia es decir la suma de todas las potencias de los inversores bidireccionales , consideramos 01 día

$$Factor_{planta} = \frac{Energía consumida diaria}{Energía consumida a máxima potencia}$$

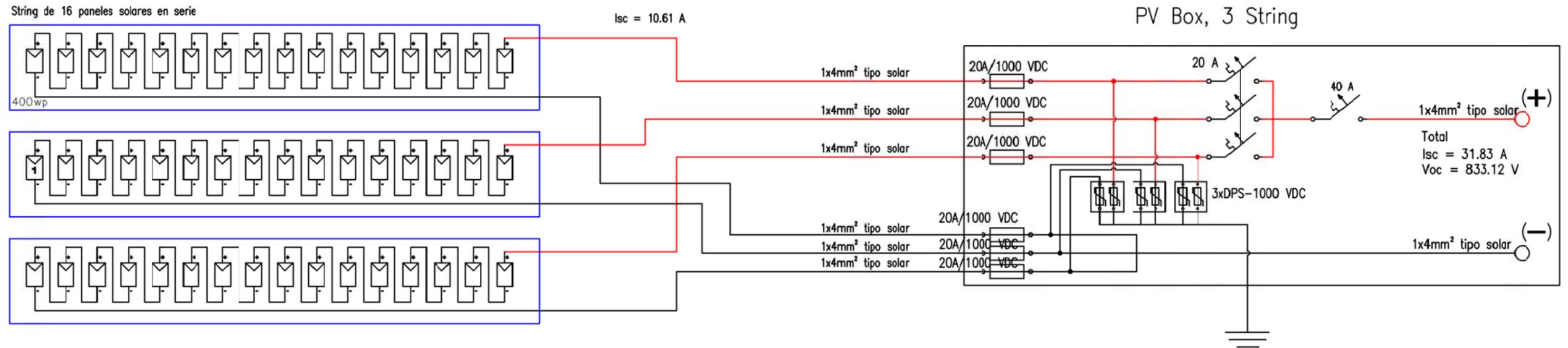
$$Factor_{planta} = \frac{1981.89 \text{ kWh}}{279.06 \times 24 \text{ hrs}} = 29.59 \%$$

Anexo 6: Selección del Transformador

a) Transformador Elevador de Aislamiento para la Central Fotovoltaica

El transformador de la subestación elevará la tensión desde 380Vac a 22,9kV para su conexión a la Red Primaria. La potencia del transformador está en función a la máxima demanda de potencia requerida, de acuerdo al estudio de mercado eléctrico, por lo que el transformador seleccionado será de 280kVA.

ANEXO A.3. PLANOS



LEYENDA	
Símbolo	Descripción
	Mód. Fotov. de 400 Wp
	Interruptor Termomagnético Tripolar
	Descargador de sobretensiones
	Fusible
	Puesta a tierra
	Conductor eléctrico tipo solar
	PV Box

3 String de paneles, son conectados a un PV Box formando así un Array, la salida de cables se conduce mediante canaletas hasta el inversor de red

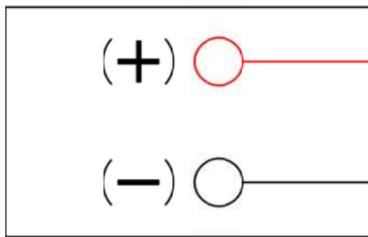


UBICACION POLITICA:	DISEÑADO POR : C.A.H
DISTRITO: MASISEA	REVISADO POR : C.A.H
PROVINCIA: C.PORTILLO	APROBADO POR : L.R.P
DEPARTAMENTO: UCAYALI	DIBUJADO POR : C.A.H

RESPONSABLE:	CARLOS ACOSTA HUERTA
PROYECTO:	"DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE 'MASISEA', PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI"

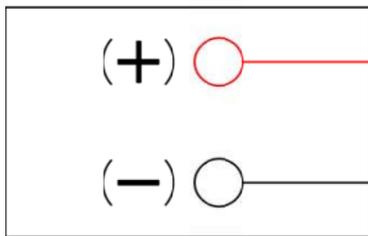
PLANO:	CONEXIÓN_DE_STRING_DE_MÓDULOS_FV A_CAJA_DE_PARALELAJE_PV_BOX
PLANO N°	SFC-1
VERSION :	01
ARCHIVO :	CONEXION DE STRING A PV BOX.dwg
FECHA :	OCT-2021
ESCALA :	S/E

PV 1.1 Box

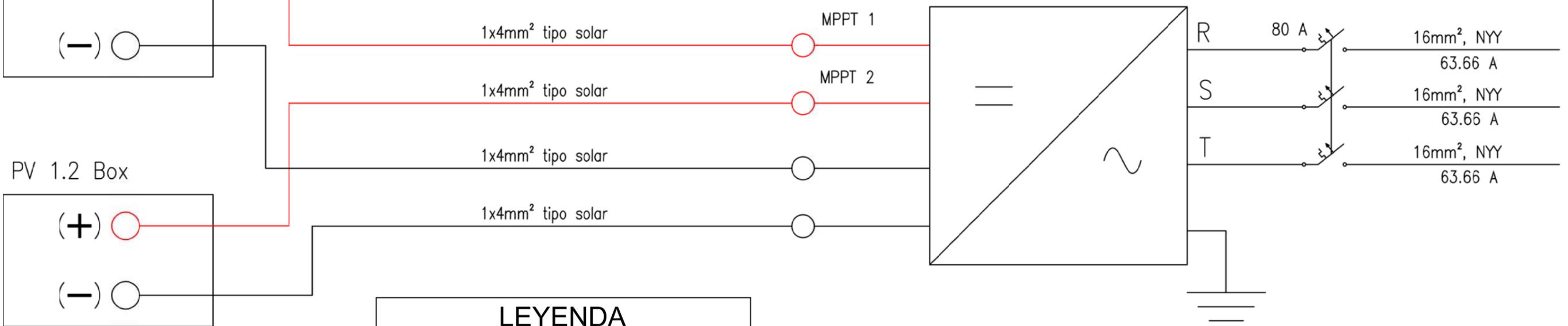


Isc = 31.83 A

PV 1.2 Box



INV DE RED 1
40 KW



LEYENDA	
Símbolo	Descripción
	Inversor de Red Trifásico de 40 Kw
	Interruptor Termomagnético Tripolar
<u>Cant. Calibre Tipo</u>	Conductor eléctrico tipo solar
	PV Box

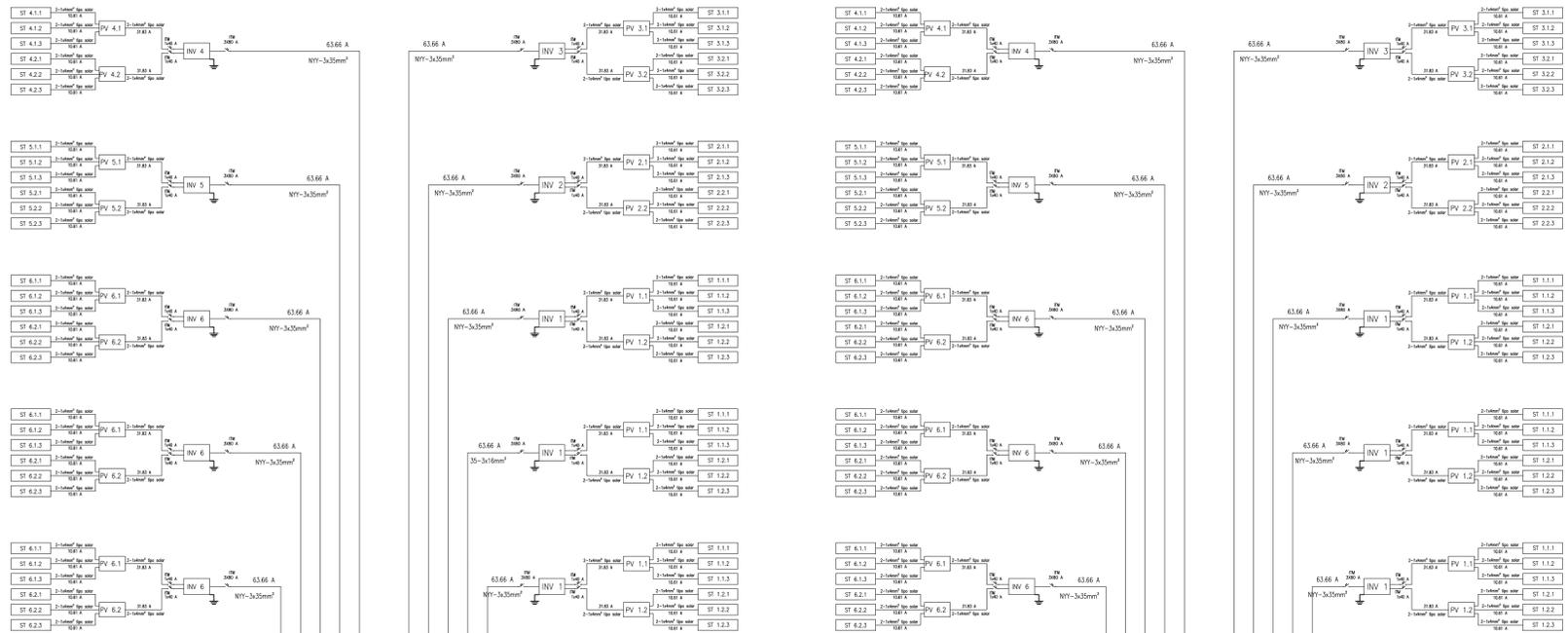


UBICACION POLITICA:	DISEÑADO POR : C.A.H
DISTRITO: MASUREA	REVISADO POR : L.R.P
PROVINCIA: C.PORTILLO	APROBADO POR : L.R.P
DEPARTAMENTO: UCAYALI	DIBUJADO POR : C.A.H

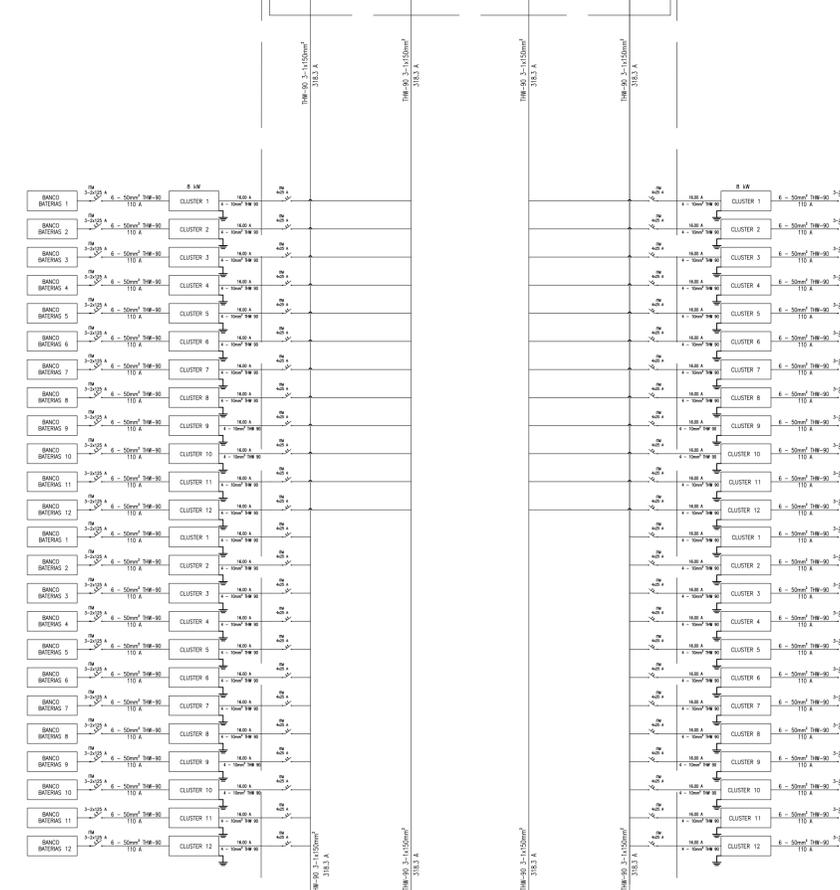
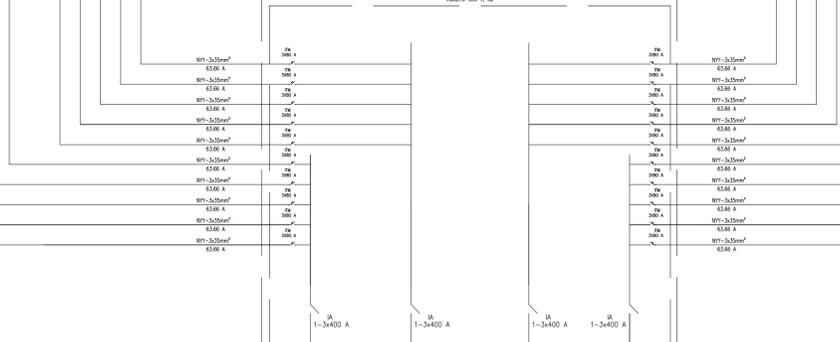
PROYECTISTA: CARLOS ACOSTA HUERTA
PROYECTO: "DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE 'MASISEA', PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI"

PLANO: CONEXIONADO_DE_CAJA_DE_PARALELAJE
--

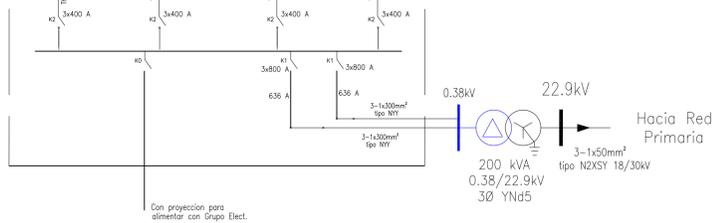
PLANO N° SFC - 2
VERSION : 01
ARCHIVO : 2.PV_Box_Inversores
FECHA : OCT-2021
ESCALA : S/E



CUENTA DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE
(INCLUYE STP DE MONITOREO Y CONTROL REMOTO DE BATERIAS)



LEYENDA	
	Grupo de 3 String de 16 paneles solares de 400 Wp
	PV Box
	Inversor Trifásico de Red de 40 Kw
	Banco de 64 Baterías de 3.5 kWh - 48V
	Interruptor Termomagnético
	Conductor eléctrico
	Transformador Trifásico



Con proyección para alimentar con Grupo Elect.



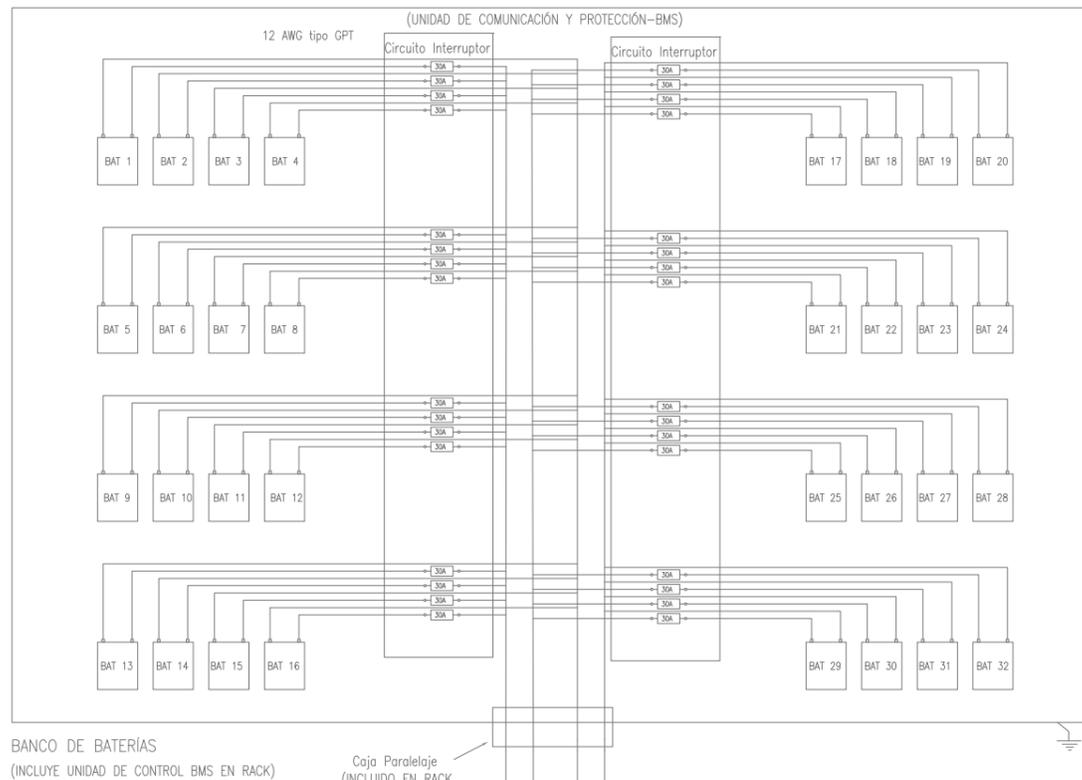
UBICACION POLITICA:	
DISTRITO:	MASISEA
PROVINCIA:	C.PORTILLO
DEPARTAMENTO:	UCAYALI

DISEÑADO POR :	C.A.H
REVISADO POR :	L.R.P
APROBADO POR :	L.R.P
DIBUJADO POR :	C.A.H

PROYECTISTA:
CARLOS AUGUSTO ACOSTA HUERTA

PROYECTO:
"DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE 'MASISEA', PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI"

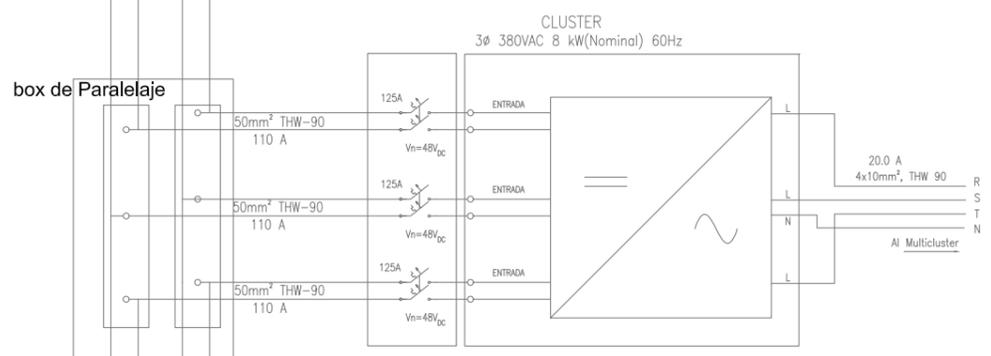
PLANO:	DIAGRAMA_UNIFILAR GENERAL
PLANO N°	SFC - 3
VERSION :	01
ARCHIVO :	3.D_UNIF_GRAL
FECHA :	OCT-2021
ESCALA :	S/E



BANCO DE BATERÍAS
(INCLUYE UNIDAD DE CONTROL BMS EN RACK)

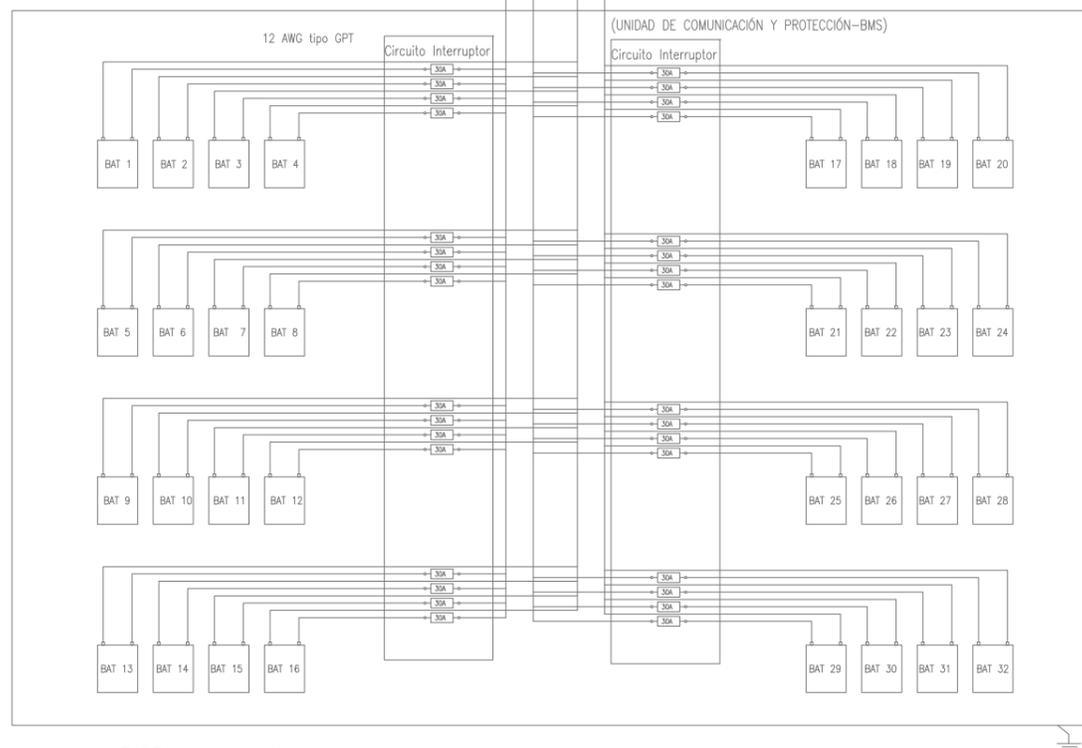
Caja Paralelaje
(INCLUIDO EN RACK DE SOPORTE)

LEYENDA	
Símbolo	Descripción
	Batería de Litio LiFePO4 3.55 kW-h - 48 V
	Interruptor Termomagnético Bipolar
	Conductor eléctrico
	Inversor Bidireccional de 8 Kw



BANCO DE BATERÍAS
(INCLUYE UNIDAD DE CONTROL BMS EN RACK)

Caja Paralelaje
(INCLUIDO EN RACK DE SOPORTE)



Nota: Las Baterías son de fosfato ión litio 3.55 kW-h, 48 V



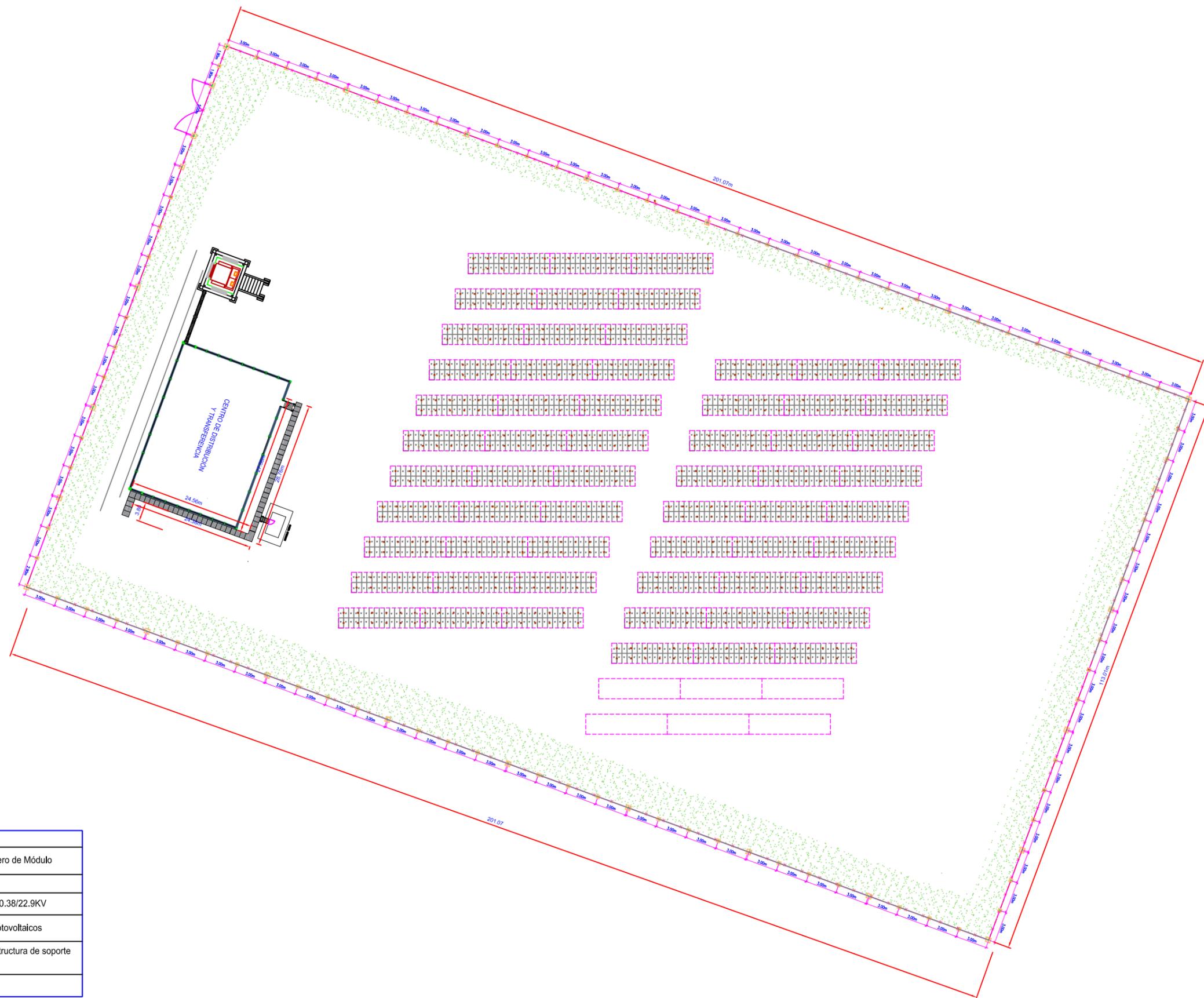
UBICACION POLITICA:
DISTRITO: MASISEA
PROVINCIA: C.PORTILLO
DEPARTAMENTO: UCAYALI

DISEÑADO POR : C.A.H
REVISADO POR : L.R.P
APROBADO POR : L.R.P
DIBUJADO POR : C.A.H

PROYECTISTA:
CARLOS ACOSTA HUERTA
PROYECTO:
"DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE 'MASISEA', PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI"

PLANO:
CONEXIONADO_DE_BANCO_A_CLUSTER

PLANO N°
SFC - 4
VERSION : 01
ARCHIVO : 4_C_DE_BANCO_A_CLUSTER.DWG
FECHA : OCT-2021
ESCALA : ESCALA



SÍMBOLO	LEYENDA
N°	Panel Policristalino 400Wp. N° número de Módulo
- x -	Cerco perimétrico
SE	Subestación tipo pedestral 280KVA 0.38/22.9KV
[]	Espacio de reserva, para módulos fotovoltaicos
■	Bloque de concreto armado para estructura de soporte de F°G°.
[]	Área libre



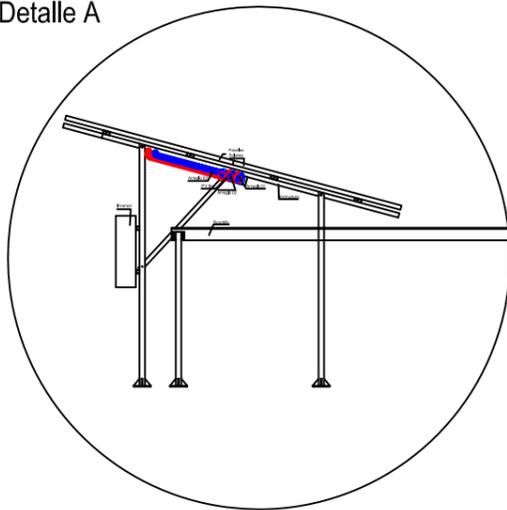
UBICACION POLITICA:	DISEÑADO POR : C.A.H
DISTRITO: MASISEA	REVISADO POR : L.R.P
PROVINCIA: C.PORTILLO	APROBADO POR : L.R.P
DEPARTAMENTO: UCAYALI	DIBUJADO POR : C.A.H

PROYECTISTA:	CARLOS ACOSTA HUERTA
PROYECTO:	"DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE 'MASISEA', PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI"

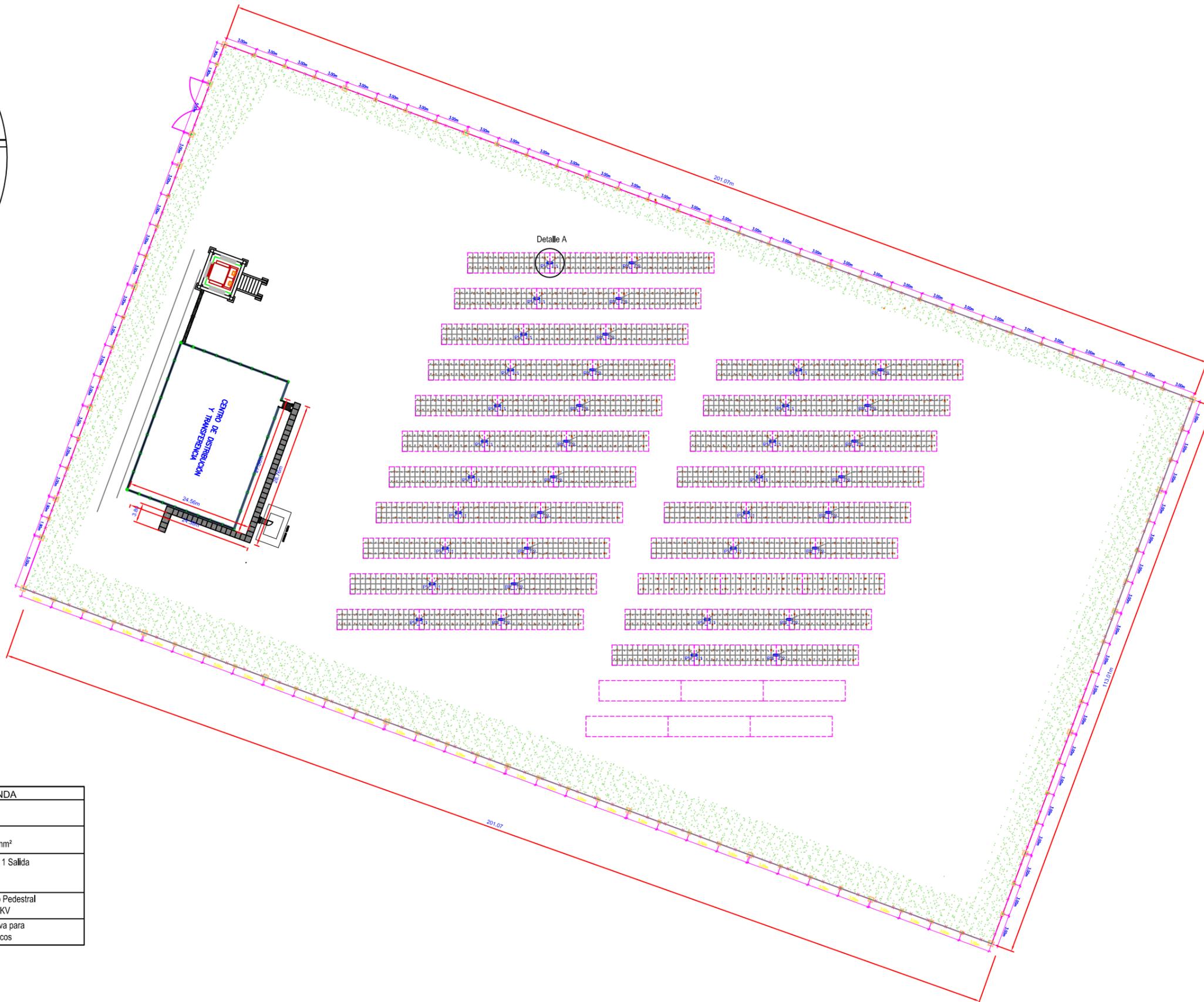
PLANO:	DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
--------	---------------------------------------

PLANO N°	SFC - 5
VERSION :	01
ARCHIVO :	2_PV_Box_Inversores
FECHA :	OCT-2021
ESCALA :	S/E

Detalle A



Detalle del
conexionado de los
arreglos al PV Box



SIMBOLO	LEYENDA
	Límite de String
	Conexión String Cable tipo Solar 4mm ²
	PV box 3 Entradas 1 Salida a. N° Inversor b. N° MPPT
	Sub Estación Tipo Pedestal 280 KVA 0.38/22.9KV
	Espacio de Reserva para Módulos Fotovoltaicos



UBICACION POLITICA:
DISTRITO: **MASISEA**
PROVINCIA: **C.PORTILLO**
DEPARTAMENTO: **UCAYALI**

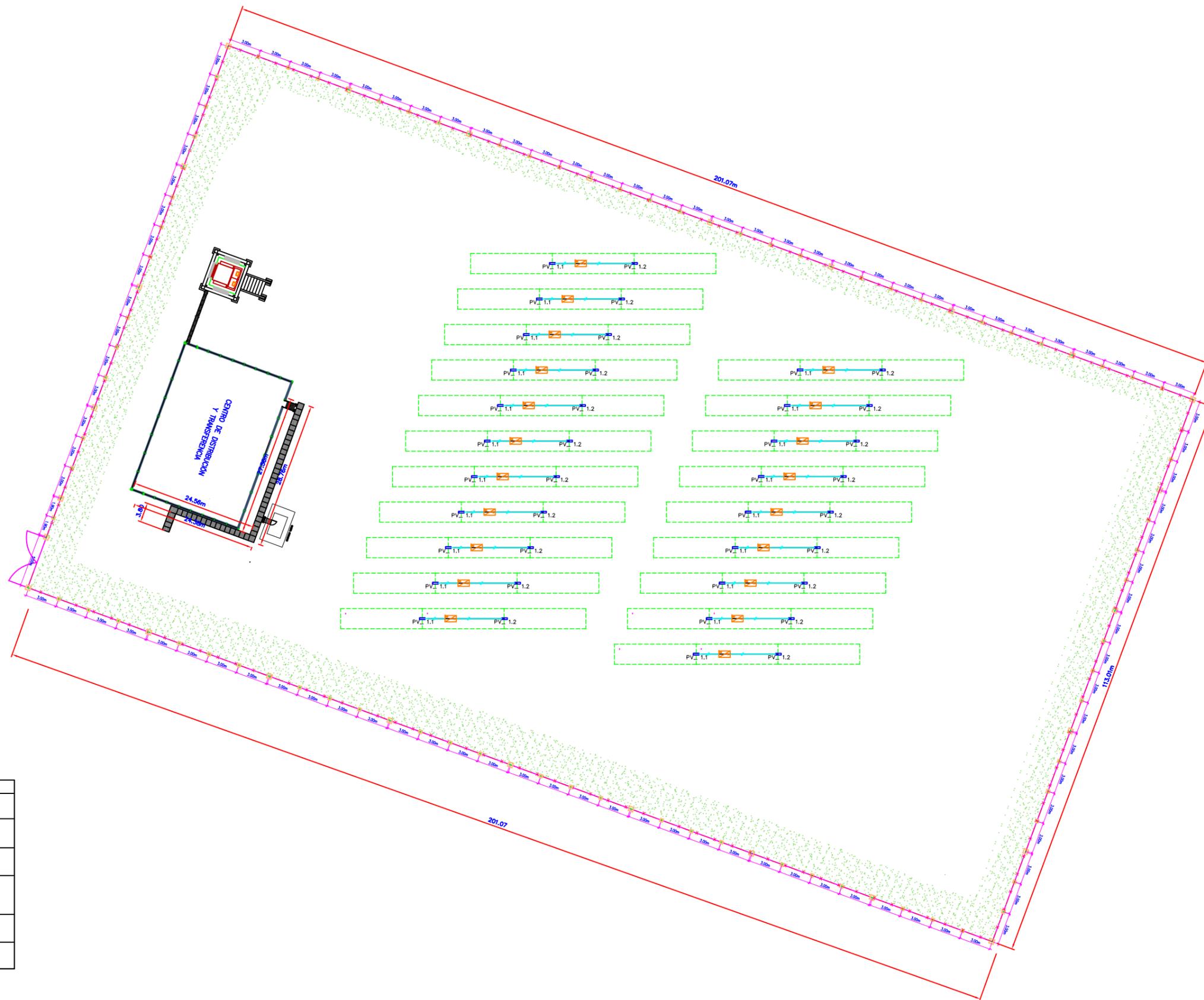
DISEÑADO POR : C.A.H
REVISADO POR : L.R.P
APROBADO POR : L.R.P
DIBUJADO POR : C.A.H

PROYECTISTA: **CARLOS ACOSTA HUERTA**

PROYECTO:
"DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO
PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN LA LOCALIDAD DE 'MASISEA', PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI"

PLANO:
**CONEXIONADO_DE_STRING_A
PV_BOX**

PLANO N°
SFC - 6
VERSION : 01
ARCHIVO :
FECHA : OCT-2021
ESCALA :



SÍMBOLO	LEYENDA
	Límite de String
	Conexión String Cable tipo Solar 4mm ²
	Inversores 40 kW
	PV box 3 Entradas 1 Salida a. N° Inversor b. N° MPPT
	Sub Estación Tipo Pedestal 280KVA 0.38/22.9KV
	Espacio de Reserva para Módulos Fotovoltaicos



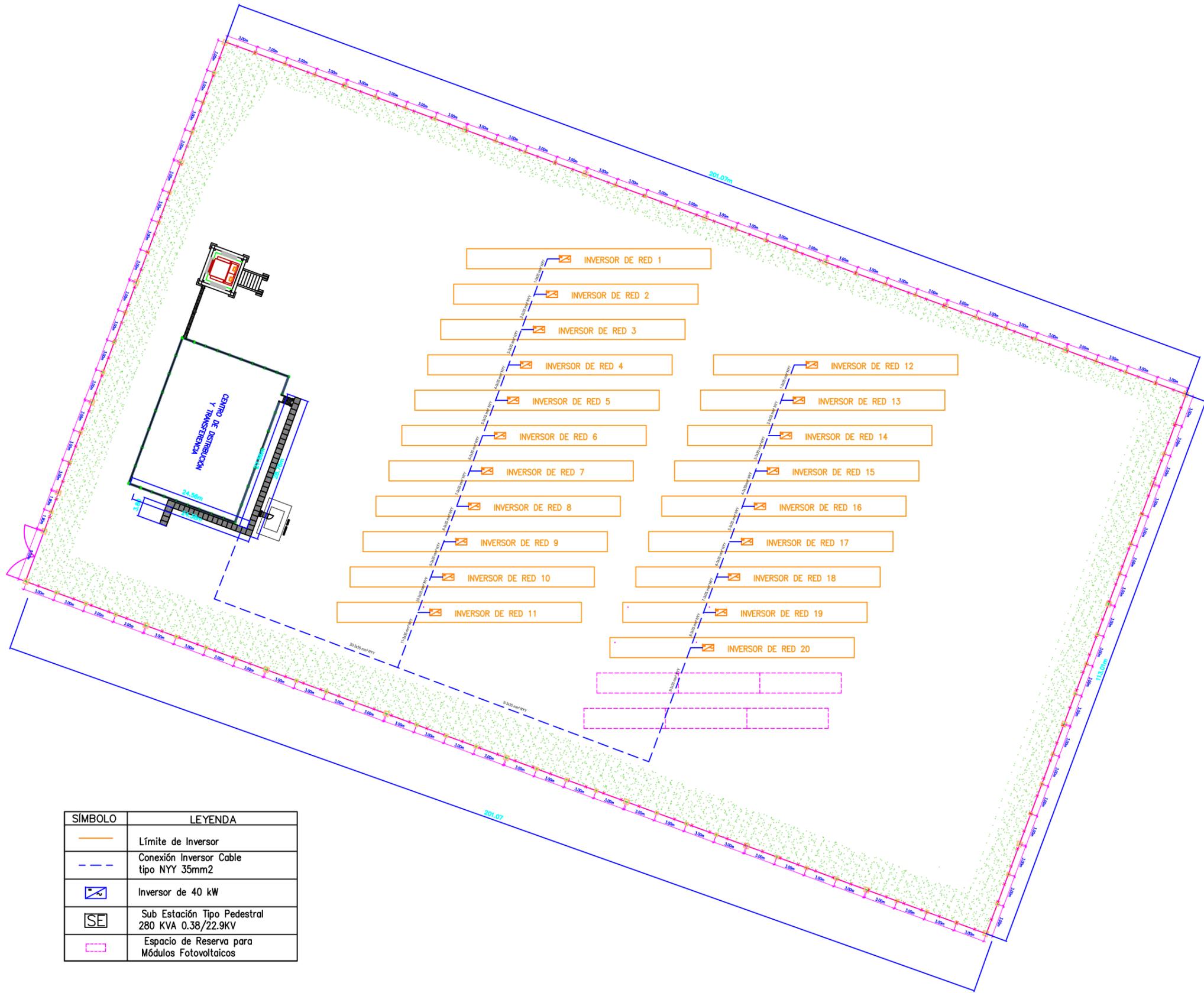
UBICACION POLITICA:
 DISTRITO: **MASISEA**
 PROVINCIA: **C.PORTILLO**
 DEPARTAMENTO: **UCAYALI**

DISEÑADO POR : C.A.H
 REVISADO POR : L.R.P
 APROBADO POR : L.R.P
 DIBUJADO POR : C.A.H

PROYECTISTA: **CARLOS ACOSTA HUERTA**
 PROYECTO:
 "DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO
 PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
 EN LA LOCALIDAD DE 'MASISEA', PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI"

PLANO:
CONEXIONADO_DE_PV_BOX_A_INVERSORES

PLANO N°
SFC - 7
 VERSION : 01
 ARCHIVO :
 FECHA : OCT-2021
 ESCALA :



SÍMBOLO	LEYENDA
	Límite de Inversor
	Conexión Inversor Cable tipo NYY 35mm ²
	Inversor de 40 kW
	Sub Estación Tipo Pedestal 280 KVA 0.38/22.9KV
	Espacio de Reserva para Módulos Fotovoltaicos



UBICACION POLITICA:
 DISTRITO: **MASISEA**
 PROVINCIA: **C.PORTILLO**
 DEPARTAMENTO: **UCAYALI**

DISEÑADO POR : C.A.H
 REVISADO POR : L.R.P
 APROBADO POR : L.R.P
 DIBUJADO POR : C.A.H

PROYECTISTA: **CARLOS ACOSTA HUERTA**

PROYECTO:
 "DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE 'MASISEA', PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI"

PLANO: **CONEXIONADO_DE_INVERSORES_DE_RED**

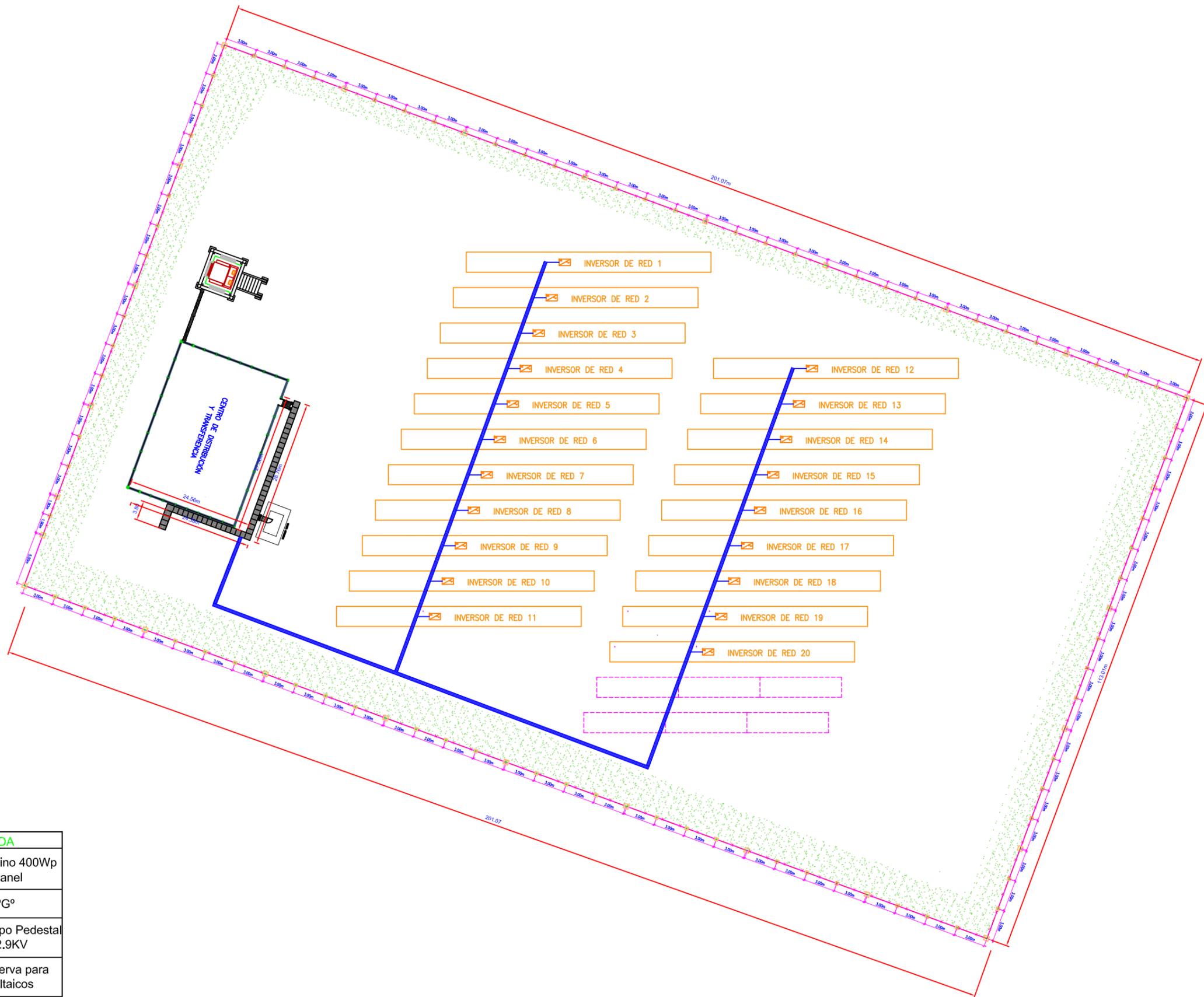
PLANO N°
SFC - 8

VERSION : 01

ARCHIVO :

FECHA : OCT-2021

ESCALA :



SÍMBOLO	LEYENDA
N°	Panel Policristalino 400Wp N° número de Panel
	Canaletas de F°G°
SE	Sub Estación Tipo Pedestal 200KVA 0.38/22.9KV
	Espacio de Reserva para Módulos Fotovoltaicos

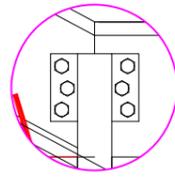
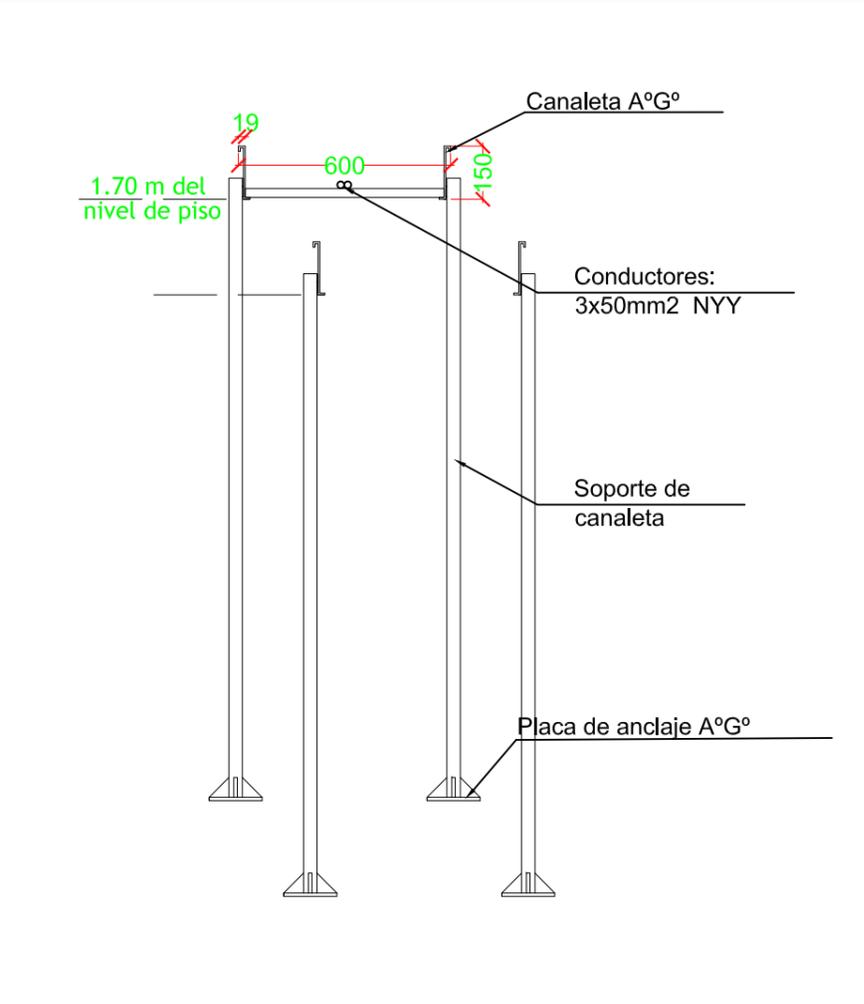


UBICACION POLITICA:	DISEÑADO POR : C.A.H
DISTRITO: MASISEA	REVISADO POR : L.R.P
PROVINCIA: C.PORTILLO	APROBADO POR : L.R.P
DEPARTAMENTO: UCAYALI	DIBUJADO POR : C.A.H

PROYECTISTA: CARLOS ACOSTA HUERTA
PROYECTO: "DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE 'MASISEA', PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI"

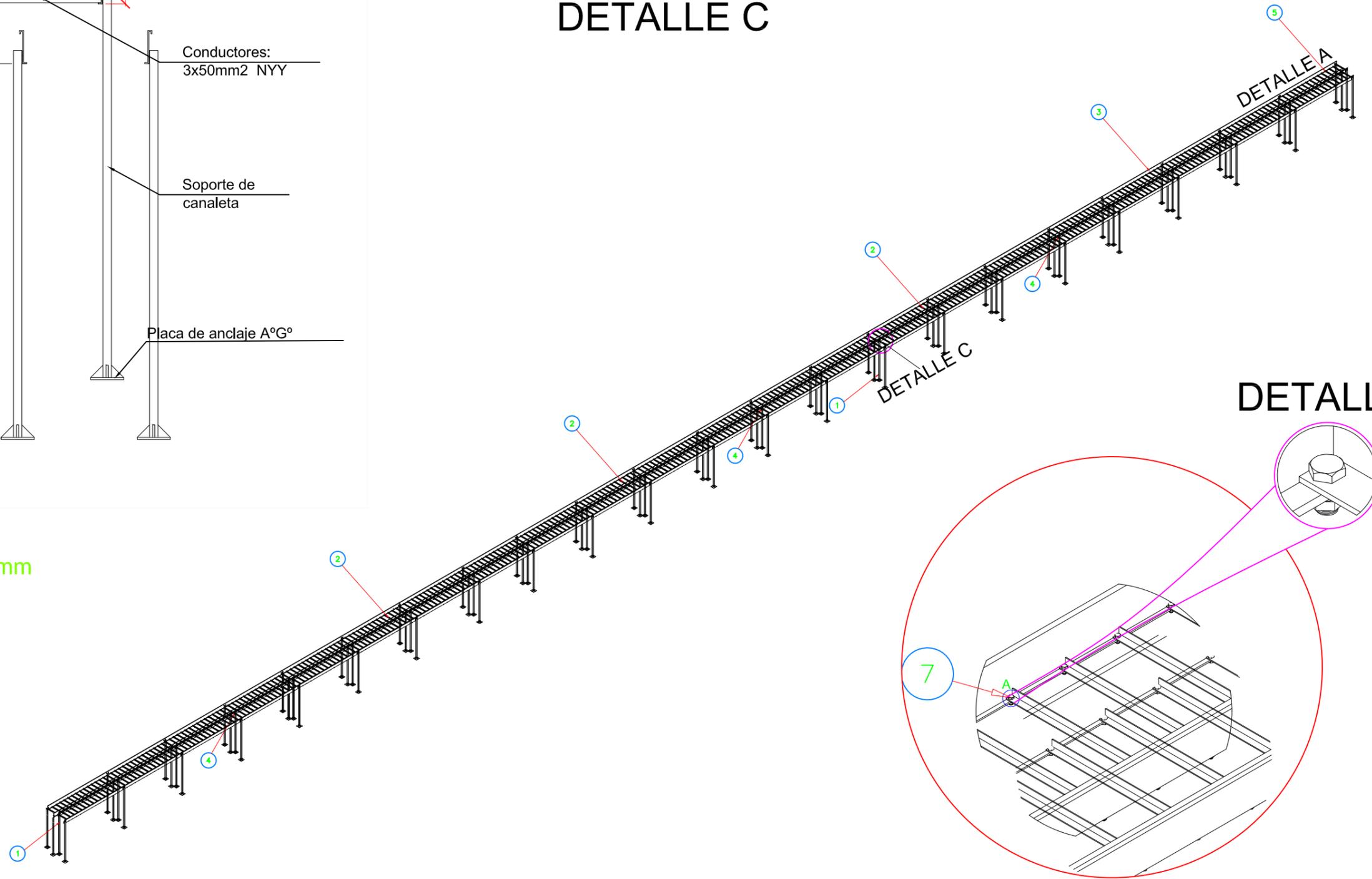
PLANO: TENDIDO_DE_CABLES_DE_INVERSORES_A_CDT

PLANO N°: SFC_09.1
VERSION : 01
ARCHIVO :
FECHA : OCT-2021
ESCALA :

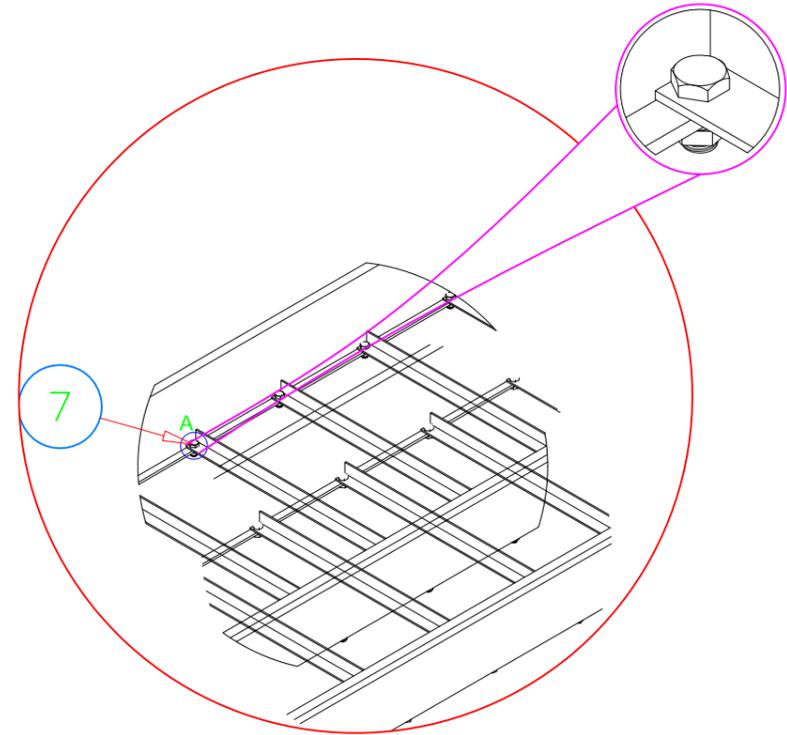


DETALLE C

VISTA ISOMÉTRICA



DETALLE A



NOTA:
-Dimensiones en mm



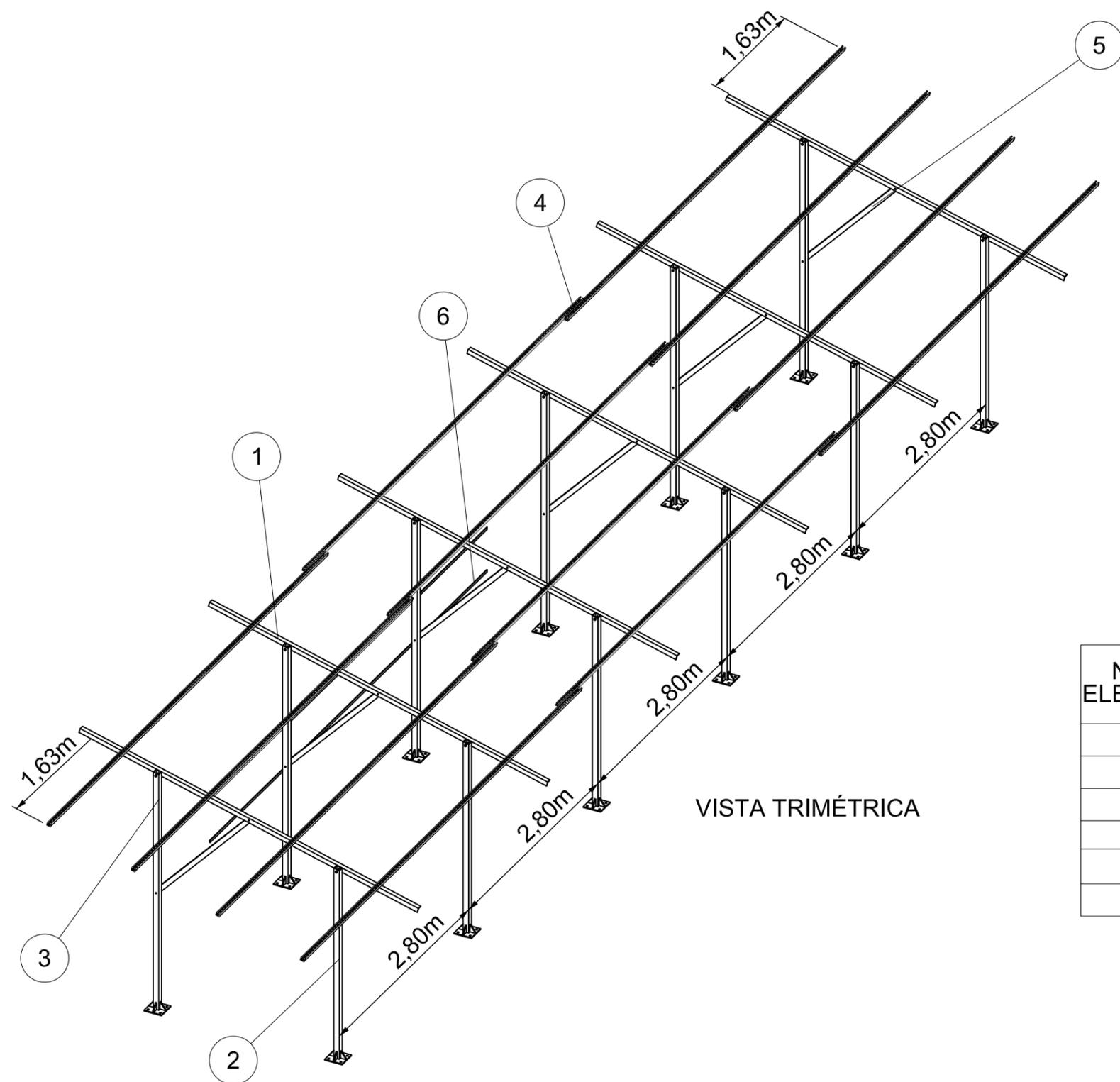
UBICACION POLITICA:
DISTRITO: **MASISEA**
PROVINCIA: **C.PORTILLO**
DEPARTAMENTO: **UCAYALI**

DISEÑADO POR : C.A.H
REVISADO POR : L.R.P
APROBADO POR : L.R.P
DIBUJADO POR : C.A.H

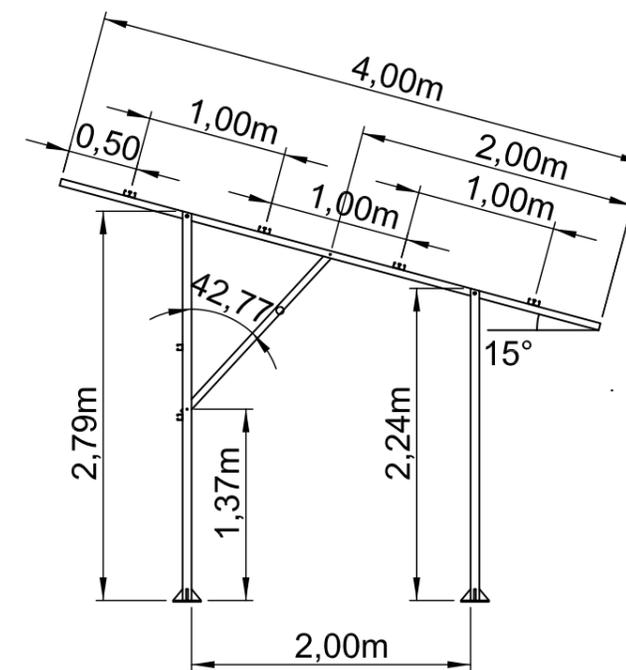
PROYECTISTA: **CARLOS ACOSTA HUERTA**
PROYECTO:
"DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE 'MASISEA', PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI"

PLANO:
DETALLE DE ESCALERILLA PORTACABLE

PLANO N°
SFC_09.2
VERSION : 01
ARCHIVO :
FECHA : OCT-2021
ESCALA :



VISTA TRIMÉTRICA



VISTA LATERAL

N.º DE ELEMENTO	N.º DE PIEZA	CANTIDAD	LONGITUD (m)
1	Perfil L 50x50mm	6	4.00
2	Tubo cuadrado 60x60mm	6	2.24
3	Tubo cuadrado 60x60mm	6	2.79
4	Riel acanalado 41x41mm	12	6.00
5	Perfil L 50x50mm	6	1.58
6	Riel acanalado 41x41mm	2	4.00

Nota: Todas las uniones entre los componentes (perfiles) de la estructura se harán con tornillos M10, con su respectiva tuerca y 3 arandelas.

Medidas: Metros

	UBICACION POLITICA:	DISEÑADO POR : C.A.H	PROYECTISTA: CARLOS ACOSTA HUERTA	PLANO:	PLANO N°
	DISTRITO: MASISEA	REVISADO POR : L.R.P	PROYECTO:	ESTRUCTURAS DE GRUPOS DE PANELES SOLARES	SFC - 10
	PROVINCIA: C.PORTILLO	APROBADO POR : L.R.P	"DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE 'MASISEA', PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI"		VERSION : 01
	DEPARTAMENTO: UCAYALI	DIBUJADO POR : C.A.H			ARCHIVO :
					FECHA : OCT-2021
					ESCALA : ESCALA

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA ETS-SGFVC-01

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
A. <u>CARACTERÍSTICAS GENERALES</u>			
1. Fabricante			
2. País de procedencia			
3. Tipo de tecnología		Monocrystalino	
B. <u>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</u>			
5. Potencia máxima a CEM	Wp	400	
6. Tolerancia	Wp	+ / -3	
7. Eficiencia mínima del módulo	%	19.88	
8. Tensión máxima	Vdc	41.7	
9. Corriente máxima	Amp	9.60	
10. Tensión en circuito abierto	Vdc	52.07	
11. Corriente de cortocircuito	Amp	10.61	
C. <u>CONDICIONES DE OPERACIÓN</u>			
12. Máxima tensión del sistema	Vdc	1000/1500VDC	
13. Valor máximo del fusible en serie	Amp	20	
14. Limitación de corriente inversa	Amp	20	
15. Rango de temperaturas de funcionamiento	°C	-40 hasta +85	
16. Máxima carga frontal (Nieve)	Pa	5400	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
17. Máxima carga estática posterior (viento)	Pa	2400	
18. Máximo impacto por granizo (diámetro/ velocidad)	mm / m/seg	25 / 23	
D. MATERIALES			
19. Vidrio frontal		Vidrio templado	
20. Espesor mínimo del vidrio	mm	3.2	
21. Número mínimo de celdas	und	144	
22. Material del marco	MPa	Aluminio anodizado	
23. Grado de protección mínima de la caja de conexiones		IP67	
E. GARANTÍAS			
24. Garantía contra defectos de fabricación	años	10	
25. Garantía de Generación de Potencia		90% a 10 años y 80% a 25 años	
D. CERTIFICACIONES			
26. Certificaciones mínimas		IEC 61215 IEC 61730	

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA ETS-SGFVC-02

ESTRUCTURA DE SOPORTE DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS

**TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS
ESTRUCTURA DE SOPORTE**

N°	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	FABRICANTE			
2.0	MATERIAL DE SOPORTE		ALEACIÓN DE ACERO	
3.0	NORMAS DE FABRICACION		ASTM A-36, A-572	
4.0	ALTURA MÁXIMA	m	2.75	
5.0	ALTURA MINIMA	m	2.20	
6.0	ACABADO		GALVANIZADO EN CALIENTE	
7.0	NORMAS DE GALVANIZADO		ASTM A-123	
8.0	MATERIALES			
	SOPORTE – DELANTERO		TUBO CUADRADO DE 6x6x1cm	
	- Longitud	m	2.79	
	SOPORTE – TRASERO		TUBO CUADRADO DE 6x6x1cm	
	-Longitud	m	2.24	
	PERFIL DIAGONAL		PERFIL L 5x5x1cm	
	PERFIL DE SUJECION DE PANELES		RIEL ACANALADOx6m	
9.0	ACCESORIOS		TODOS LOS MATERIALES NECESARIOS PARA LA INSTALACIÓN (TORNILLOS, CONECTORES, ELEMENTOS DE SOPORTE Y FI JACIÓN, ETC.) DEBEN SER GALVANIZADOS EN CALIENTE	
	Grapa Intermedia			
	Grapa Fina			
	Terminal de compresión ojode 35 mm ²			
	Viga lateral de aluminio de 6 m			
	Grapa de conexión de 10 mm ²			
	Conector de cobre tipo perno partido de 35 mm ²			
10.0	CARACTERISTICAS MECANICAS			
	Resistencia a la tracción	MPa	362	
	Límite de Fluencia	MPa	235	
	Dureza	MPa		
	Módulo de Elasticidad	MPa		
11.0	DETALLE		ÁNGULO DE INCLICINACIÓN DE 15° PARA LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
12.0	RESISTENCIA FRENTE A VIENTOS		RESISTIR VIENTOS DE HASTA 120 KM/H	
13.0	DISENO		DISEÑADO PARA SOPORTAR 32 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y 01 INVERSOR DE RED	
14.0	MASA	Kg/m		

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA ETS-SGFVC-03

INVERSORES DE RED TRIFÁSICO TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

INVERSOR DE RED TRIFÁSICO

Pag. N° 1/6

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
A. <u>ENTRADA DE CC</u>			
1. Potencia de CC máxima a $\cos \phi = 1$	Kw	40	
2. Tensión de entrada máxima	V	1 100	
3. Tensión asignada de entrada	V	766.80	
4. Tensión de entrada mínima	V	150	
5. Tensión de entrada de inicio	V	188	
6. Corriente de entrada máxima, entrada A	A	33	
7. Corriente de entrada máxima, entrada B	A	33	
8. Corriente de cortocircuito máxima por String (Según IEC 62109-2: $I_{sc\,pv}$)	A	10.61	
9. Corriente inversa máxima en la planta durante un máximo de 1 s	A	0	
10. Número de entradas del MPP independientes		2-4	
11. Strings por entrada del MPP		1	
12. Categoría de sobretensión según IEC 62109-1		IV	
B. <u>SALIDA DE CA</u>			
1. Potencia asignada a 380 V, 60 Hz	Kw	40.00	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

INVERSOR DE RED TRIFÁSICO

Pag. N° 2/6

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
2. Potencia aparente de CA máxima	VA	40 000	
3. Tensión de red asignada	V	230	
4. Tensión nominal de CA	V	480 /277 V WYE, 480 V Delta	
5. Rango de tensión de CA	V	244 ... 305	
6. Corriente nominal de CA a 220 V/230 V/240 V	A	36,2	
7. Corriente de salida máxima	A	75	
8. Corriente de salida máxima en caso de fallo	A	75	
9. Coeficiente de distorsión de la corriente de salida con un coeficiente de distorsión de la tensión de CA < 2% y una potencia de CA > 50% de la potencia asignada	%	≤3	
10. Frecuencia de red de CA	Hz	60	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

INVERSOR DE RED TRIFÁSICO

Pág. N° 3/6

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
11. Fases de inyección		3	
12. Fases de conexión		3	
13. Categoría de sobretensión según IEC 62109-1		IV	
C. RENDIMIENTO			
1. Rendimiento máximo, $\eta_{\text{máx}}$	%	98,0	
2. Rendimiento europeo, η_{UE}	%	98,6	
D. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN			
1. Protección contra polarización inversa (CC)		Diodo de cortocircuito	
2. Punto de desconexión en el lado de entrada		Interruptor-seccionador de potencia de CC	
3. Protección contra sobretensión de CC		Descargador de sobretensión del tipo II (opcional)	
4. Resistencia al cortocircuito de CA		Regulación de corriente	
5. Monitorización de la red		Disponible	
6. Protección máxima admisible	A	50	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

INVERSOR DE RED TRIFÁSICO

Pag. N° 4/6

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
7. Monitorización de fallo a tierra		Monitorización de aislamiento: $R_{iso} > 250 \text{ k}\Omega$	
8. Unidad de seguimiento de la corriente residual integrada		Disponible	
E. DATOS GENERALES			
1. Rango de temperatura de funcionamiento	°C	-25 ... +60	
2. Valor máximo permitido de humedad relativa,	%	95	
3. Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar	m.s.n.m.	1000	
4. Emisiones de ruido típicas	dB(A)	51	
5. Potencia de disipación en el funcionamiento nocturno	W	1	
6. Topología		Sin transformador	
7. Sistema de refrigeración		Activa	
8. Tipo de protección electrónica según IEC 60529		IP65	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

INVERSOR DE RED TRIFÁSICO

Pag. N° 5/6

DESCRIPCION	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
9. Clase de protección según IEC 62109-1		I	
10. Sistemas de distribución		TN-C, TN-S, TN-C-S, TT (si $U_{N,PE} < 20$ V)	
11. Normas nacionales y autorizaciones (*)		AS 4777, ANRE 30, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, IEC 62109-1, EN 50438, G59/3, IEC 61727/MEA, IEC 61727/PEA, IEC 62109-2, IEC 62116, IEC 60068-2-x, NBR 16149, NEN EN 50438, MEA 2013, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 661/2007, RD 1699/RD 413, Res. no.7:2013, SI 4777, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, VFR 2014, UTE C15-712-1	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

INVERSOR DE RED TRIFÁSICO

Pag. N° 6/6

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
F. <u>CONDICIONES CLIMÁTICAS</u>			
F.1. <u>Colocación según la norma IEC 60721-3-4, clase 4K4H</u>			
1. Rango de temperatura ambiente	°C	-0 ... +50	
2. Rango de humedad del aire	%	0 ... 95	
3. Valor límite para la humedad relativa del aire, sin condensación	%	95	
4. Rango de presión del aire ampliado	kPa	79,5 ... 106	
F.2. <u>Transporte según la norma IEC 60721-3-4, clase 2K3</u>			
1. Rango de temperatura	°C	-25 ... +70	
G. <u>EQUIPAMIENTO</u>			
1. Conexión de CC		Conectores de enchufe	
2. Conexión de CA		Borne de conexión por resorte	
3. Módulo de datos Speedwire / Webconnect		De serie	
4. RS485, con separación galvánica		Disponible	

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA ETS-SGFVC-05

INVERSOR BIDIRECCIONAL PARA BATERÍAS

MODELO	PHI-6048 V II 3P Torre	PHI-9048 V II 3P Torre
FASES	3-fases de entrada / 3-fases de salida	
Potencia máxima del arreglo FV	9000W	12000W
Potencia de salida	6000W	9000W
Tensión máxima del arreglo FV	450 VDC	450 VDC
Rango MPPT @ Voltaje de trabajo	120 VDC ~ 430 VDC	120 VDC ~ 430 VDC
Número de rastreadores MPP	3	3
FUNCIONAMIENTO CON CONEXIÓN A RED		
SALIDA A RED (CA)		
Tensión de salida nominal	220/230/240 VAC (PN) / 380/400/415 VAC (PP)	
Rango de voltaje de salida	184-264,5 VAC o 195,5-253 VAC (seleccionable)	
Corriente nominal de salida	8,7 A por fase	13 A por fase
Factor de potencia	> 0,99	
EFICIENCIA		
Máxima eficiencia de conversión (DC / AC)	95%	
FUERA DE RED, OPERACIÓN HÍBRIDA		
ENTRADA DE RED		
Voltaje CA de puesta en marcha / reinicio automático	120-140 VAC / 180 VAC por fase	
Rango de voltaje de entrada aceptable	90-280 VAC o 170 a 280 VAC por fase	
Rango de frecuencia	50 Hz / 60 Hz (detección automática)	
Corriente máxima de entrada de CA	20 A por fase	30 A por fase
SALIDA EN MODO DE BATERÍA (CA)		
Tensión de salida nominal	220/230/240 VAC por fase	
Forma de onda de salida	Onda sinusoidal pura	
Eficiencia (CC a CA)	93%	
CARGADOR DE BATERÍA		
Tensión nominal CC	48 VDC	
Corriente de carga solar máxima	180 A	
Corriente de carga CA máxima	180 A	
Corriente de carga máxima	180 A	
GENERAL		
FÍSICO		
Dimensión (mm)	588 x 260 x 655	
Peso neto (kg)	36	37,5
INTERFAZ		
Puertos de comunicación	USB, RS-232 y contacto seco	
AMBIENTE DE OPERACIÓN		
Humedad	0 ~ 90% RH (sin condensación)	
Temperatura de funcionamiento	0 a 50 °C	

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA ETS-SGFVC-06

BATERÍAS DE ALTO RENDIMIENTO

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

BATERÍAS DE ALTO RENDIMIENTO

Pag. N° 1/1

DESCRIPCION	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
A. <u>CARACTERÍSTICAS GENERALES</u>			
1. Fabricante			
2. País de procedencia			
3. Tipo de tecnología		LiFePO4	
4. Cantidad de módulos acumuladores	und	960	
B. <u>CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO ACUMULADOR</u>			
5. Tensión Nominal	Vdc	51.2	
6. Capacidad mínima	Ah	54	
7. Velocidad máxima de descarga		0.7 -1CxN por hora	
8. Velocidad máxima de carga		0.7 CxN por hora	
9. Autodescarga máxima	%	5	
10. Ciclos al 80 % DOD	Ciclos	5000	
11. Sistema de Balance del proceso de carga		Sistema Activo	
12. Protocolo de comunicación		Rs485 / CAN	
13. Clasificación IP		IP 20	
14. Tecnología de las celdas		LiFePO4	
15. Peso	Kg	38	
C. <u>CONDICIONES DE OPERACIÓN</u>			
16. Temperatura de funcionamiento	°C	-10 a 50	
17. Temperatura de almacenamiento hasta por tres meses	°C	35 a 45	
18. Temperatura de almacenamiento para más de un año	°C	-20 a 25	
19. Altitud máxima de operación	msnm	500	
E. <u>ACCESORIO</u>			
20. Estructura de Soporte del mismo fabricante de baterías	und	Necesarias para todo el banco de batería	
Dimensiones del Armario (An x prof x Al)	mm	Según proveedor	
21. Cable entre armarios de baterías tipo GPT	mm ²	50	

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA ETS-SGFVC-08

BANDEJA PORTACABLE TIPO ESCALERILLA A°G°

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

BANDEJA PORTACABLE TIPO ESCALERILLA A°G°

N°	CARACTERÍSTICAS	UND	REQUERIDO	GARANT.	CUMPLIM.
1.0	ANCHO	mm	400		
2.0	ALTURA	mm	50		
3.0	ESPESOR DE BANDEJA	mm	1.5		
4.0	LONGITUD DE BANDEJA	mm	3000		
5.0	TIPO DE TAPA		TAPA PLANA		
6.0	ANCHO DE TAPA	mm	100		
7.0	LONGITUD	mm	3000		
8.0	ESPESOR DE TAPA	mm	1.5		
9.0	TIPO DE PESTAÑA		EN "CP" A PRESIÓN		
10.0	PERFORACIÓN		LATERAL Y BASE (PUNZON DE 10X29)		
11.0	MATERIAL		ASTM A569 JISS G3131 / ASTM 36		
12.0	ACABADO DE LA BANDEJA		GALVANIZADO EN CALIENTE ASTM A-123		
13.0	NORMA DE FABRICACIÓN		NORMA NEMA VE-1		
14.0	ESPESOR DEL EMPALME	mm	1.5		
15.0	EMPALME O ECLISA		TIPO DE PLACA		
16.0	PERNOS POR PIEZA (A=50MM)		08 UNIDADES		
17.0	ACABADO DE PERNERIA		GALVANIZADO EN CALIENTE		
18.0	MEDIDA DE PERNOS (H=50)		1/4" x 3/4" + A.PLANA 1/4"+ A. PRESIÓN 1/4" + TUERCA 1/4"		

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA ETS-SGFVC-09

TRANSFORMADORES ELEVADORES TRIFASICOS

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS TRANSFORMADORES ELEVADORES DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	DATOS GENERALES			
1.1	FABRICANTE			
1.2	PAIS DE FABRICACION			
1.3	NUMERO DE ARROLLAMIENTOS		2	
1.4	ALTITUD DE INSTALACION	msnm	500	
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS			
2.1	FRECUENCIA NOMINAL	Hz	60	
2.2	POTENCIA NOMINAL ONAN	KVA	280 (*)	
2.3	ALTA TENSION NOMINAL EN VACIO	KV	23+- 2x2,5%	
2.4	BAJA TENSION NOMINAL EN VACIO	KV	0.400 – 0.230	
2.5	NIVEL DE AISLAMIENTO ALTA TENSION			
	- TENSION DE SOSTENIMIENTO AL IMPULSO 1.2/50 DEL AISLAMIENTO EXTERNO	KVp	150	
	- TENSION DE SOSTENIMIENTO AL IMPULSO 1.2/50 DEL AISLAMIENTO INTERNO	kVp	125	
	- TENSION DE SOSTENIMIENTO A LA FRECUENCIA INDUSTRIAL	kV	40	
	- NUMERO DE BORNES	U	3	
2.6	NIVEL DE AISLAMIENTO BAJA TENSION Y NEUTRO			
	- TENSION DE SOSTENIMIENTO A LA FRECUENCIA INDUST.	KV	2.5	
	- NUMERO DE BORNES	U	4	
2.7	GRUPO DE CONEXIÓN		YNd	
2.8	TENSION DE CORTO CIRCUITO A 75 °C	%	4.0	
2.9	PERDIDAS:			
	- EN VACIO CON TENSION NOMINAL Y FRECUENCIA EN TOMA CENTRAL	KW		
	- EN CORTOCIRCUITO CON CORRIENTE NOMINAL (A 75 °C) Y FRECUENCIA NOMINAL	KW		
	- PERDIDAS TOTALES	KW		
2.10	SOBRE ELEVACION DE TEMPERATURA LIMITE A MAXIMA POTENCIA (ONAN) Y A 40 °C DE TEMPERATURA AMBIENTE Y 1000 msnm:			
	- EN ARROLLAMIENTO (métodos de resistencia)	OC	65	
	- EN EL ACEITE, PARTE SUPERIOR (medido con termómetro)	OC	60	
3.0	MASAS, DIMENSIONES Y ESQUEMAS			
	- MASA DE UNA UNIDAD	Kg		
	- MASA TOTAL DEL ACEITE	Kg		
	- MASA DE LA CAJA EMBALADA PARA TRANSPORTE	Kg		
	DIMENSIONES:			
	- DIMENSIONES EXTERIORES DEL TRANSFORMADOR			
	- ALTURA TOTAL	Mm		
	- ANCHO TOTAL	mm		
4.0	LONGITUD MINIMA DE LA LINEA DE FUGA DEL AISLADOR PASATAPAS DE ALTA TENSION (fase – tierra)	mm	625	

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA ETS-SGFVC-10

CAJA DE DISTRIBUCION STRING BOX

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

CAJA DE DISTRIBUCION STRING BOX

DESCRIPCIÓN	REQUERIDO	GARANTIZADO
A. <u>DESCRIPCION GENERAL</u>		
1. Máxima corriente de entrada	10x11A	
2. Máxima corriente de salida	110A	
3. Máxima tensión	880Vdc	
4. Terminales de entrada	10+10 terminales de tornillo	
5. Terminales de salida	2 bornes de barra	
6. Grado de protección	IP65	
7. Temperatura de funcionamiento	-20°C y 45°C	
8. Aislamiento	2500Vca entre potencia y control	
B. <u>PROTECCIONES</u>		
1. Dispositivo de protección de sobretensión	Tipo II, 1000V, 40KA, configuración con varistores	
2. Interruptores Seccionadores	3x40A	
3. Fusible cadena	20A 1000Vdc 10x38	
4. Fusible de alimentación auxiliar	5A 500Vac 10x38	
C. <u>COMUNICACIONES</u>		
1. Estándar		
2. Velocidad		
3. Aislamiento		
4. Conectables		
D. <u>CARACTERISTICAS MECANICAS</u>		
1. Dimensiones (AxPxL)	590x260x700mm	
2. Peso	25Kg	
E. <u>CUMPLIMIENTOS</u>		
1. Cumplimientos	Directiva de baja	

TESIS : "DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE "MASISEA", PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI"

	tensión 2006/95EC; EMC Directiva2004/108/EC	
--	---	--

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA ETS-SGFVC-11

CONDUCTORES ELÉCTRICOS Y SUS TERMINALES

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

CABLES TIPO SOLAR, 1x4 mm²

N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	CARACTERISTICAS GENERALES			
1.1	FABRICANTE			
1.2	PAIS DE FABRICACION			
1.3	TENSION NOMINAL DE SERVICIO	Vdc	1,8	
1.4	MATERIAL DEL CONDUCTOR		cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible)	
1.4	DIAMETRO EXTERIOR	mm		
1.5	MASA ESPECIFICA	kg/km		
1.6	INTENSIDAD DE CORRIENTE ADMISIBLE			
	- AL AIRE	A		
	- EN SUPERFICIES	A		
1.7	RESISTENCIA ELECTRICA MAXIMA EN C.C. A 20°C	Ohm/km		
1.8	COEFICIENTE TECNICO DE RESISTENCIA	1/°C		
1.9	RESISTENCIA A LOS RAYO ULTRAVIOLETA		SI	
2.0	DEL CONDUCTOR			
2.1	NORMA DE FABRICACION		EN 50618	
2.2	SECCION DEL CONDUCTOR	mm ²	4	
2.4	DIAMETRO DE LOS HILOS	mm		
3.0	DEL AISLAMIENTO Y CUBIERTA			
3.1	NORMA DE FABRICACION		IEC 60332-1, IEC 61034, IEC 60754-2.	
	AISLAMIENTO		De goma libre de halógenos tipo EI6	
3.2	CUBIERTA	mm	Cubierta de goma ignifugada tipo EM8	
3.4	ESPESOR DE LA CUBIERTA	mm		
3.5	COLOR DE LA CUBIERTA		NEGRO/ROJO	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

CONDUCTOR NYY

N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	CARACTERISTICAS GENERALES			
1.1	FABRICANTE			
1.2	PAIS DE FABRICACION			
1.3	TENSION NOMINAL DE SERVICIO	V	600	
1.4	MATERIAL DEL CONDUCTOR		Cobre blando	
1.4	DIAMETRO EXTERIOR	mm		
1.5	MASA ESPECIFICA	kg/km		
1.6	INTENSIDAD DE CORRIENTE ADMISIBLE			
	- AL AIRE	A		
	- EN DUCTO DE PVC	A		
1.7	RESISTENCIA ELECTRICA MAXIMA EN C.C. A 20°C	Ohm/km		
1.8	COEFICIENTE TECNICO DE RESISTENCIA	1/°C		
1.9	FLEXIBILIDAD DEL CONDUCTOR		Altamente Flexible	
2.0	DEL CONDUCTOR			
2.1	NORMA DE FABRICACION		NTP-IEC 60502-1	
2.2	SECCION DEL CONDUCTOR	mm ²	6 16 50 185	
2.4	DIAMETRO DE LOS HILOS	mm		
3.0	DEL AISLAMIENTO Y CUBIERTA			
3.1	NORMA DE FABRICACION		60502-1	
3.2	AISLAMIENTO		PVC/A	
3.2	CUBIERTA EXTERIOR		PVC ST1	
3.4	ESPESOR DE LA CUBIERTA	mm		
3.5	COLOR		NEGRO (-) - ROJO	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

CABLE DE ENERGÍA THW-90 Y SUS TERMINALES

1/1

Nº	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
A	CABLE DE ENERGÍA			
1.0	DATOS GENERALES			
1.1	Fabricante			
1.2	Material del conductor		cobre recocido	
1.3	Material del aislamiento		PVC	
1.4	País de fabricación			
1.5	Altitud de instalación	m.s.n.m.	1000	
1.6	Normas de fabricación y pruebas			
2.0	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60	
2.2	Características de tensión: - Tensión de diseño del cable (Eo/E)	kV	450/750	
2.3	Nivel de aislamiento: - Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min Entre fase y tierra - Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 Entre fase y tierra	kV kVp		
2.4	Corriente nominal en condiciones estándar	A		
2.5	Resistencia eléctrica en c.c. A 20 ° C	ohm/km		
2.6	Resistencia eléctrica en c.a. A 20 ° C	ohm/km		
2.7	Reactancia inductiva a 60 Hz y 20° C	ohm/km		
2.8	Capacitancia a 20° C	pF/km		
3.0	CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS, DIMENSIONES Y MASA			
3.1	Sección del cable de energía	mm ²	10/50	
3.2	Espesor del aislamiento	mm	0.8/1.10	
3.3	Diámetro exterior total	mm	3.5/6.0	
3.4	Peso del cable unipolar	Kg/Km	30/110	
B	TERMINALES DEL CABLE DE ENERGÍA			
1.0	CARACTERÍSTICAS GENERALES			
1.1	Fabricante			
1.2	Tipo		exterior	
1.3	Norma de fabricación			
1.4	Tensión de diseño	kV	450/750	
1.5	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min entre fase y tierra	kV		
1.6	Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 entre fase y tierra	kVp		
1.7		mm/kV		
1.8	Línea de fuga			

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA ETS-SGFVC-23

TERMINALES DE UNIÓN TIPO MC4

**TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS
DE TERMINALES DE UNIÓN TIPO MC4 PARA CONDUCTOR TIPO SOLAR
DE 4mm²**

ITEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
	TERMINAL DE COMPRESIÓN			
1	FABRICANTE			
2	PAÍS DE PROCEDENCIA			
3	NORMA DE FABRICACIÓN			
4	MATERIAL CONTACTOS		COBRE	
5	RECUBRIMIENTO		ESTAÑO	
6	TENSION NOMINAL	Vdc		
7	CORRIENTE NOMINAL	A		
8	SECCION DE CABLE	mm ²	4	
9	TENSION DE PRUEBA			
10	RESISTENCIA DE CONTACTO	Ω		
11	GRADO DE PROTECCIÓN IP		IP67	
12	FUERZA DE RETURI	N		
13	FUERZA DE INSERCIÓN	N		
14	RANGO DE TEMPERARURA	°C		
15	MASA	kg		

**PRESUPUESTO - SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA
CENTRALIZADA**

**“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL
MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE
"MASISEA", PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI”**

ITEM	DESCRIPCION	TOTAL S/.
A	SUMINISTRO DE MATERIALES	10,030,029.09
B	MONTAJE ELECTROMECHANICO	1,212,811.84
C	TRANSPORTE DE MATERIALES	802,402.33
D	OBRAS CIVILES	2,006,005.82
E	TOTAL COSTO DIRECTO	14,051,249.08
F	GASTOS GENERALES (10%)	1,405,124.91
G	UTILIDADES (8 %)	1,124,099.93
	COSTO TOTAL S/. (No incluye I.G.V.)	16,580,473.92
	COSTO TOTAL S/. (Incluye I.G.V.)	19,564,959.23

PRESUPUESTO DE SUMINISTRO

“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE "MASISEA", PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAVALI”

A: SUMINISTRO DE MATERIALES

ITEM	DESCRIPCIÓN DE PARTIDAS	METRADO		COSTO UNITARIO	TOTAL S/.
		UND	CANTIDAD		
1.00	<u>GENERACION FOTOVOLTAICA</u>				
1.01	Módulos Fotovoltaicos monocristalino de 400 Wp, 144 celdas	und	1,920.00	460.68	884,505.60
1.02	Estructura de soporte para 32 módulos fotovoltaicos	und	60.00	6,893.58	413,614.80
1.03	Viga lateral de aluminio de 6 m para sujeción de los paneles solares, en estructura de soporte paneles	und	720.00	293.87	211,586.40
1.04	Grapa Intermedia para sujecion de paneles, con Tornillo, tuerca y unión clip (compatible con viga lateral)	und	3,840.00	13.07	50,188.80
1.05	Grapa Final para sujecion de paneles, con Tornillo, tuerca y unión clip (compatible con viga lateral)	und	480.00	12.13	5,822.40
1.06	Conductor de cobre de temple duro de 10 mm ² , para puesta a tierra de paneles	m	1,977.60	10.09	19,953.98
1.07	Conector de cobre tipo perno partido para conductor de 35 mm ²	und	180.00	4.95	891.00
1.08	Grapa de conexión del conductor de puesta a tierra de 10 mm ² al panel fotovoltaico	und	1,920.00	9.47	18,182.40
1.09	Terminal de compresión ojo para cable de Cu de 35 mm ²	und	60.00	4.70	282.00
					1,605,027.38
2.00	<u>SISTEMA DE INYECCION A RED</u>				
2.01	Cajas de distribución para String FV - PV Box(incluye interruptores, fusibles, DPS)	und	40.00	1,101.71	44,068.40
2.02	Inversores Trifasico de Red de 40 KW	und	20.00	10,618.49	212,369.80
2.03	Cable de conexión tipo solar 1 x 4 mm ²	m	1,200.00	3.86	4,632.00
2.04	Cable tripolar tipo NYY 0,6/1 kV, 1 - 3 x 35 mm ²	m	2,600.00	64.43	167,518.00
2.05	Cable tripolar tipo THW 0,6/1 kV, 1 - 3 x 150 mm ²	m	20.00	233.56	4,671.20
2.06	Cable tripolar tipo NYY 0,6/1 kV, 1 - 3 x 300 mm ²	m	70.00	350.34	24,523.80
2.07	Terminales de unión tipo Pin	und	160.00	0.15	24.00
2.08	Terminales de unión tipo MC4 para cable tipo solar 1x4 mm ²	und	240.00	18.54	4,449.60
2.09	Protección a la entrada del Inversor - ITM 3 x 40 A	und	40.00	97.73	3,909.20
2.10	Protección a la entrada del Transformador - IA 800 A	und	2.00	1,525.42	3,050.84
					469,216.84
3.00	<u>SISTEMA DE ACUMULACION E INVERSORES BIDIRECCIONALES</u>				
3.01	Módulos de acumulación Litio LiFePO4, 3.55 kW-h 48V	und	3,072.00	2,021.31	6,209,464.32
3.02	Set de Monitoreo y control remoto de baterías	und	16.00	10,800.00	172,800.00
3.03	Inversores de bidireccional para batería- Master 8kW	und	16.00	10,059.20	160,947.20
3.04	Inversores de bidireccional para batería- Esclavos 8kW	und	32.00	10,059.20	321,894.40
3.05	Centro de distribución y transferencia de multiples clusters 300 kW(incluye interruptores automaticos y contactores de transferencia)	set	1.00	60,328.46	60,328.46
3.06	Cable entre armarios de baterías - Cable 50mm2 tipo GPT	m	3,072.00	43.70	134,246.40
3.07	Cable de banco de batería hasta cluster de inversores - Cable 50mm2 tipo THW-90	m	400.00	21.09	8,436.00
3.08	Gabinete Metálico de 250mm x 250mm, incluye rel DIN y accesorio de fijación	und	16.00	279.34	4,469.44
3.09	Tablero General (380/220) de 1700mm x 800mm (equipado con interruptores)	und	1.00	7,977.12	7,977.12
3.10	Elementos de protección entre inversores y centro de distribución y transferencia - ITM tetrapolar de 25 A 380/220 Vac	und	96.00	182.50	17,520.00
3.11	Elementos de protección entre inversores y baterías - ITM bipolar de 125 A 100Vdc	und	128.00	374.24	47,902.72
3.12	Cable de conexión entre Cluster y Centro de distribución y transferencia - Cable 10 mm2 tipo THW 90	m	576.00	4.64	2,672.64
3.13	Bandeja ranurada para pared en PVC de 0,1 x 0,6 m	m	55.50	88.32	4,901.76
3.14	Rejilla lineal en A°G° para canaleta en interior de caseta 0.30x0.10 m	m	67.50	223.62	15,094.35
3.15	Bandeja portacable tipo Escalerilla A°G° (incluye accesorios y soporte), para cableado de inversores	m	90.00	118.55	10,669.50
3.16	Armario para 4 baterías, incluye BMS y accesorios de instalación	und	248.00	1,638.90	406,447.20
3.17	Transformador tipo Pedestal de 280 kVA 0,38/22,9kV, Trifasico YNd5	und	1.00	24,961.91	24,961.91
3.18	Elementos de protección para inversores bidireccionales de baterías	und	48.00	4,980.00	239,040.00
3.19	Cable de conexión entre Cluster y Centro de distribución y transferencia - Cable 4 x 10 mm2 tipo THW. 0,6/1,0 KV	m	1,258.50	27.63	34,777.39
					7,884,550.81
4.00	<u>PUESTAS A TIERRA</u>				
4.01	Conductor de cobre recocido, cableado, de 35 mm ² , para puesta a tierra	m	1,062.60	11.86	12,602.44
4.02	Conductor de cobre recocido, cableado, de 70 mm ² , para puesta a tierra	m	1,072.60	23.20	24,884.32
4.03	Electrodo de acero recubierto de cobre de 16 mm Ø x 2,40 m	und	7.00	56.71	396.97
4.04	Caja registro de concreto para puesta a tierra 0,50x0,50x0,45 m	und	7.00	51.05	357.35
4.05	Soldadura exotermica en "T" (150 g) para conductor - conductor de Cu 70-35mm ²	und	140.00	36.27	5,077.80
4.06	Soldadura exotermica en "T" (150 g) para conductor - conductor de Cu 70 mm ²	und	35.00	36.27	1,269.45
4.07	Soldadura exotermica en "X" (150 g) para conductor - conductor de Cu 70 mm ²	und	3.00	36.27	108.81
4.08	Molde para soldadura exotermica en "X" conductor - conductor de Cu 70 mm ²	und	1.00	261.60	261.60
4.09	Molde para soldadura exotermica en "T" conductor - conductor de Cu 70-35 mm ²	und	1.00	326.83	326.83
4.10	Molde para soldadura exotermica en "T" para conductor de Cu 35 mm ² a electrodo de puesta a tierra de 16 mm	und	1.00	261.60	261.60
4.11	Terminales cadmiado tipo ojo para conductor de 70mm2	und	32.00	1.50	48.00
					45,595.17

PRESUPUESTO DE SUMINISTRO**“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE "MASISEA", PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI”****A: SUMINISTRO DE MATERIALES**

ITEM	DESCRIPCIÓN DE PARTIDAS	METRADO		COSTO UNITARIO	TOTAL S/.
		UND	CANTIDAD		
5.00	SISTEMA DE PROTECCIÓN				
5.01	Pararrayos tipo Franklin de cobre y acero, incluye cuerpo y accesorios para sujeción	und	6.00	316.74	1,900.44
5.02	Conductor de cobre recocido, cableado, de 50 mm ² , para cable guarda y bajada de pararrayos	m	542.73	22.80	12,374.24
					14,274.68
6.00	OTRAS INSTALACIONES (SALA DE GENERACIÓN, CONTROL Y PROTECCIÓN)				
6.01	Conductor de cobre tipo de TW 10 AWG	m	105.80	1.55	163.99
6.02	Conductor de cobre tipo de TW 12 AWG	m	220.00	1.53	336.60
6.03	Conductor de puesta a tierra 12 AWG	m	65.00	1.68	109.20
6.04	Tubo PVC SEL Ø 25,4 mm	m	48.00	1.54	73.92
6.05	Tubo PVC SEL Ø 19 mm	m	105.50	0.98	103.39
6.06	Tomacorrientes de 15A 1Ø 220 V con neutro	und	5.00	17.72	88.60
6.07	Interruptores de AP 220 V	und	4.00	17.30	69.20
6.08	Tablero metalico, incluyen 1-2x30A, 3-2x20A, diferencial 3-1x30mA	cjto	1.00	1,212.71	1,212.71
6.09	Lámparas compactas para interiores 220 V.	und	8.00	118.44	947.52
6.10	Alumbrado de emergencia 8 hr, 220 V	und	4.00	57.32	229.28
6.11	Sistema contra incendio (alarma, sensores)	kit	1.00	7,700.00	7,700.00
6.12	Extintores portátiles contra incendio de 12 kg	und	2.00	164.90	329.80
					11,364.21
	TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES				S/10,030,029.09

PRESUPUESTO DEL MONTAJE ELECTROMECÁNICO

“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE "MASISEA", PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAVALI”

B: MONTAJE ELECTROMECÁNICO

ITEM	DESCRIPCIÓN DE PARTIDAS	METRADO		COSTO UNITARIO	TOTAL S/.
		UND	CANTIDAD		
1.00	<u>ACTIVIDADES PRELIMINARES</u>				
1.01	Replanteo Topográfico en el Área de Ubicación de la Central y Elaboracion de Ingenieria de Detalle de la Casa de fuerza, Incluye Despeje de Accesos.	Central	1.00	2,397.37	2,397.37
	SUB-TOTAL 1 :				2,397.37
2.00	<u>TRANSPORTE DE MATERIALES DE ALMACEN A PUNTO DE INSTALACIÓN</u>				
2.01	Transporte de módulos fotovoltaicos 400 Wp a punto de montaje	und	1,920.00	7.88	15,129.60
2.02	Transporte de soporte para 32 módulos fotovoltaicos	und	60.00	75.00	4,500.00
2.03	Transporte de viga lateral de aluminio de 6 m para sujeción de los módulos fotovoltaicos	und	720.00	8.74	6,292.80
2.04	Transporte de caja de distribución PV Box	und	40.00	1.75	70.00
2.05	Transporte de Inversores Trifasico de Red de 40 kW	und	20.00	142.57	2,851.40
2.06	Transporte de módulos de acumulación LiFePO4 , 3.5 kW-h, 48V	und	3,072.00	53.27	163,645.44
2.07	Transporte de inversores bidireccionales	und	48.00	31.57	1,515.36
2.08	Transporte del centro de distribución y transferencia de multiples clusters	und	1.00	141.66	141.66
2.09	Transporte de Bandeja portacable tipo Escalerilla A°G° (incluye accesorios y soporte), para cableado de inversor	m	90.00	6.97	627.30
2.10	Transporte de Rejilla lineal en A°G° para canaleta en interior de caseta	m	67.50	12.21	824.18
2.11	Transporte de Transformador tipo Pedestal de 280 kVA 0,38/22,9kV, Trifasico YNd5	und	1.00	594.50	594.50
2.12	Transporte de conductor de cobre recocido, cableado, de 35 mm²	m	1,062.60	1.75	1,859.55
2.13	Transporte de conductor de cobre recocido, cableado, de 70 mm²	m	1,072.60	1.75	1,877.05
2.14	Transporte de caja de registro de concreto para puesta a tierra	und	9.00	3.63	32.67
2.15	Transporte de poste de 13m CAC para pararrayos	und	7.00	330.92	2,316.44
2.16	Transporte de pararrayo tipo Franklin	und	4.00	5.96	23.84
	SUB-TOTAL 2 :				202,301.79
3.00	<u>INSTALACIÓN DE LA MATRIZ FOTOVOLTAICA</u>				
3.01	Montaje de la estructura de soporte para 32 modulos fotovoltaicos	und	60.00	492.05	29,523.00
3.02	Instalación de los módulos fotovoltaicos policristalinos 400 Wp	und	1,920.00	30.89	59,308.80
3.03	Cableado y conexionado del conductor tipo solar 1x4 mm² del módulo FV	m	1,198.08	4.65	5,571.07
3.04	Instalación de los PV-Box en la estructura de soporte	und	40.00	41.75	1,670.00
3.05	Instalación de los inversores de red trifásicos de 40 kW en las estructuras de soporte	und	20.00	65.65	1,313.00
3.06	Cableado y conexionado del conductor tripolar tipo NYY, 1 - 3 x 16 mm²	m	395.00	15.70	6,201.50
	SUB-TOTAL 3 :				103,587.37
4.00	<u>INSTALACIÓN DE TRANSFORMADOR</u>				
4.01	Instalacion del transformador tipo pedestal 280 KVA	und	1.00	1,176.45	1,176.45
	SUB-TOTAL 4 :				1,176.45
5.00	<u>INSTALACIÓN DE LA SALA DE GENERACIÓN, CONTROL Y PROTECCIÓN</u>				
5.01	Instalaciones de baterías LiFePO4, en soportes de A°G° para 64 unidades. Inc. instalación de protección	und	3,072.00	24.70	75,878.40
5.02	Instalación de Inversores bidireccionales 8 KW para bateria- Master, adosado a la pared. Inc. instalación de elementos de protección	und	16.00	658.44	10,535.04
5.03	Instalación de Inversores bidireccionales 8 KW para bateria- Esclavo, adosado a la pared	und	32.00	394.99	12,639.68
5.04	Conexionado entre las baterías LiFePO4 y los Inversores Bidireccionales 3Ø	und	3,072.00	8.13	24,975.36
5.05	Instalación del Centro de Distribución y Transferencia (Multicluster)	und	1.00	2,214.76	2,214.76
5.06	Instalación de Tablero General (380/220) de 1 700 mm x 800 mm, (incluye cableado interno)	und	1.00	553.70	553.70
5.07	Instalación de Tablero General (380/220) de 800 mm x 600 mm; (incluye cableado interno)	und	0.00	442.95	0.00
5.08	Conexionado entre los inversores bireccionales y el Centro de Distribución y Transferencia	und	16.00	139.75	2,236.00
5.09	Adosado en pared de la bandeja de PVC de 0,1 x 0,6 m, para cableado hacia cluster	und	55.50	25.10	1,393.05
	SUB-TOTAL 5 :				130,425.99
6.00	<u>PUESTAS A TIERRA</u>				
6.01	Excavación en Terreno Tipo III (Húmedo)	m³	530.35	114.34	60,640.22
6.02	Instalación y conexionado de malla de conductor de cobre 70 mm², con empalmes en "T", "X", para la Planta Fotovoltaica	cjto	0.50	14,810.28	7,405.14
6.03	Instalación y conexionado de malla de conductor de cobre 35 mm², con empalmes en "T", "X", para la Planta Fotovoltaica	cjto	0.50	14,787.26	7,393.63
6.04	Instalación de electrodo vertical tipo jabalina para conexionado a mallla de puesta a tierra	und	5.00	38.22	191.10
6.05	Instalación de conductor de cobre 50 mm², para aterramiento de pararrayo Franklin	und	4.00	93.27	373.08
6.06	Traslado de tierra de préstamo	m³	378.74	58.75	22,250.98
6.07	Relleno y Compactación de Puesta a Tierra con Material Adecuado	m³	530.27	111.22	58,976.63
	SUB-TOTAL 6 :				157,230.78
7.00	<u>SISTEMA DE PROTECCIÓN</u>				
7.01	Excavación en Terreno Tipo III (Húmedo)	m³	25.92	114.34	2,963.69
7.02	Instalación de pararrayo tipo Franklin	und	4.00	95.83	383.32
	SUB-TOTAL 7 :				3,347.01
8.00	<u>OTRAS INSTALACIONES (SALA DE GENERACIÓN, CONTROL Y PROTECCIÓN)</u>				
8.01	Instalación de tomacorrientes, luminarias, interruptores y tablero general	cjto	0.50	1,231.12	615.56
8.02	Instalación de conductores TW en pared	m	325.80	5.44	1,772.35
8.03	Instalación de sistema contra incendio, extintores portátiles y alumbrados de emergenci	cjto	0.50	631.22	315.61
	SUB-TOTAL 9 :				2,703.52
9.00	<u>OTRAS INSTALACIONES (SALA DE GENERACIÓN, CONTROL Y PROTECCIÓN)</u>				
9.01	Prueba y Puesta en Servicio del Sistema de Generación Fotovoltaico Centralizado	loc	1.00	1,999.12	1,999.12
9.02	Expedientes Técnicos Final Conforme a Obra (1 Original + 3 Copias) y Planos de Concesión Rural de Central de Generación Solar, incluye la presentación digitalizada de Textos y Planos en CD.	loc	1.00	1,236.52	1,236.52
	SUB-TOTAL 10 :				3,235.64
	TOTAL MONTAJE ELECTROMECÁNICO				S/1,212,811.84

ANEXO A.6. EVALUACIÓN ECONÓMICA

COSTOS PRINCIPALES DEL PROYECTO

“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE “MASISEA”, PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI”

I. Inversión de Activos

Item	Descripción	SCGFV	Total Soles (S/) Año 0
A	Suministro de Equipos y Materiales Nacionales	3,009,008.73	3,009,008.73
B	Suministro de Equipos y Materiales Importados CIF	6,669,969.34	6,669,969.34
C	Aranceles	351,051.02	351,051.02
D	Montaje Electromecánico	727,687.10	727,687.10
E	Obras civiles	2,006,005.82	2,006,005.82
F	Mano de Obra No Calificada	485,124.74	485,124.74
G	Transporte de Equipos y Materiales	802,402.33	802,402.33
H	Costo Directo (C.D.)	14,051,249.08	14,051,249.08
I	Gastos Generales	1,405,124.91	1,405,124.91
J	Utilidades (8% C.D.)	1,124,099.93	1,124,099.93
K	Costo Total (Sin I.G.V)	16,580,473.92	16,580,473.92

II. GASTOS PREOPERATIVOS

Item	Descripción	Monto
A	Costos de Supervisión de Obra (Incluye Supervisión de Estudios)	829,023.70
B	Gastos Financieros y de Administración (3,5% de A + 2% de K)	360,625.31
C	Gastos Preoperativos	1,189,649.01

III. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Item	Descripción	Total S/.
A	Costo de Operación	99,673.53
B	Costo de Mantenimiento	232,571.56
C	Total COyM	332,245.09
D	% COyM	2.00%

Total de Inversiones

Item	Descripción	Total S/.
A	Gastos Pre-Operativos	1,189,649.01
	Costos de Supervisión de Obra (Incluye Supervisión de Estudios)	829,023.70
	Gastos Financieros y de Administración (3,5% de A + 2% de K)	360,625.31
B	Costos Directos de Obra	14,051,249.08
	Sistema Fotovoltaico Centralizado	14,051,249.08
D	Gastos Generales	1,405,124.91
	Gastos Generales Directos e Indirectos	1,405,124.91
E	Utilidades	1,124,099.93
	Utilidades 8% C.D. de Obra	1,124,099.93
	Sub Total S/.	17,770,122.93
	I.G.V. S/.	3,198,622.13
	TOTAL S/.	20,968,745.06
	US \$/Abonado	5,646.08

FORMATO N° 01
ANALISIS GENERAL DE LA DEMANDA

	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040	2,041
Habitantes electrificados (Población Beneficiada)	4007	4046	4086	4126	4167	4208	4249	4291	4333	4376	4419	4462	4506	4551	4595	4641	4686	4732	4779	4826	4873
Número de Lotes, Sistema Centralizado																					
Número de lotes totales electrificados	928	937	945	954	963	972	981	990	999	1008	1018	1027	1037	1046	1056	1066	1076	1086	1096	1106	1116
Número de abonados domésticos	871	880	888	897	906	915	924	933	942	951	961	970	980	989	999	1009	1019	1029	1039	1049	1059
Número de abonados de uso general	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Número de unidades de alumbrado Público	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254
Consumo por abonado, Sistema Centralizado																					
Consumo anual por abonado doméstico promedio (kWh-año)	358	365	371	376	381	386	391	395	399	403	407	410	414	417	420	423	426	429	432	435	437
Consumo mensual por abonado doméstico promedio (kWh-mes)	30	30	31	31	32	32	33	33	33	34	34	34	34	35	35	35	36	36	36	36	36
Consumo anual por abonado general promedio(kWh-año)	2,384	2,397	2,409	2,419	2,429	2,438	2,446	2,454	2,461	2,469	2,475	2,482	2,488	2,493	2,499	2,504	2,509	2,514	2,519	2,524	2,528
Consumo mensual por abonado general promedio(kWh-mes)	199	200	201	202	202	203	204	205	205	206	206	207	207	208	208	209	209	210	210	210	211
Consumo anual por alumbrado público(kWh-año)	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76
Consumo mensual por abonado alumbrado público (kWh-mes)	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
Consumo anual, Sistema Centralizado																					
Consumo anual por abonados domésticos (MWh)	312	321	329	337	346	353	361	369	376	383	391	398	405	413	420	427	434	442	449	456	463
Consumo anual por abonados de uso general (MWh)	136	137	137	138	138	139	139	140	140	141	141	141	142	142	142	143	143	143	144	144	144
Consumo anual por alumbrado público (MWh)	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Pérdida de Energía anual (MWh)	31	32	33	33	34	34	35	35	36	36	37	37	37	38	38	39	39	40	40	41	41
Pérdida de Potencia (kW)	17	17	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Potencia Total Requerida (kW)	249	250	251	253	254	256	257	259	260	262	263	265	266	268	269	271	273	274	276	277	279
Energía Total Requerida (MWh)	499	509	518	528	537	546	554	563	571	579	588	596	604	612	620	628	636	644	652	660	667
Energía HP (MWh)	232	237	241	245	250	254	258	262	266	269	273	277	281	285	288	292	296	299	303	307	310
Energía HFP (MWh)	267	272	277	282	287	292	296	301	306	310	314	319	323	327	332	336	340	344	349	353	357

FORMATO N° 02-P: Costos Incrementales a Precios Privados

Rubro		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040	2,041
A.	Costos de Inversión - miles S/.	20,968.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-5,521.7
A.1	Inversiones	17,770.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-5,526.8
1	Inversión en activos	16,580.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.1	Sistema de Generación fotovoltaica	16,580.5																				
	Materiales importados	6,670.0																				
	Aranceles	351.1																				
	Materiales locales	3,009.0																				
	Montaje Electromecánico y Obras Civiles	2,733.7																				
	Mano de obra no calificada	485.1																				
	Transporte de Equipos y Materiales	802.4																				
	Gastos Generales	1,405.1																				
	Utilidades	1,124.1																				
2	Gastos Preoperativos	1,189.6																				
2.1	Costos de Supervisión de Obras	829.0																				
2.2	Gastos Financieros y de Administración	360.6																				
A.2.	Valor Residual (-)																					-5,526.8
A.3.	Impuesto General a la Ventas IGV (18%)	3,198.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-994.8
B.	Costos de Operación y Mantenimiento - miles S/.		392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	6,601.5	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0
B.1	Reposición de Baterías															6,209.5						
B.2.1	Costos de operación-mil S/. (1)		117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6
B.2.2	Costos de mantenimiento-mil S/. (1)		274.4	274.4	274.4	274.4	274.4	274.4	274.4	274.4	274.4	274.4	274.4	274.4	274.4	274.4	274.4	274.4	274.4	274.4	274.4	274.4
C.	Total Costos con Proyecto (A+B)	20,968.7	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	6,601.5	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	-6,129.6
D.	Costos sin Proyecto (2)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
E.	Total de Costos Incrementales (Con IGV)	20,969	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	6,601.5	392.0	392.0	392.0	392.0	392.0	-6,129.6

Nota:

- (1) Los costos de operación, mantenimiento y comercialización se ha determinado en: 2.00% de la inversión inicial como caso Base.
 (2) No se ha considerado, ya que la generación de energía actualmente viene siendo administrada por la municipalidad, los costos de generación son cubiertos por la venta de energía, sin la obtención de ganancias

FORMATO N° 02-S: Costos Incrementales a Precios Sociales

RUBRO	Factor Conver.	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040	2,041
A Costos de Inversión - miles S/.		13,997.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-5,526.8													
A.1 Inversiones		13,997.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-5,526.8
1 Inversión en activos		12,989.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0													
1.1 Sistema de Generación fotovoltaica		12,989.4																				
Materiales importados	0.7	4,887.8																				
Aranceles		0.0																				
Materiales locales	0.8	2,550.1																				
Montaje Electromecánico y Obras Civiles	0.8	2,316.8																				
Mano de obra no calificada	0.8	411.1																				
Transporte de Equipos y Materiales	0.8	680.0																				
Gastos Generales	0.8	1,190.8																				
Utilidades	0.8	952.7																				
2 Gastos Preoperativos		1,008.2																				
2.1 Costos de Supervisión de Obras	0.8	702.6																				
2.2 Gastos Financieros y de Administración	0.8	305.6																				
A.2. Valor Residual (-)		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-5,526.8
A.3. Impuesto General a la Ventas IGV (18%)		0.0																				
B. Costos de Operación y Mantenimiento - miles S/.			281.6	4,741.3	281.6	281.6	281.6	281.6	281.6	281.6												
B.1 Reposición de Baterías	0.8		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4,459.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
B.2.1 Costos de operación-mil S/. (1)	0.8		84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5
B.2.2 Costos de mantenimiento-mil S/. (1)	0.8		197.1	197.1	197.1	197.1	197.1	197.1	197.1	197.1	197.1	197.1	197.1	197.1	197.1	197.1	197.1	197.1	197.1	197.1	197.1	197.1
C. Total Costos con Proyecto (A+B)		13,997.6	281.6	4,741.3	281.6	281.6	281.6	281.6	281.6	-5,245.2												
D. Costos sin Proyecto (2)		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
E. Total de Costos Incrementales (Con IGV)		13,997.6	281.6	4,741.3	281.6	281.6	281.6	281.6	281.6	-5,245.2												

Nota:

- (1) Los costos de operación, mantenimiento y comercialización se ha determinado en: 2.00% de la inversión inicial como caso Base.
- (2) No se ha considerado , ya que la generación de energía actualmente viene siendo administrada por la municipalidad , los costos de generación son cubiertos por la venta de energía, sin la obtención de ganancias

FORMATO N° 03-P: Beneficios Incrementales de a Precios Privados

Ítem	N° Año	Periodo																			
		1 2,022	2 2,023	3 2,024	4 2,025	5 2,026	6 2,027	7 2,028	8 2,029	9 2,030	10 2,031	11 2,032	12 2,033	13 2,034	14 2,035	15 2,036	16 2,037	17 2,038	18 2,039	19 2,040	20 2,041
1.1	Situación con Proyecto - SER																				
	Venta de energía domésticos (Mil S/.)	235.4	241.3	247.3	253.1	258.9	264.4	269.9	275.3	280.6	286.1	291.3	296.7	301.8	307.1	312.4	317.7	322.9	328.1	333.3	338.5
	Venta de energía alumbrado público (Mil S/.)	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6
	Venta de energía uso general (Mil S/.)	137.8	138.5	139.2	139.8	140.3	140.8	141.3	141.8	142.2	142.6	143.0	143.4	143.7	144.1	144.4	144.7	145.0	145.3	145.5	145.8
	Subtotal ventas de energía (Mil S/.)	391	397	404	411	417	423	429	435	440	446	452	458	463	469	474	480	486	491	496	502
	Energía domésticos (MWh)	321.0	329.2	337.5	345.5	353.4	361.0	368.6	376.1	383.3	390.9	398.1	405.5	412.5	419.8	427.0	434.3	441.6	448.7	455.8	463.0
	Energía alumbrado público (MWh)	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2
	Energía uso general (MWh)	135.9	136.6	137.3	137.9	138.4	138.9	139.4	139.9	140.3	140.7	141.1	141.5	141.8	142.1	142.4	142.7	143.0	143.3	143.6	143.9
1.2	Beneficios incrementales (Mil S/.)	391	397	404	411	417	423	429	435	440	446	452	458	463	469	474	480	486	491	496	502

(1) Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad Vigente noviembre 2021

Tarifa BT5B: SER Pucallpa-Campo Verde	Unid.	Inc. JGV	Inc. IGV
Cargo fijo	S./mes	4.78	
Cargo por Energía Activa	cS/kW-h	72.03	101.16
Tarifa Alumbrado público BT5C: SER Pucallpa Campo verde	cS/kW-h	91.85	

<100kwh/mes

N° Año	Periodo																			
	1 2,022	2 2,023	3 2,024	4 2,025	5 2,026	6 2,027	7 2,028	8 2,029	9 2,030	10 2,031	11 2,032	12 2,033	13 2,034	14 2,035	15 2,036	16 2,037	17 2,038	18 2,039	19 2,040	20 2,041
Beneficios incrementales totales (2.2) (Mil S/.)	391	397	404	411	417	423	429	435	440	446	452	458	463	469	474	480	486	491	496	502

FORMATO N° 03-S: Beneficios incrementales a Precios Sociales

Item	Descripción	Periodo																			
		1 2,022	2 2,023	3 2,024	4 2,025	5 2,026	6 2,027	7 2,028	8 2,029	9 2,030	10 2,031	11 2,032	12 2,033	13 2,034	14 2,035	15 2,036	16 2,037	17 2,038	18 2,039	19 2,040	20 2,041
1.1	Situación con Proyecto																				
	Beneficio económico por iluminación	750	756	763	770	778	785	792	799	806	814	822	830	837	845	853	861	869	877	885	893
	Beneficio económico por información (Radio y TV)	262	265	267	270	272	275	277	280	282	285	288	290	293	296	298	301	304	307	310	312
	Voluntad de pago por refrigeración	586	591	596	602	608	613	619	624	630	636	642	648	654	660	666	673	679	685	691	698
	Beneficio económico por otros usos	271	277	282	287	292	298	302	307	312	317	322	326	331	335	340	344	349	353	358	362
	Sub total beneficios económicos	1,868	1,888	1,908	1,929	1,950	1,970	1,990	2,011	2,031	2,052	2,073	2,094	2,114	2,136	2,157	2,179	2,201	2,222	2,244	2,265
1.2	Beneficios incrementales- (Mil S/.)	1,868	1,888	1,908	1,929	1,950	1,970	1,990	2,011	2,031	2,052	2,073	2,094	2,114	2,136	2,157	2,179	2,201	2,222	2,244	2,265
	N° de abonados totales	937	945	954	963	972	981	990	999	1,008	1,018	1,027	1,037	1,046	1,056	1,066	1,076	1,086	1,096	1,106	1,116

	N° Año	Periodo																			
		1 2,022	2 2,023	3 2,024	4 2,025	5 2,026	6 2,027	7 2,028	8 2,029	9 2,030	10 2,031	11 2,032	12 2,033	13 2,034	14 2,035	15 2,036	16 2,037	17 2,038	18 2,039	19 2,040	20 2,041
	Beneficios incrementales totales (1.2) + (2.2) (Mil S/.)	1,868	1,888	1,908	1,929	1,950	1,970	1,990	2,011	2,031	2,052	2,073	2,094	2,114	2,136	2,157	2,179	2,201	2,222	2,244	2,265

Variables Importantes (Precios Sociales) (*)

- **Beneficios en iluminación, información, refrigeración y otros**

Tipo de Localidad	Valor
Beneficio anual por iluminación:	800.00 S/. / abonado
Beneficio anual por Información (Radio y televisión):	280.00 S/. / abonado
Beneficio anual por refrigeración:	625.00 S/. / abonado
Beneficio anual por otros usos:	0.60 S/. / kwh
Total beneficio anual por tipo de abonado con refrigeración: S/.	1,705.60 S/. / abonado
Total beneficio anual por tipo de abonado sin refrigeración: S/.	1,080.60 S/. / abonado

(*) **Beneficios sociales establecidos por Ministerio de Economía y Finanzas / Manual de formulación de proyectos de inversión para la mejora de la electrificación en el ambito Rural**

Formato N° 04: Valor Actual de los Beneficios Netos a Precios Privados y Sociales

Item	Descripción	Período	Años																			
			N° Año	0 2,021	1 2,022	2 2,023	3 2,024	4 2,025	5 2,026	6 2,027	7 2,028	8 2,029	9 2,030	10 2,031	11 2,032	12 2,033	13 2,034	14 2,035	15 2,036	16 2,037	17 2,038	18 2,039
A Precios Privados																						
1	Beneficios Incrementales (mil S/.)		390.79	397.42	404.09	410.54	416.86	422.88	428.84	434.75	440.44	446.37	451.96	457.70	463.17	468.80	474.37	479.98	485.53	491.01	496.44	501.90
2	Costos Incrementales (mil S/.)	20,969	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	6,602	392	392	392	392	392	-6,130
3	Beneficios Netos (mil S/.)	-20,969	-1	5	12	18	25	31	37	43	48	54	60	66	71	-6,133	82	88	93	99	104	6,632
A Precios Sociales																						
1	Benefic. Incrementales sociales-mil S/.		1,868	1,888	1,908	1,929	1,950	1,970	1,990	2,011	2,031	2,052	2,073	2,094	2,114	2,136	2,157	2,179	2,201	2,222	2,244	2,265
2	Costos Incrementales sociales -mil S/.	13,998	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	4,741	282	282	282	282	282	-5,245
3	Beneficios Netos Sociales -mil S/.	-13,998	1,587	1,606	1,627	1,648	1,668	1,689	1,709	1,729	1,749	1,771	1,791	1,813	1,833	-2,606	1,876	1,897	1,919	1,941	1,962	7,510

Indicadores Evaluados	Indicadores	
	Privados	Sociales
Tasa de Descuento %	12%	8%
VAN mil S/.	-21 296	2667. 17
TIR (%)	N.A.	10.29%
B/C	-0.02	1.19
Tiempo de Repago	N.A.	9.00

FORMATO N° 05: Analisis de Sostenibilidad del Proyecto

- | | |
|---|---|
| 1 Entidad que se hará cargo de la operación y mantenimiento | : Empresa de Servicio Público de Electricidad - ELECTRO UCAYALI S.A |
| 2 Capacidad técnica y logística | : Empresa de Servicio Público de Electricidad - ELECTRO UCAYALI S.A |
| 3 Participación de la población beneficiaria | : La participación de los beneficiarios durante la ejecución de obras del proyecto, será con mano de obra no calificada |
| 4 Flujos de costo de operación | En la etapa de operación, la participación de los beneficiarios se hará a través de pago de su facturación mensual por el servicio de energía eléctrica |

Caso	Costos y Fuentes	Años																			
		2,022 1	2,023 2	2,024 3	2,025 4	2,026 5	2,027 6	2,028 7	2,029 8	2,030 9	2,031 10	2,032 11	2,033 12	2,034 13	2,035 14	2,036 15	2,037 16	2,038 17	2,039 18	2,040 19	2,041 20
	Costos de O&Mtto. SER (mil S/.)	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392
	Venta de energía (mil S/.)	391	397	404	411	417	423	429	435	440	446	452	458	463	469	474	480	486	491	496	502
	Cobertura %	100%	101%	103%	105%	106%	108%	109%	111%	112%	114%	115%	117%	118%	120%	121%	122%	124%	125%	127%	128%
	Cobertura miles S/. - Caso Base	-1.26	5.37	12.04	18.49	24.81	30.83	36.79	42.71	48.40	54.32	59.91	65.65	71.12	76.75	82.32	87.93	93.48	98.96	104.39	109.85
	VAN Cobertura (12%) =	300 miles S/.																			
(2)	Sensibilidad con COyM al +10 %																				
10%	Cobertura (Sensibilidad COyM-SFV 10%)	91%	92%	94%	95%	97%	98%	99%	101%	102%	104%	105%	106%	107%	109%	110%	111%	113%	114%	115%	116%
	COBERTURA miles S/.	-40	-34	-27	-21	-14	-8	-2	4	9	15	21	26	32	38	43	49	54	60	65	71
(3)	Sensibilidad con COyM al -10 %																				
-10%	Cobertura (Sensibilidad COyM-SFV -10%)	111%	113%	115%	116%	118%	120%	122%	123%	125%	127%	128%	130%	131%	133%	134%	136%	138%	139%	141%	142%
	COBERTURA miles S/.	38	45	51	58	64	70	76	82	88	94	99	105	110	116	122	127	133	138	144	149
(4)	Sensibilidad de la demanda (10)%																				
	Cobertura %	110%	112%	113%	115%	117%	119%	120%	122%	124%	125%	127%	128%	130%	132%	133%	135%	136%	138%	139%	141%
	COBERTURA miles S/.	38	45	52	60	66	73	80	86	92	99	105	111	117	124	130	136	142	148	154	160

Formato N° 06: Analisis de Sensibilidad a Precios Privados y Sociales

Variables	Variaciones Porcentuales	Indicadores Económicos			
		A Precios Privados		A Precios Sociales	
		VAN (miles S/.)	TIR (%)	VAN (miles S/.)	TIR (%)
Variable 1:	10%	-20,993	N.A.	2,667	10.3%
Variaciones en el precio de la tarifa de venta de energía, y potencia	0%	-21,296	N.A.	2,667	10.3%
	-10%	-21,599	N.A.	2,667	10.3%
	Variable 2:	10%	-23,325	N.A.	1,386
Variaciones en las Inversiones	0%	-21,296	N.A.	2,667	10.3%
	-10%	-19,267	N.A.	3,948	11.7%
	Variable 3:	10%	-21,098	N.A.	2,667
Variaciones de la Demanda de Energía	0%	-21,296	N.A.	2,667	10.3%
	-10%	-21,494	N.A.	2,667	10.3%
	Variable 4:	10%	-21,589	N.A.	2,391
% COyM (SER)	0%	-21,296	N.A.	2,667	10.3%
	-10%	-21,003	N.A.	2,944	10.5%
	Variable 5:	10%	-21,296	N.A.	2,667
Variaciones en el beneficio social por iluminación	0%	-21,296	N.A.	2,667	10.3%
	-10%	-21,296	N.A.	2,667	10.3%
	Variable 6:	10%	-21,296	N.A.	2,942
Variaciones en el beneficio social por Radio y TV	0%	-21,296	N.A.	2,667	10.3%
	-10%	-21,296	N.A.	2,392	10.1%
	Variable 7:	10%	-21,296	N.A.	3,281
Variaciones en el beneficio social por Refrigeración	0%	-21,296	N.A.	2,667	10.3%
	-10%	-21,296	N.A.	2,053	9.8%

FORMATO F-07 : CÁLCULO DE LA HUELLA DE CARBONO - ISO 14064-1

La huella de carbono es el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que contribuyen al cambio climático , y este se expresa en "tnCO2 eq"

Para realizar el cálculo de las emisiones de dióxido de carbono equivalente, la fórmula general que se utiliza es la siguiente :

$$Ton CO_{2e} = \Sigma E / año \times FE \times PCG$$

Donde :

- ΣE : sumatoria de las emisiones
- FE : Factor de emisión
- PCG : Potencial de Calentamiento Global

De acuerdo al Estudio de Mercado realizado, se ha calculado la proyección de energía kWh/año

Consumo anual de Energía	2022 Año1	2023 Año2	2024 Año3	2025 Año4	2026 Año5	2027 Año6	2028 Año7	2029 Año8	2030 Año9	2031 Año10
kWh	562,779	572,232	581,784	591,045	600,126	608,784	617,383	625,917	634,140	642,725

Consumo anual de Energía	2032 Año11	2033 Año12	2034 Año13	2035 Año14	2036 Año15	2037 Año16	2038 Año17	2039 Año18	2040 Año19	2041 Año20
kWh	650,806	659,128	667,059	675,235	683,331	691,482	699,555	707,534	715,440	723,390

De acuerdo a la tabla de Factores de emisión en el sector energía , elaborado por el Instituto Meteorológico Nacional de Nicaragua :

USO DE ELECTRICIDAD

Sector energía

El factor de emisión en el sector electricidad varía anualmente, los factores para los últimos seis años se indican a continuación:

Año	Factor de emisión kg CO ₂ e/kWh	Incertidumbres	
		Límite inferior	Límite superior
2019	0,0365	1,37%	1,37%
2018	0,0395	ND	ND
2017	0,049	ND	ND
2016	0,0557	ND	ND
2015	0,0381	ND	ND
2014	0,1170	ND	ND

36.5 kg CO₂ / MWh

Asimismo, tenemos los Potenciales de calentamiento global, para cada Gas emitido , elaborado por el Instituto Meteorológico Nacional de Nicaragua :

Gas	Potencial de calentamiento Horizonte: 100 años
CO ₂	1
CH ₄	21
N ₂ O	310
HFC 134a	1 300
HFC 152a	140
R402a	2 447
R402b	2 150
R404a	3 260
R404B	3 260
R407c	1 526
R410a	1 725
R507	3 300
R508B	10 350
ISCEN MO49	2 230

Entonces, tenemos de las tablas , considerando el Gas base al CO₂ :

- ΣE : sumatoria de las emisiones anuales "kWh"
- FE : Factor de emisión "Kg CO₂/kWh"
- PCG : Potencial de Calentamiento Global

$$Ton CO_{2e} = \Sigma E / año \times 0.0365 \times 1$$

Consumo anual de Energía	2022 Año1	2023 Año2	2024 Año3	2025 Año4	2026 Año5	2027 Año6	2028 Año7	2029 Año8	2030 Año9	2031 Año10
kWh	562,779	572,232	581,784	591,045	600,126	608,784	617,383	625,917	634,140	642,725
Factor de Emisión Kg CO ₂ /kWh	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365
PCG	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Huella de Carbono Ton CO _{2e}	20.54	20.89	21.24	21.57	21.90	22.22	22.53	22.85	23.15	23.46

Consumo anual de Energía	2032 Año11	2033 Año12	2034 Año13	2035 Año14	2036 Año15	2037 Año16	2038 Año17	2039 Año18	2040 Año19	2041 Año20
kWh	650,806	659,128	667,059	675,235	683,331	691,482	699,555	707,534	715,440	723,390
Factor de Emisión Kg CO ₂ /kWh	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365
PCG	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Huella de Carbono Ton CO _{2e}	23.75	24.06	24.35	24.65	24.94	25.24	25.53	25.83	26.11	26.40

PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO

1. DESCRIPCION DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN

La operación estará a cargo del concesionario de Electricidad al cual se le otorgo dicha concesión una vez ejecutadas las obras, en este caso ElectroUcayali S.A. Este tendrá como actividad principal la Facturación correspondiente a cada usuario de manera mensual de acuerdo a la opción Tarifaria BT5B rural asignada. Asimismo, la actividad de Operación comprende el registro y lectura correspondiente de manera mensual, y la permanente asistencia técnica al sistema fotovoltaico centralizado. En el caso de averías donde se requiera estrictamente la necesidad del encendido del Grupo electrógeno existente, dicha actividad será de responsabilidad del concesionario con la finalidad de garantizar la confiabilidad y operatividad del sistema.

2. DESCRIPCION DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

El mantenimiento permite maximizar el rendimiento del sistema fotovoltaico y tomar medidas para prevenir posibles fallas futuras. Se sugiere llevar a cabo los trabajos de mantenimiento en la mañana o tarde en la noche para evitar el estrés por calor, reducir al mínimo el peligro por descarga eléctrica, y reducir al mínimo las pérdidas de producción. Las actividades del mantenimiento se dividen en cinco áreas de actividad siendo estas: Inspección, limpieza, servicios, pruebas y respuesta en caso de emergencia. A continuación, se describe las actividades propias del mantenimiento preventivo:

Área de Actividad	Componente	Descripción	Frecuencia	Proveedor de Servicios
Limpieza	Módulo FV	Limpiar los módulos FV según las instrucciones del fabricante.	Mensual	Concesionario a cargo de la Operación y Mantenimiento.
Inspección	Sistema FV	Escanear con cámara termografica para identificar conexiones flojas. Incluyendo todas las cajas de conexión.	Cada dos años	Electricista Especialista en Sistemas fotovoltaicos.
Respuesta en caso de emergencia	Sistema FV	Concesionario de Electricidad disponible las 24 hrs.	Permanente	Electricista Especialista en Sistemas fotovoltaicos.
Inspección	Cajas de conexión CC-CA	Inspeccionar las cajas eléctricas por corrosión o intrusión de agua o insectos. Limpiar o secar y sellar cajas si es necesario	Semestral	Electricista Especialista en Sistemas fotovoltaicos.

TESIS: “DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE "MASISEA", PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI”

Área de Actividad	Componente	Descripción	Frecuencia	Proveedor de Servicios
Inspección	Cajas de conexión CC-CA	Comprobar fusibles y que todas las conexiones eléctricas estén apretadas.	Semestral	Electricista Especialista en Sistemas fotovoltaicos.
Inspección	Protecciones CC-CA	Verificar el funcionamiento de los interruptores y dispositivos de protección.	Anual	Electricista
Medición	Toma de Tierra	Probar la toma de tierra de sistema con medidor	Anual	Electricista Especialista en Sistemas fotovoltaicos.
Inspección	Cableado CC y CA	Inspeccionar el cableado para detectar signos de grietas, defectos, desconexiones, sobrecalentamiento, cortos circuitos, fallas a tierra, y plagas.	Anual	Electricista Especialista en Sistemas fotovoltaicos.
Inspección	Inversores	Observar indicadores operacionales en la pantalla del inversor o en el monitoreo para garantizar que la cantidad de energía que se genera es la adecuada bajo las condiciones ambientales. Compara las lecturas con diagnóstico de referencia.	Mensual	Electricista Especialista en Sistemas fotovoltaicos.
Inspección	Arreglo FV	Prueba de voltaje de circuito abierto de strings, revisar componentes por corrosión, revisar firmeza de fijación de los módulos, reapretar los tornillos, notificar cualquier daño, inspección del sistema de montaje.	Anual	Electricista o Mecánico electricista.
Inspección	Módulo FV	Utilizar cámara termografica para inspeccionar por puntos calientes ; falla del diodo de bypass.	En caso de sospecha.	Electricista Especialista en Sistemas fotovoltaicos.
Servicio	Inversor, Regulador de carga	Instalar las actualizaciones recientes de software para adquisición de datos o programación de los sistemas de monitoreo.	Según el fabricante.	Especialista en dispositivos fotovoltaicos.
Servicio/prueba	Módulo FV	Reemplazar módulos que exhiben quebraduras del vidrio,	Según necesidad, como	Electricista Especialista en

TESIS: “DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LOCALIDAD DE "MASISEA", PROVINCIA CORONEL PORTILLO, REGIÓN UCAYALI”

Área de Actividad	Componente	Descripción	Frecuencia	Proveedor de Servicios
		falla del diodo bypass, puntos de temperaturas altas. Probar módulos con formación de burbuja, delaminación u otros espectacularidades.	mínimo anual	Sistemas fotovoltaicos.
Servicio	Inversor, banco de baterías, reguladores de carga	Limpiar el polvo (aspirar) de las aletas disipadoras de calor, de las superficies de los bancos de baterías, reguladores de carga.	Anual	Electricista