

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y
MECÁNICA**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**PROPUESTAS DE ELECTRIFICACIÓN PARA SUMINISTRAR
ENERGÍA ELÉCTRICA A LOCALIDADES AISLADAS AL
SISTEMA CONVENCIONAL DE DISTRIBUCIÓN TAHUAPALCA –
COPORAQUE - ESPINAR 2023**

PRESENTADO POR:

BR. MABEL CHUCTAYA AMARU

BR. CARLOS FRANCISCO CHULLA MONTES

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

ASESOR:

DR. JOSE WILFREDO CALLASI QUISPE

CUSCO-PERÚ

2024

INFORME DE ORIGINALIDAD

(Aprobado por Resolución Nro. CU-303-2020-UNSAAC)

El que suscribe, **Asesor** del trabajo de investigación/tesis titulada: "Propuestas de Electrificación para Suministrar Energía Eléctrica a Localidades Aisladas al Sistema Convencional de Distribución Tahuapalca - Coporaque - Espinar 2023"

presentado por: **Mabel Chuctaya Amaru** con DNI Nro.: **46601466** presentado por: **Carlos Francisco Chulla Montes** con DNI Nro.: **71853186** para optar el título profesional/grado académico de **Ingeniero Electricista**

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por **1** veces, mediante el Software Antiplagio, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso de Sistema Antiplagio de la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de **02**%.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No se considera plagio.	X
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las correcciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, quien a su vez eleva el informe a la autoridad académica para que tome las acciones correspondientes. Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y adjunto la primera página del reporte del Sistema Antiplagio.

Cusco, **12** de **diciembre** de 20**24**

Firma

Post firma **José W. Collasi**

Nro. de DNI **23812797**


ORCID del Asesor **0000-0003-0714-4499**

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema Antiplagio: **oid: 27259:413090398**

Chullay chuctaya

TESIS CHUCTAYA - CHULLA V-FINAL3.pdf

 Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:413090398

172 Páginas

Fecha de entrega

5 dic 2024, 6:27 p.m. GMT-5

28,424 Palabras

Fecha de descarga

8 dic 2024, 10:25 p.m. GMT-5

164,899 Caracteres

Nombre de archivo

TESIS CHUCTAYA - CHULLA V-FINAL3.pdf

Tamaño de archivo

7.9 MB




2% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe


- Bibliografía
- Texto citado
- Texto mencionado
- Coincidencias menores (menos de 20 palabras)

Fuentes principales

- 2%  Fuentes de Internet
- 0%  Publicaciones
- 1%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alerta de integridad para revisión

-  **Texto oculto**
33 caracteres sospechosos en N.º de páginas
El texto es alterado para mezclarse con el fondo blanco del documento.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

AGRADECIMIENTO

“A nuestras familias, cuyo amor y apoyo incondicional nos han inspirado a lo largo de este camino. Su confianza en nosotros y su constante motivación fueron esenciales para alcanzar este logro. Nuestra gratitud también se extiende a nuestros amigos, quienes nos brindaron su apoyo emocional y estuvieron a nuestro lado en cada paso del proceso. Sus palabras de ánimo y su presencia fueron invaluable.”

Los autores

DEDICATORIA

“A mi familia, por ser mi pilar inquebrantable. A mis padres, por inculcarme el valor del esfuerzo y la dedicación, y a mis hermanos, por su constante apoyo y amor incondicional. Gracias por creer en mí y por motivarme a alcanzar mis sueños.”

MABEL CHUCTAYA AMARU

DEDICATORIA

“A mis amigos, por ser mi fuente de alegría y apoyo constante. Gracias por estar siempre a mi lado, por sus palabras de aliento y por compartir conmigo los momentos más especiales de este recorrido. Su amistad ha sido una luz en mi vida.”

CARLOS FRANCISCO CHULLA MONTES

INTRODUCCIÓN

La electrificación de localidades aisladas y de difícil acceso representa un desafío significativo en la planificación de infraestructuras energéticas. En este contexto, el estudio se centra en el análisis y evaluación de diversas alternativas de electrificación para las localidades de Tahuapalca, Coporaque y Espinar. Este análisis tiene como objetivo principal determinar la solución más eficiente y viable para satisfacer las necesidades energéticas de estas comunidades, tomando en cuenta tanto aspectos técnicos como económicos.

El primer objetivo del estudio es analizar las características técnicas particulares de las localidades seleccionadas, incluyendo su demanda máxima y la capacidad de generación requerida. Este análisis es fundamental para entender las necesidades específicas de cada área y guiar la elección de la tecnología más adecuada.

El segundo objetivo consiste en evaluar las tecnologías de electrificación disponibles, que incluyen el sistema convencional de distribución, la generación centralizada fotovoltaica, y el sistema fotovoltaico individual. Cada una de estas tecnologías presenta ventajas y desventajas que se deben considerar en función de las limitaciones y necesidades identificadas en las localidades seleccionadas.

Finalmente, el tercer objetivo es proponer una alternativa de electrificación que satisfaga de manera óptima las necesidades energéticas de las localidades estudiadas. Para ello, se realiza una evaluación exhaustiva de la viabilidad técnica y económica de cada opción, con el fin de seleccionar la solución más adecuada.

RESUMEN

Esta tesis aborda la electrificación de las localidades de Tahuapalca, Coporaque y Espinar, situadas en el sur del Perú, mediante un análisis exhaustivo de diferentes alternativas de electrificación. El estudio se estructura en cinco capítulos principales que abordan aspectos clave del proyecto.

Capítulo 1: Aspectos Generales

En este capítulo se presenta una introducción al problema de electrificación en áreas remotas, detallando la importancia del acceso a energía confiable para el desarrollo económico y social. Se establecen los objetivos de la tesis y se describe el contexto de las localidades en estudio, proporcionando una visión general del desafío y la necesidad de encontrar soluciones energéticas adecuadas.

Capítulo 2: Marco Teórico

Este capítulo revisa las tecnologías y conceptos fundamentales relacionados con la electrificación, incluyendo los principios de los sistemas de distribución convencional, generación centralizada fotovoltaica y sistemas fotovoltaicos individuales. Se exploran las características de cada tecnología y se discuten sus aplicaciones y limitaciones en contextos similares.

Capítulo 3: Características Técnicas, Demanda Máxima y Capacidad de Generación de las Localidades Aisladas al Sistema Convencional

Aquí se analiza en detalle la demanda energética y las características técnicas de las localidades seleccionadas. Se evalúa la capacidad de generación necesaria para satisfacer la demanda máxima en un contexto de electrificación convencional, identificando los requerimientos específicos para cada localidad y los desafíos asociados a la implementación de redes eléctricas extensas.

Capítulo 4: Alternativas de Electrificación para el Sector Tahuapalca -

Coporaque – Espinar

En este capítulo se presentan y comparan tres alternativas de electrificación: el sistema convencional de distribución, la generación centralizada fotovoltaica y el sistema fotovoltaico individual. Se analizan las ventajas y desventajas de cada opción, considerando factores como costos, eficiencia, sostenibilidad y viabilidad técnica en el contexto específico de las localidades estudiadas.

Capítulo 5: Evaluación Técnica y Económica de la Alternativa Propuesta

Finalmente, se lleva a cabo una evaluación técnica y económica de las alternativas consideradas. Se comparan los costos y beneficios de cada opción, destacando que la generación centralizada fotovoltaica como la alternativa más adecuada. Este sistema ofrece un equilibrio óptimo entre costo, eficiencia y sostenibilidad, proporcionando una solución viable y económica para la electrificación de las localidades de Tahuapalca, Coporaque y Espinar. Además, se obtienen valores clave como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la relación beneficio - costo, que respaldan la viabilidad financiera del proyecto y consolidan su elección como la opción más favorable.

En conclusión, la generación centralizada fotovoltaica se recomienda como la mejor alternativa para satisfacer las necesidades energéticas de las localidades en estudio, debido a su eficiencia, sostenibilidad y viabilidad económica en comparación con las otras opciones evaluadas.

Palabras claves: Electrificación rural, localidades aisladas, generación centralizada, energía solar, redes de distribución, sistema convencional.

ABSTRACT

This thesis addresses the electrification of the towns of Tahuapalca, Coporaque and Espinar, located in southern Peru, through a comprehensive analysis of different electrification alternatives. The study is structured in five main chapters that address key aspects of the project.

Chapter 1: General Aspects

This chapter presents an introduction to the problem of electrification in remote areas, detailing the importance of access to reliable energy for economic and social development. The objectives of the thesis are established and the context of the localities under study is described, providing an overview of the challenge and the need to find adequate energy solutions.

Chapter 2: Theoretical Framework

This chapter reviews the fundamental technologies and concepts related to electrification, including the principles of conventional distribution systems, centralized photovoltaic generation and individual photovoltaic systems. The characteristics of each technology are explored and their applications and limitations in similar contexts are discussed.

Chapter 3: Technical Characteristics, Maximum Demand and Generation Capacity of Localities Isolated from the Conventional System

Here, the energy demand and technical characteristics of the selected localities are analyzed in detail. The generation capacity necessary to satisfy the maximum demand in a conventional electrification context is evaluated, identifying the specific requirements for each locality and the challenges associated with the implementation of extensive electrical networks.

Chapter 4: Electrification Alternatives for the Tahuapalca - Coporaque - Espinar Sector

In this chapter, three electrification alternatives are presented and compared: the conventional distribution system, centralized photovoltaic generation and the individual photovoltaic system. The advantages and disadvantages of each option are analyzed,

considering factors such as costs, efficiency, sustainability and technical viability in the specific context of the localities studied.

Chapter 5: Technical and Economic Evaluation of the Proposed Alternative

Finally, a technical and economic evaluation of the alternatives considered is carried out. The costs and benefits of each option are compared, highlighting centralized photovoltaic generation as the most suitable alternative. This system offers an optimal balance between cost, efficiency and sustainability, providing a viable and economic solution for the electrification of the towns of Tahuapalca, Coporaque and Espinar. In addition, key values such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and the benefit-cost ratio are obtained, which support the financial viability of the project and consolidate its choice as the most favorable option.

In conclusion, centralized photovoltaic generation is recommended as the best alternative to meet the energy needs of the towns under study, due to its efficiency, sustainability and economic viability compared to the other options evaluated.

Keywords: Rural electrification, isolated localities, centralized generation, solar energy, distribution networks, conventional system.

INDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	ii
DEDICATORIA.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
INTRODUCCIÓN	v
RESUMEN.....	vi
ABSTRACT.....	viii
CAPÍTULO I.....	1
1. ASPECTOS GENERALES.....	1
1.1. Introducción	1
1.2. Ubicación Geográfica	1
1.3. El Problema.....	3
1.4. Formulación del Problema.....	5
1.4.1. Problema General.....	5
1.4.2. Problemas Específicos	5
1.5. Objetivos	5
1.5.1. Objetivo General	5
1.5.2. Objetivos Específicos.....	6
1.6. Justificación del Trabajo	6
1.7. Alcances y Limitaciones	7
1.7.1. Alcances	7
1.7.2. Limitaciones.....	7
1.8. Hipótesis de la Investigación	7
1.8.1. Hipótesis General.....	7

1.9.	Operacionalización De Variables	8
1.10.	Metodología	9
1.10.1.	Tipo de Investigación.....	9
1.10.2.	Nivel de Investigación	9
1.10.3.	Método de Investigación.....	9
1.10.4.	Enfoque de la Investigación.....	9
1.11.	Población y Muestra	10
1.11.1.	Población.....	10
1.11.2.	Muestra	10
1.12.	Técnicas de Recolección de Datos.....	10
1.13.	Procesamiento de Datos	10
1.14.	Matriz de Consistencia.....	10
CAPÍTULO II	13
2.	MARCO TEÓRICO	13
2.1.	Introducción	13
2.2.	Antecedentes de la Investigación.....	13
2.2.1.	Antecedentes Internacionales.....	13
2.2.2.	Antecedentes nacionales	16
2.3.	Marco teórico	19
2.4.	Suministro de energía eléctrica.....	19
2.5.	Características de la Carga Eléctrica.....	19
2.5.1.	Demanda Máxima.....	19
2.5.2.	Potencia Eléctrica.....	20
2.5.3.	Potencia aparente	20
2.5.4.	Factor de Potencia.....	21

2.5.5.	Demanda Eléctrica	21
2.5.6.	Factor de Carga	21
2.5.7.	Curva de la Demanda	22
2.6.	Distancia Geométrica De La Red.....	22
2.6.1.	Estudio de la Carga Eléctrica	23
2.6.2.	Carga Eléctrica	23
2.6.3.	Densidad de Carga	23
2.6.4.	Distribución de Carga	24
2.7.	Alternativas De Electrificación	24
2.7.1.	Sistema Convencional.....	24
2.7.2.	Sistema Fotovoltaico Centralizado	30
2.7.3.	Sistema Fotovoltaico Individual	36
2.8.	Bases Normativas.....	42
CAPÍTULO III.....		49
3. DEMANDA ELECTRICA Y POTENCIA DE GENERACION DE LAS LOCALIDADES DE TAHUAPALCA I II Y III		49
3.1.	Introducción	49
3.2.	Descripción De La Zona Involucrada	49
3.3.	Descripción Geográfica	50
3.4.	Información Del Sistema De Distribución Actual	52
3.4.1.	Datos Técnicos Del Alimentador TI – 01	52
3.4.2.	Análisis Del Sistema De Distribución Primario	53
3.5.	Desafíos para la Electrificación de las localidades involucradas.....	54
3.6.	Demanda máxima Localidades de Tahuapalca.....	55
3.6.1.	Demanda Diaria Por Lote	55

3.6.2.	Tahuapalca I.....	57
3.6.3.	Tahuapalca II	58
3.6.4.	Tahuapalca III	59
3.1.	Potencia de Generación Localidades de Tahuapalca	59
CAPÍTULO IV		60
4. ALTERNATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN PARA EL SECTOR TAHUAPALCA - COPORAQUE - ESPINAR		60
4.1.	Introducción	60
4.2.	Alternativas para el suministro eléctrico.....	60
4.3.	Sistema Fotovoltaico Centralizada.....	60
4.3.1.	Potencia solar en la localidad de Tahuapalca – Coporaque	61
4.3.2.	Diseño del sistema de generación fotovoltaica centralizada.....	63
4.3.3.	Red de distribución eléctrica para el sistema de generación centralizada ...	76
4.3.4.	Red Primaria sistema de generación centralizada.....	79
4.3.5.	Red Secundaria sistema de generación centralizada.....	83
4.3.6.	Diagrama unifilar para el sistema de generación centralizada.....	87
4.4.	Sistema Fotovoltaico individual	91
4.4.1.	Cálculo de la corriente requerida	92
4.4.2.	Datos del panel Fotovoltaico	92
4.5.	Sistema de Distribución Convencional.....	97
4.5.1.	Punto de Diseño	98
4.5.2.	Líneas Primarias y Redes Primarias para el sistema convencional	98
4.5.3.	Redes Secundarias para el sistema convencional	101
CAPÍTULO V.....		102
5. SELECCIÓN DE LA PROPUESTA DE ELECTRIFICACIÓN		

CONSIDERANDO LA EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS PLANTEADAS.....	102
5.1. Introducción	102
5.2. Evaluación Técnica de la Alternativa Propuesta.....	102
5.2.1. Sistema Fotovoltaico Centralizado	102
5.2.2. Sistema Fotovoltaico Individual	103
5.2.3. Sistema de Distribución Convencional	104
5.3. Evaluación Económica de la Alternativa Propuesta	105
5.3.1. Sistema Fotovoltaico Centralizado	105
5.3.2. Sistema Fotovoltaico Individual	105
5.3.3. Sistema de Distribución Convencional	106
5.3.4. Análisis Comparativo.....	108
5.4. Viabilidad Económica de la Alternativa Seleccionada	111
5.4.1. Flujo de Caja	111
5.4.2. Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)	115
5.4.3. Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR).....	116
5.4.4. Relación Beneficio-Costo	117
5.4.5. Periodo de recuperación.....	118
5.4.6. Tarifa De Energía Para Recuperar La Inversión Final.....	120
CONCLUSIONES.....	122
SUGERENCIAS.....	124
BIBLIOGRAFÍA.....	125
ANEXOS.....	128

Índice De Tablas

Tabla 3.1 <i>Datos técnicos alimentador TI 01</i>	53
Tabla 3.2 <i>Artefactos utilizados por vivienda</i>	55
Tabla 3.3 <i>Demanda diaria para los diferentes intervalos diarios</i>	57
Tabla 3.4 <i>Demanda máxima Localidad Tahuapalca I</i>	58
Tabla 3.5 <i>Demanda máxima Localidad Tahuapalca II</i>	58
Tabla 3.6 <i>Demanda máxima Localidad Tahuapalca III</i>	59
Tabla 4.1 <i>Reporte solar de localidad de Tahuapalca</i>	62
Tabla 4.2 <i>Parámetros de diseño Tahuapalca I</i>	64
Tabla 4.3 <i>Parámetros de diseño Tahuapalca II y III</i>	64
Tabla 4.4 <i>Datos de operación del sistema de generación</i>	92
Tabla 4.5 <i>Características técnicas del panel fotovoltaico</i>	93
Tabla 4.6 <i>Datos de la Batería</i>	95
Tabla 4.7 <i>Especificaciones Técnicas controlador de carga</i>	96
Tabla 4.8 <i>Especificaciones Técnicas del Inversor</i>	97
Tabla 5.1 <i>Tabla comparativa para la evaluación técnica</i>	108
Tabla 5.2 <i>Tabla resumen de los costos de inversión de cada alternativa</i>	109
Tabla 5.3 <i>Tabla comparativa para la evaluación económica</i>	110
Tabla 5.4 <i>Flujo de caja para la alternativa seleccionada</i>	112
Tabla 5.5 <i>Beneficios incrementales para la alternativa seleccionada</i>	113
Tabla 5.6 <i>Costos incrementales para la alternativa seleccionada</i>	114
Tabla 5.7 <i>Flujos de caja y acumulados para el periodo de recuperación</i>	119

Índice De Figuras

Figura 1.1 <i>Ubicación Geográfica de las localidades de Tahuapalca - Espinar</i>	2
Figura 1.2 <i>Distancia de la red existente a las localidades de Tahuapalca I-II-III</i>	4
Figura 2.1 <i>Triángulo de Potencias</i>	21
Figura 2.2 <i>Curva de la Demanda</i>	22
Figura 2.3 <i>Componentes de un Sistema de Distribución</i>	26
Figura 2.4 <i>Instalación de transformador en poste</i>	27
Figura 2.5 <i>Postes de distribución eléctrica</i>	28
Figura 2.6 <i>Conductores autoportantes de aluminio</i>	29
Figura 2.7 <i>Conversión energética en célula fotovoltaica</i>	31
Figura 2.8 <i>Hora solar Pico</i>	32
Figura 2.9 <i>Componentes de la radiación solar</i>	33
Figura 2.10 <i>Hora solar Pico</i>	33
Figura 2.11 <i>Instalación de un sistema solar fotovoltaica aislada</i>	34
Figura 2.12 <i>Estructura del panel solar</i>	35
Figura 2.13 <i>Curva V-I del Panel Solar</i>	36
Figura 2.14 <i>Conexión en serie de módulos</i>	37
Figura 2.15 <i>Conexión en paralelo de módulos</i>	38
Figura 2.16 <i>Conexión mixta de módulos</i>	39
Figura 2.17 <i>Elementos del sistema fotovoltaico</i>	40
Figura 2.18 <i>Modelo básico de un regulador de carga</i>	41
Figura 2.19 <i>Modelo básico de un inversor</i>	42
Figura 3.1 <i>Lotización geográfica de la localidad de Tahuapalca I</i>	51
Figura 3.2 <i>Lotización geográfica de la localidad de Tahuapalca II y III</i>	52

Figura 4.1 <i>Variación mensual de la irradiación diaria media de la localidad de Tahuapalca</i>	63
Figura 4.2 <i>Detalle de la disposición de los paneles solares</i>	71
Figura 4.3 <i>Trazo de la red primaria para la localidad de Tahuapalca I</i>	81
Figura 4.4 <i>Trazo de la red primaria para la localidad de Tahuapalca II y III</i>	82
Figura 4.5 <i>Trazo de la red secundaria para la localidad de Tahuapalca I</i>	84
Figura 4.6 <i>Trazo de la red secundaria para la localidad de Tahuapalca II</i>	85
Figura 4.7 <i>Trazo de la red secundaria para la localidad de Tahuapalca III</i>	86
Figura 4.8 <i>Diagrama unifilar generación centralizada</i>	87
Figura 4.9 <i>Diagrama unifilar sistema de distribución localidad Tahuapalca I</i>	88
Figura 4.10 <i>Diagrama unifilar sistema de distribución localidad Tahuapalca II</i>	89
Figura 4.11 <i>Diagrama unifilar localidad Tahuapalca III</i>	90
Figura 4.12 <i>Generador Fotovoltaico ERA 250 W</i>	93
Figura 4.13 <i>Batería CS BATTERY</i>	95
Figura 4.14 <i>Controlador de Carga LDSOLAR SD2410C</i>	96
Figura 4.15 <i>Descripción del punto de diseño para la red primaria proyectada</i>	98
Figura 4.16 <i>Tramo RP proyectado para el suministro de energía convencional</i>	100

GLOSARIO DE ABREVIATURAS

V	Voltio
I	Corriente
OSINERMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
CNE	Código Nacional de Electricidad
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
NMT	Nodo de Media Tensión
CC	Corriente Continua
CA	Corriente Alterna
MT	Media Tensión
SED	Subestación de Distribución
S/E	Subestación Eléctrica
RD	Red de Distribución
VCC	Voltaje de corriente continúa
VAC	Voltaje de corriente alterna
ELSE	Electro Sur Este
kV	kilovoltio
kVA	Kilo Voltamperio
kVar	Kilo Voltio amperio reactivo
kW	Kilovatio
FV	Fotovoltaico
T	Temperatura
J	Joules
Hz	Hertz

CAPÍTULO I

1. ASPECTOS GENERALES

1.1. Introducción

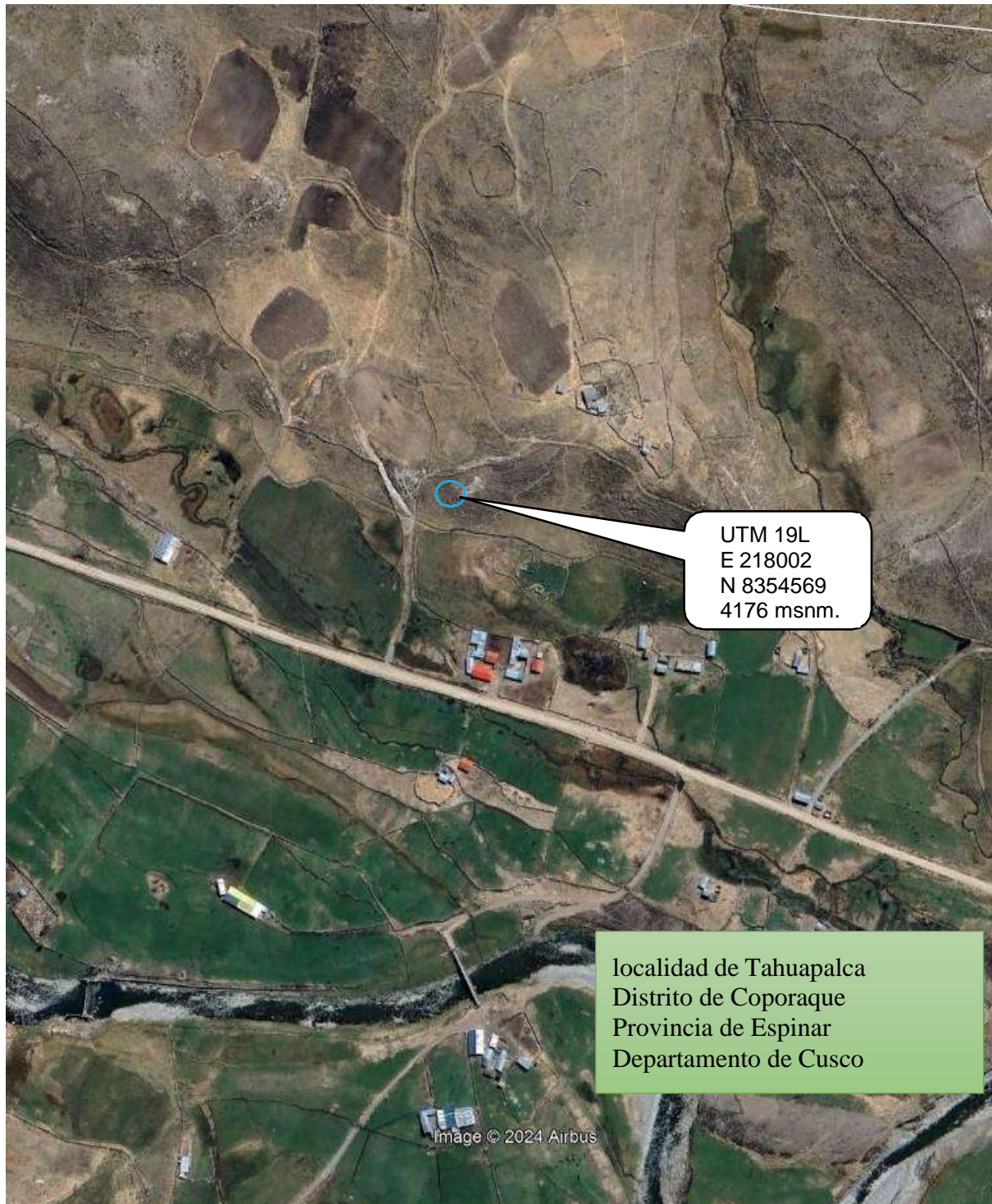
Las localidades de Tahuapalca, Coporaque y Espinar, situadas en la región de Cusco, Perú, enfrentan importantes desafíos debido a su geografía montañosa y aislamiento respecto a los centros urbanos principales. La dispersión de estas comunidades y la falta de infraestructura adecuada complican su integración al sistema convencional de distribución de energía, lo que se traduce en un suministro eléctrico deficiente que afecta la calidad de vida de los habitantes y limita sus oportunidades de desarrollo. Sin acceso a electricidad, se enfrentan restricciones en educación, salud, comunicación y actividades económicas, perpetuando condiciones de pobreza y aislamiento. Esta investigación busca desarrollar soluciones de electrificación eficientes que mejoren el bienestar social y económico de los residentes, contribuyan a reducir las desigualdades regionales y fomenten el desarrollo inclusivo. Los objetivos son explorar y evaluar propuestas de electrificación que se adapten a las características geográficas y socioeconómicas de estas zonas, identificando sistemas adecuados y estrategias de implementación viables tanto técnica como económicamente, con la meta de diseñar un plan que no solo proporcione energía sostenible, sino que también promueva el desarrollo integral de estas comunidades, asegurando su integración al progreso nacional.

1.2. Ubicación Geográfica

El presente trabajo se lleva a cabo en la localidad de Tahuapalca, ubicada en el distrito de Coporaque, provincia de Espinar del departamento de Cusco. Esta comunidad fue elegida debido a su relevancia en el presente estudio, ya que se encuentra lejana al sistema de distribución de la empresa concesionaria Electro Sur Este sector Espinar. Además, la accesibilidad y disponibilidad de la información fueron factores importantes para la selección de estas localidades.

Figura 1.1

Ubicación Geográfica de las localidades de Tahuapalca - Espinar



Fuente. Imagen Satelital Google Earth.

1.3. El Problema

La electrificación rural en el departamento de Cusco se caracteriza por una serie de desafíos y particularidades debido a las condiciones geográficas de la zona, uno de los desafíos es su accesibilidad debido a que estas áreas presentan terrenos montañosos con una densa vegetación, lo que dificulta la falta de acceso debido a que solo se cuenta con carreteras limitadas y en muchos casos son rudimentarias, por otra parte esta región es atravesada por una extensa red de ríos, riachuelos y lagos, haciendo que el transporte fluvial sea una de las principales formas de acceso a la zonas rurales.

Otra dificultad es su dispersión poblacional, debido a que los poblados rurales se encuentran dispersos en áreas remotas y de acceso difícil, ocasionando que la red eléctrica tenga costo elevado y sea poco práctico debido a la topografía del terreno, lo cual lleva a buscar soluciones alternativas.

La comunidad de Tahuapalca cuenta con 142 viviendas y una población estimada de 710 habitantes, las localidades mencionadas actualmente no disponen del servicio de energía eléctrica. La falta de este servicio dificulta el acceso a la iluminación, el funcionamiento de electrodomésticos básicos, la refrigeración de medicamentos y alimentos, así también afecta la calidad de la educación condicionando el funcionamiento de escuelas y centros educativos al limitar el uso de equipos audiovisuales como computadoras. Estas localidades se encuentran a una distancia promedio de 10.12 km de los alimentadores existentes de media tensión, tal como se aprecia en la figura siguiente.

Figura 1.2

Distancia de la red existente a las localidades de Tahuapalca I-II-III



Fuente. Imagen Satelital Google Earth.

Construir redes eléctricas aéreas para suministrar de energía a estas localidades sería muy costoso debido a la necesidad de instalar postes, realizar el tendido del conductor y equipos de distribución a lo largo de largas distancias, no sería aconsejable, ya que implicaría una pérdida de tiempo y se expondría a diversos peligros.

El departamento de Cusco presenta áreas geográficas con potenciales zonas solares, por ello una solución sería la implementación de paneles solares individuales, pero esta no sería factible, debido a que las cargas de los clientes se encuentran concentrados, así también, existen

cargas especiales como institutos educativos y centros de salud, demandas que los paneles solares individuales no podrían satisfacer estas necesidades.

Por lo tanto, en este trabajo de investigación se propone una alternativa para la electrificación de estas localidades, considerando tres posibles opciones. Cada una de estas alternativas será evaluada a través de un análisis técnico y económico, con el objetivo de identificar su viabilidad para su implementación.

1.4. Formulación del Problema

1.4.1. Problema General

¿Cuál será la alternativa de electrificación para suministrar de energía eléctrica a las localidades aisladas del sistema convencional de distribución, Tahuapalca – Coporaque - Espinar, 2023?

1.4.2. Problemas Específicos

1. ¿Cuáles son las características de las localidades que influyen en el diseño de su sistema de electrificación?
2. ¿Qué tecnologías de electrificación están disponibles para superar las limitaciones en estas localidades?
3. ¿Qué propuesta seleccionar para la electrificación de estas localidades, considerando la evaluación técnica y económica de las alternativas planteadas?

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Proponer una alternativa de electrificación para suministrar de energía eléctrica a localidades aisladas del sistema convencional de distribución, Tahuapalca – Coporaque - Espinar, 2023.

1.5.2. Objetivos Específicos

1. Analizar las características técnicas particulares de las localidades seleccionadas que impactan en el diseño del sistema de electrificación, centrándose en aspectos como su demanda máxima y la capacidad de generación.
2. Evaluar las tecnologías de electrificación actualmente disponibles que puedan abordar las limitaciones identificadas en las localidades seleccionadas, con el fin de determinar las opciones más adecuadas y viables.
3. Seleccionar la propuesta más adecuada para la electrificación de las localidades, mediante la evaluación técnica y económica de las alternativas planteadas.

1.6. Justificación del Trabajo

La propuesta de electrificación para las localidades de Tahuapalca, Coporaque y Espinar es esencial no solo para mejorar la calidad de vida de sus habitantes, sino también para impulsar el desarrollo económico, social y ambiental de estas áreas aisladas. **Entre los resultados previstos** se espera una mejora significativa en el acceso a servicios esenciales, tales como centros de salud y escuelas, lo cual tendrá un impacto directo en la salud y educación de la comunidad. Asimismo, se anticipa un incremento en las actividades económicas locales, especialmente en los sectores agrícola e industrial, debido a la disponibilidad de una fuente confiable de energía. La electricidad también contribuirá a mejorar la seguridad, gracias a la iluminación y sistemas de seguridad, y fomentará actividades comunitarias que fortalecerán el desarrollo social y cultural.

Desde una perspectiva metodológica, la elección de la generación fotovoltaica centralizada se basa en un análisis exhaustivo de las alternativas de electrificación, donde esta opción equilibra mejor eficiencia, cobertura y costo en comparación con los sistemas individuales y el sistema convencional. La metodología aplicada permite una adaptación precisa a las demandas energéticas particulares de cada localidad, optimizando así la capacidad

de generación para un suministro estable y sostenible. Este enfoque proporciona un modelo replicable en zonas con características similares, consolidando la propuesta como una solución integral y de referencia en proyectos de electrificación para comunidades aisladas.

El valor teórico de este estudio reside en su contribución al campo de las energías renovables aplicadas a la electrificación rural. La elección de la generación fotovoltaica no solo se justifica por la alta radiación solar en Espinar, sino también por su capacidad para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, mitigando así el impacto del cambio climático. Este proyecto presenta un caso práctico de transición hacia fuentes de energía limpia en áreas remotas, lo cual aporta un modelo sostenible y ambientalmente responsable que puede guiar futuras investigaciones y proyectos en electrificación rural.

1.7. Alcances y Limitaciones

1.7.1. Alcances

El presente trabajo plantea implementar una propuesta para electrificar las localidades de Tahuapalca, zonas que se encuentran distantes al sistema de distribución de Electro Sur Este sector Espinar, mediante la implementación de la generación Fotovoltaica Centralizada.

1.7.2. Limitaciones

La disponibilidad de datos sobre la información de la radiación solar en el área de las localidades de Tahuapalca es limitada y se basará esencialmente en los estudios realizados por el SENAMHI. Así también, para realizar los trazos de ruta para realizar el sistema de distribución se hará uso de imágenes satelitales ofrecidas por Google Earth.

1.8. Hipótesis de la Investigación

1.8.1. Hipótesis General

De las propuestas de electrificación planteadas en el trabajo de investigación, se podrá seleccionar la alternativa más adecuada para suministrar de energía eléctrica a las localidades aisladas del sistema convencional de distribución Tahuapalca - Coporaque - Espinar año 2023.

1.9. Operacionalización De Variables

Variable Independiente	Definición Conceptual	Indicador	Unidad
SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA	“El suministro de energía eléctrica es el proceso de generar, transportar y distribuir electricidad desde las plantas generadoras hasta los consumidores finales, garantizando una entrega continua y segura de energía” (MINEM, 2010).	Demanda Eléctrica	[Watt]
		Distancia de la red existente a la localidad.	[km]
Variable Dependiente	Definición Conceptual	Indicador	Unidad
PROPUESTAS DE ELECTRIFICACIÓN	“Las alternativas de electrificación se refieren a diferentes métodos o tecnologías que pueden ser utilizadas para llevar electricidad a áreas que no están conectadas al sistema eléctrico convencional o que tienen acceso limitado a él” (Peng et al., 2019).	-Generación Fotovoltaica Centralizada -Generación Fotovoltaica Individual -Sistema convencional	[Und.]
		Capacidad de generación	[MW]
		Evaluación económica	S/.

1.10. Metodología

1.10.1. Tipo de Investigación

El trabajo reúne características de una investigación aplicada, ya que implica conocimientos en sistemas de generación fotovoltaica para abordar y solucionar problemas concretos en el campo.

1.10.2. Nivel de Investigación

Por la naturaleza del estudio, se clasifica como descriptivo, ya que busca explicar cómo la lejanía de las localidades respecto al sistema convencional de distribución representa un desafío significativo para su electrificación. El estudio profundiza en las causas de esta problemática, evaluando las implicaciones técnicas y económicas de las alternativas planteadas para proporcionar energía eléctrica a estas localidades aisladas.

1.10.3. Método de Investigación

El método de investigación para un sistema de generación fotovoltaica centralizada implica un enfoque deductivo e inductivo.

Deductivo: Se aplican principios establecidos para desarrollar un marco teórico que guía el diseño y la implementación del sistema.

Inductivo: Ya que se recopila datos específicos sobre la radiación solar, la demanda energética y otros aspectos relevantes para su diseño.

1.10.4. Enfoque de la Investigación

Presenta un enfoque **cuantitativo**, debido a que la generación fotovoltaica centralizada implica el análisis de datos numéricos relacionados con la potencia de generación, radiación solar, demanda máxima y cantidad de clientes comprendidos en las dos localidades.

1.11. Población y Muestra

1.11.1. Población

La población materia de estudio está conformada por las localidades aisladas de Tahuapalca I, II y III distrito de Coporaque, provincia de Espinar del departamento de Cusco, en cuanto a lo referido en su suministro eléctrico.

1.11.2. Muestra

La muestra a considerar serán las mismas comunidades.

1.12. Técnicas de Recolección de Datos

- Observación de la distribución de los clientes.
- Calificación eléctrica para estas localidades

1.13. Procesamiento de Datos

Los datos se organizan en un formato adecuado para su análisis, lo que implica la creación de bases de datos o tablas de datos que faciliten su manejo y manipulación.

Para estos procesamientos se hará uso de los siguientes programas:

- Excel
- Google Earth
- AutoCAD
- Arcgis Pro
- Mapsource

1.14. Matriz de Consistencia

MATRIZ DE CONSISTENCIA

PROPUESTAS DE ELECTRIFICACIÓN PARA SUMINISTRAR ENERGÍA ELÉCTRICA A LOCALIDADES AISLADAS AL SISTEMA CONVENCIONAL DE DISTRIBUCIÓN TAHUAPALCA – COPORAQUE - ESPINAR 2023

EL PROBLEMA	OBJETIVOS	VARIABLES E INDICADORES	HIPÓTESIS	CONCLUSIONES
<p>a) Problema General ¿Cuál será la alternativa de electrificación para suministrar de energía eléctrica a las localidades aisladas del sistema convencional de distribución, Tahuapalca – Coporaque - Espinar, 2023?</p>	<p>a) Objetivo General Proponer una alternativa de electrificación para suministrar de energía eléctrica a localidades aisladas del sistema convencional de distribución, Tahuapalca – Coporaque - Espinar, 2023.</p>	<p>VARIABLES a) Variable Independiente Suministro de energía eléctrica. b) Variable Dependiente propuestas de electrificación.</p> <p>INDICADORES a) Indicador Variable Independiente <ul style="list-style-type: none"> • Demanda Eléctrica • Distancia de la red existente a la localidad. b) Indicador Variable Dependiente <ul style="list-style-type: none"> • Sistema convencional • Generación Fotovoltaica • Capacidad de generación • Evaluación económica y Técnica </p>	<p>a) Hipótesis General De las propuestas de electrificación planteadas en el trabajo de investigación, se podrá seleccionar la alternativa más adecuada para suministrar de energía eléctrica a las localidades aisladas del sistema convencional de distribución Tahuapalca - Coporaque - Espinar año 2023.</p>	<p>1. En el presente trabajo se identificó que la generación fotovoltaica centralizada es la propuesta más adecuada para el suministro de energía eléctrica a las localidades aisladas de Tahuapalca, Coporaque y Espinar, en 2023. Esta alternativa equilibra eficiencia, cobertura y costo, superando tanto los sistemas fotovoltaicos individuales como el sistema convencional, y responde de mejor manera las necesidades energéticas de estas zonas.</p> <p>2. El análisis de las características particulares de las localidades seleccionadas, que abarca tanto su demanda máxima como la capacidad de generación, ha sido crucial para el diseño del sistema de electrificación. Este análisis ha permitido identificar y evaluar las necesidades energéticas específicas de cada localidad, asegurando que el sistema propuesto responda de manera eficiente a la demanda. Haciendo posible el diseño de un sistema de electrificación, que maximiza la capacidad de generación y se adapta a las particularidades de cada área.</p>
<p>b) Problemas Específicos 1. ¿Cuáles son las características de las localidades que influyen en el diseño de su sistema de electrificación?</p>	<p>b) Objetivos Específicos 1. Analizar las características técnicas particulares de las localidades seleccionadas que impactan en el diseño del sistema de electrificación,</p>	<p>METODOLOGÍA a) Tipo de Investigación <ul style="list-style-type: none"> • Aplicada b) Nivel de Investigación <ul style="list-style-type: none"> • Explicativo </p>		

<p>2. ¿Qué tecnologías de electrificación están disponibles para superar las limitaciones en estas localidades?</p> <p>3. ¿Qué propuesta seleccionar para la electrificación de estas localidades, considerando la evaluación técnica y económica de las alternativas planteadas?</p>	<p>centrándose en aspectos como su demanda máxima y la capacidad de generación.</p> <p>2. Evaluar las tecnologías de electrificación actualmente disponibles que puedan abordar las limitaciones identificadas en las localidades seleccionadas, con el fin de determinar las opciones más adecuadas y viables.</p> <p>3. Seleccionar la propuesta más adecuada para la electrificación de las localidades, mediante la evaluación técnica y económica de las alternativas planteadas.</p>	<p>c) Método de Investigación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Deductivo • Inductivo <p>d) Enfoque de la Investigación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cuantitativo 	<p>3. La evaluación de las tecnologías de electrificación disponibles, incluyendo el sistema convencional, la generación fotovoltaica centralizada y los sistemas fotovoltaicos individuales, ha sido clave para abordar las limitaciones identificadas en las localidades de Tahuapalca I, II y III. El análisis técnico y económico permitió fundamentar las alternativas más adecuadas para satisfacer las necesidades energéticas de estas zonas.</p> <p>4.4. La Evaluación Técnica y Económica reveló que la generación fotovoltaica centralizada es la solución más adecuada para satisfacer las demandas energéticas de las localidades estudiadas, combinando eficiencia y costo de manera óptima. Aunque los sistemas fotovoltaicos individuales proporcionan cierta autonomía, su capacidad limitada y la complejidad en su gestión los hacen menos viables. Por otro lado, el sistema convencional, a pesar de su confiabilidad, presenta costos elevados, alcanzando los S/.2,288,924.63, lo cual limita su conveniencia en comparación con la opción centralizada. En contraste, la generación centralizada ofrece un diseño optimizado y un equilibrio favorable entre costo y beneficio, con una inversión total de S/.2,011,462.37, superando tanto al sistema convencional como a los sistemas individuales en términos de eficiencia y capacidad de cubrir las demandas energéticas.</p>
---	--	---	--

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. *Introducción*

En el contexto de electrificación de localidades aisladas como Tahuapalca, Coporaque y Espinar, es fundamental comprender los principios teóricos que fundamenten a las soluciones energéticas alternativas y a la infraestructura de distribución convencional. Este capítulo de marco teórico abordará los conceptos esenciales y las teorías relevantes en el campo de la ingeniería eléctrica, así como las tecnologías emergentes aplicables a regiones de difícil acceso. Asimismo, se examinarán las diferentes fuentes de energía renovable, como la solar y eólica, y su aplicabilidad en zonas aisladas, considerando factores como eficiencia, sostenibilidad y costo-beneficio. Además, se incluirán teorías sobre sistemas de distribución eléctrica y su adaptación a terrenos montañosos, enfatizando la importancia de un diseño que minimice pérdidas y maximice la fiabilidad del suministro. Al establecer este marco teórico, se busca proporcionar una base sólida para la evaluación de propuestas de electrificación adecuadas a las condiciones específicas de las localidades en estudio, garantizando que las soluciones sean no solo técnicamente viables, sino también sostenibles a largo plazo y ajustadas a las necesidades de las comunidades.

2.2. *Antecedentes de la Investigación*

2.2.1. **Antecedentes Internacionales**

El trabajo “**Propuesta De Solución Energética Para Las Zonas Rurales Colombianas**”, Universidad de los Andes – Bogotá – Colombia, 2019, desarrollado por Juan José García Cárdenas:

Objetivo:

“El objetivo general del presente proyecto es diseñar diferentes soluciones energéticas para las zonas rurales colombianas que no cuenten con una buena calidad del servicio de energía eléctrica comparando la viabilidad en términos económicos y técnicos de cada una de ellas y determinando cuál de estas es la óptima” (García Cárdenas, 2019).

Resultados:

“Al calcular las pérdidas en energía anuales, se tiene que, la energía consumida por todo el municipio en un periodo de un año es de: 5.5752 GWh/ año y las pérdidas en energía, siguiendo la metodología propuesta, son de: 0.0529 GWh/ año. Esto equivale en porcentaje a 0.9 %. De esta manera se puede comprobar que como el diseño óptimo si funciona respecto al diseño convencional de la red de transmisión eléctrica. Más adelante esto se va a comprobar nuevamente con la valorización de la red existente, en donde seguramente el porcentaje de pérdidas sería mucho mayor al presentado en este caso” (García Cárdenas, 2019).

Conclusión:

“De manera general, se diseñaron diferentes soluciones energéticas para las zonas rurales colombianas que no cuenten con una buena calidad del servicio de energía eléctrica, diseñando para cada una la metodología de diseño y evaluación técnica y económica. Dentro de las diferentes alternativas contempladas se evaluó la posibilidad de extensión de red para aquellas áreas donde la red nacional no tiene buen desempeño y el diseño de una microrred aislada con fuente de generación eléctrica los paneles solares fotovoltaicos” (García Cárdenas, 2019).

“Se realizó y formuló la metodología para el diseño de una solución aislada compuesta por una microrred alimentada por fuente de energía solar fotovoltaico. Se realizó dicha metodología para cada una de las zonas rurales del caso de estudio que cuentan con un mal servicio de energía eléctrica y llegando a comparar los resultados

obtenidos en términos de costos de inversión y costo de conexión por cliente con el caso de extensión de red” (García Cárdenas, 2019).

El trabajo “**Desarrollo De Una Propuesta Metodológica De Electrificación Rural Con Aplicación En Casos De Estudio**”, Universidad de Chile, Santiago de Chile - 2023, desarrollado por Yerko Andrés Meza Cáceres:

Objetivo:

“Entregar una propuesta metodológica de electrificación rural, que proporcione diferentes alternativas de electrificación solar y una hoja de ruta del acceso a la extensión de la red, en conjunto con la aplicación de la propuesta metodológica en casos de estudio” (Meza Cáceres, 2023).

Resultados:

“Las características habitacionales son para conocer las características principales de los habitantes y la residencia en sí, lo que permite realizar un análisis de si la demanda esperada según la caracterización de la demanda es o no congruente con esta información. Los antecedentes socio-culturales permiten conocer de forma general el entorno en el cual se encuentra la residencia” (Meza Cáceres, 2023).

Conclusión:

“Al momento de llegar a sectores rurales, en muchas ocasiones se enuncian con factibilidad de agua y factibilidad de luz, sin embargo, no se explica ni aterriza en que consiste dicha factibilidad. Desde un punto de vista técnico, siempre va a ser factible construir lo necesario para tener suministro eléctrico, no obstante, los costos asociados pueden hacer inviable económicamente la opción de acceso a suministro, terminando con una factibilidad fuera del alcance de muchos” (Meza Cáceres, 2023).

“Los proyectos de electrificación rural son sumamente particulares, ya que cada proyecto depende de tantas variables, que generalizar en sí las obras o costos asociados

es sumamente complejo. Cada proyecto puede contar con diferencias en las ramificaciones de los caminos interiores, en la distribución de las residencias o predios, la distancia al camino público más cercano, las características del suelo, las líneas de distribución cercanas, la flora y fauna de la zona, las empresas del sector, la empresa distribuidora del sector e incluso cada proyecto contará con diferentes personas interesadas en concretarlo” (Meza Cáceres, 2023).

2.2.2. Antecedentes nacionales

El trabajo “**Diseño De Sistema Fotovoltaico Off-Grid, Red Secundaria Y Conexiones Domiciliarias Para Suministro Eléctrico Al Caserío Tallapampa, Distrito Salas, Provincia Lambayeque**”, Universidad Señor de Sipán – Pimentel – Perú, 2021. desarrollado por Espinoza Cucalon Jorge Antonio y Zanoni Gonzalez Felipe:

Objetivo:

“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” (Espinoza Cucalon y Zanoni Gonzalez, 2021).

Resultados:

“El diseño materia del presente trabajo consiste en un Sistema de generación solar fotovoltaica autónomo, no conectado a red eléctrica externa (tipo off-grid). El diseño incluye módulos fotovoltaicos para captación de energía solar, banco de baterías para acumulación de energía y sus dispositivos de control de carga; inversores de potencia con salida eléctrica 220V 60Hz monofásica, red de distribución secundaria tipo radial con cable auto soportado (cuatro circuitos principales y dos derivados) y conexiones individuales que incluyen predios domiciliarios y cargas especiales, consistentes estas

últimas en: un centro educativo, una posta médica, un templo de culto y un salón comunal; todo ello para ser atendido en el horizonte del proyecto correspondiente a veinte (20) años calendario” (Espinoza Cucalon y Zanoni Gonzalez, 2021).

Conclusión:

“Se calculó y seleccionó los componentes del sistema de generación fotovoltaica autónomo tipo off-grid (no conectado a red externa), lo que dio un total de ciento sesenta y ocho (168) Paneles fotovoltaicos de 320Wp-24V, seis (6) Inversores de potencia monofásicos 4,5KW-220Vca cada uno, setenta y dos (72) baterías de 929Ah-6V de capacidad cada una y catorce (14) Reguladores de carga 5,8kW-48Vcc por equipo, que conforman el sistema de generación fotovoltaica propiamente dicho. Además de ello, se ha incluido en el proyecto la Red de distribución secundaria de configuración radial de 1380m de longitud total, conformada por cuatro (4) circuitos principales y dos (2) circuitos derivados, todos monofásicos; cables de energía tipo auto soportado CAAI de 35, 25 y 16mm² distintamente, 45 postes c.a.c. 8m y 45 puestas a tierra tipo varilla Cu. Además de ello, 46 conexiones individuales que incluye cada una su acometida de cable concéntrico, caja porta medidor y medidor monofásico digital” (Espinoza Cucalon y Zanoni Gonzalez, 2021).

“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%.” (Espinoza Cucalon y Zanoní Gonzalez, 2021).

La 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**”, Universidad Nacional del Callao – Perú, 2021 desarrollado por Carlos Augusto Acosta Huerta:

Objetivo:

“Diseñar un sistema fotovoltaico centralizado para mejorar el suministro de energía eléctrica en la localidad de "Masisea". Determinar como la aplicación de tecnología de generación fotovoltaica de energía eléctrica mejora el precio de venta de energía” (Acosta Huerta, 2021).

Resultados:

“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 clientes del sistema fotovoltaico centralizado fue de 81.39 ctm S./kWh. 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” (Acosta Huerta, 2021).

Conclusión:

“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” (Acosta Huerta, 2021).

“Es 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 (Acosta Huerta, 2021).

“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” (Acosta Huerta, 2021).

2.3. Marco teórico

2.4. Suministro de energía eléctrica

“El suministro de energía eléctrica abarca todas las etapas del proceso de generación, transmisión, distribución y entrega de electricidad desde las fuentes de producción (centrales generadoras) hasta los clientes finales, como hogares, empresas y servicios públicos. Este proceso incluye la infraestructura necesaria, como redes de alta y baja tensión, subestaciones y transformadores, asegurando una provisión segura, eficiente y continua de energía eléctrica para satisfacer las necesidades energéticas de la población. Además, el suministro debe cumplir con estándares de calidad, estabilidad y confiabilidad” (Ministerio de Energía y Minas, 2018).

2.5. Características de la Carga Eléctrica

2.5.1. Demanda Máxima

“La demanda máxima o Potencia Máxima de un sistema, es la más grande de las demandas dada en un intervalo de tiempo. Está expresada en unidades del tipo carga tales como kW, kVA o Amperios. Generalmente la Demanda Máxima es la de mayor

importancia e interés debido a que condiciona la capacidad y diseño del sistema de distribución” (Wolff., 1982).

$$D_{max} = \frac{E}{F_c \times t} \quad (1-1)$$

Siendo:

D_{max} : Demanda Máxima [kW]

E : Energía consumida en [kW-h]

T : Tiempo en horas [h]

F_c : Factor de Carga

2.5.2. Potencia Eléctrica

“La proporción por unidad de tiempo en la cual la energía es transferida se refiere a la potencia del sistema, es decir, la tasa a la que se realiza el trabajo o se transfiere energía de un punto a otro. Esta transferencia de energía, medida generalmente en vatios (W) o kilovatios (kW), es fundamental para determinar la capacidad de un sistema eléctrico. En los sistemas de distribución de energía, la potencia representa la cantidad de energía que fluye a través de una línea en un intervalo de tiempo determinado, lo que influye en el diseño de la red y en el dimensionamiento de los componentes eléctricos, como transformadores y conductores. Una mayor potencia indica una transferencia más rápida de energía, lo cual es crucial en sistemas que alimentan grandes cargas o múltiples clientes” (Wolff., 1982).

2.5.3. Potencia aparente

“Potencia aparente o llamada también potencia compleja de un circuito de corriente alterna, es la suma vectorial de la potencia que disipa la carga del circuito transformándose en calor o trabajo (conocida como Potencia Activa cuya unidad es el vatio (W)) y la potencia que se utiliza para generar los campos eléctricos y magnéticos

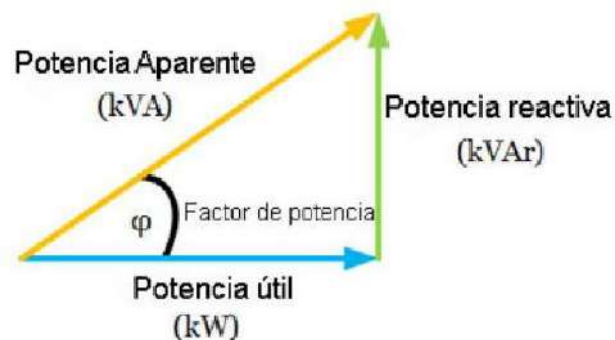
(conocida como Potencia Reactiva cuya unidad es el Volt-Amper reactivos (Var))” (Wolff., 1982).

2.5.4. Factor de Potencia

“Se define como la relación entre la Potencia Activa y la Potencia Aparente. Generalmente es menor a uno porque la red de distribución no solo satisface la energía consumida por elementos resistivos, sino también suministra energía reactiva que almacenan bobinas y condensadores” (Wolff., 1982).

Figura 2.1

Triángulo de Potencias



Fuente. Infootec.net.

2.5.5. Demanda Eléctrica

“La demanda eléctrica de un sistema de distribución es la intensidad de corriente o potencia eléctrica, relativa a un intervalo de tiempo específico, que absorbe su carga para funcionar. Ese lapso se denomina intervalo de demanda, y su indicación es obligatoria a efecto de interpretar un determinado valor de demanda” (Wolff., 1982).

2.5.6. Factor de Carga

“El factor de carga se define como la relación entre demanda promedio en un determinado periodo de tiempo y la demanda máxima en el mismo intervalo de tiempo. Está expresada como valor numérico o como un porcentaje” (Wolff., 1982).

$$F_c = \frac{1}{P_{max}} \int_0^T \frac{p(t)}{T} dt = \frac{\text{Demanda Promedio}}{D_{max}} \quad (1-2)$$

Donde:

F_c : Factor de Carga.

$\int_0^T \frac{p(t)}{T} dt$: Demanda promedio en un intervalo de tiempo T [kW].

P_{max} : Potencia Máxima del Sistema [kW].

2.5.7. Curva de la Demanda

“El ciclo o curva de carga es una representación gráfica que muestra la variación de la demanda de energía a lo largo de un período de tiempo específico, como un día, una semana o incluso un año. Esta curva refleja cómo fluctúa la carga eléctrica en un sistema, evidenciando picos y valles en la demanda según las horas del día o las estaciones del año. Por ejemplo, en sistemas residenciales, es común observar picos de carga en las mañanas y tardes, cuando el consumo de electricidad es mayor debido al uso de electrodomésticos, iluminación y calefacción” (Wolff, 1982).

Figura 2.2

Curva de la Demanda



Fuente. CODENSA S.A. 2011.

2.6. Distancia Geométrica De La Red

“La distancia geométrica se refiere a la longitud en línea recta medida entre dos puntos en el espacio, sin tener en cuenta las particularidades del terreno o las rutas físicas

disponibles. En el contexto de una red de distribución eléctrica, la distancia geométrica de la red existente a la localidad es la distancia directa que separa la infraestructura de la red eléctrica más cercana hasta el punto central de la localidad que se desea abastecer. Este valor es crucial para estimar la factibilidad técnica y económica de extender la red eléctrica a nuevas áreas” (Ortega y González, 2019).

2.6.1. Estudio de la Carga Eléctrica

2.6.2. Carga Eléctrica

“La carga en un sistema de distribución de energía eléctrica se refiere a la parte final del sistema que utiliza la energía eléctrica, transformándola en otras formas de energía, como luz, calor o movimiento mecánico. Las cargas pueden incluir desde electrodomésticos y equipos industriales hasta sistemas de iluminación y calefacción. En esencia, la carga es el punto donde la energía eléctrica cumple su propósito final al ser consumida, y su correcta gestión es crucial para garantizar la eficiencia, estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. El diseño de un sistema de distribución debe tener en cuenta las características y variabilidad de las cargas para evitar sobrecargas, pérdidas de energía y garantizar un suministro adecuado” (Wolff., 1982).

2.6.3. Densidad de Carga

“La densidad de carga se define como el cociente entre la carga total (medida en kilovatios o kilovatios-hora) y el área geográfica servida por una red de distribución eléctrica. En otras palabras, es una medida que indica cuánta energía eléctrica se consume por unidad de superficie dentro de una determinada zona. Este parámetro es fundamental para el diseño y planificación de redes de distribución, ya que una alta densidad de carga suele requerir una infraestructura más robusta, con mayor capacidad de conducción de energía y sistemas de protección más sofisticados. Por el contrario, áreas con baja densidad de carga pueden ser atendidas con redes más simples y menos costosas. La

densidad de carga también influye en la ubicación de subestaciones y la elección de los niveles de voltaje en el sistema de distribución.” (Wolff., 1982).

2.6.4. Distribución de Carga

“Las cargas en un sistema de distribución eléctrica pueden estar concentradas en una determinada área del sistema o distribuidas sobre una parte particular” (Wolff., 1982).

2.7. Alternativas De Electrificación

2.7.1. Sistema Convencional

“El sistema convencional de distribución de energía eléctrica hace referencia a la infraestructura tradicional utilizada para transportar energía desde las plantas generadoras hasta los clientes finales, utilizando conductores y transformadores. Los conductores son cables de aluminio o cobre que permiten la transferencia de electricidad a lo largo de la red, mientras que los transformadores de distribución se encargan de reducir los niveles de voltaje de la energía para que pueda ser utilizada de manera segura en hogares, industrias y comercios. Este sistema convencional depende de una red interconectada que debe ser mantenida y gestionada constantemente para asegurar su eficiencia y fiabilidad, especialmente en zonas de alta demanda energética” (IEEE, 2014).

2.7.1.1. Sistema de Distribución Eléctrica

“Un sistema de distribución es un conjunto de elementos y equipos encargados del transporte de energía eléctrica y se encuentra compuesto por; redes de subtransmisión, subestaciones de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución y redes de baja tensión dentro de las zonas urbanas”. (Loor & Narváez, 2017).

2.7.1.2. Red de Distribución de Energía Eléctrica

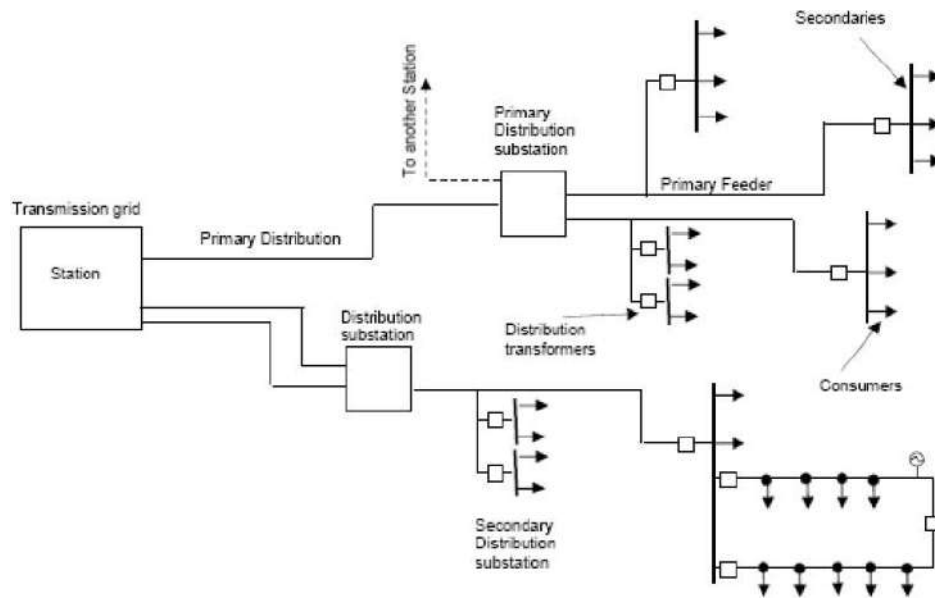
“Una red de distribución eléctrica, es parte del sistema de suministro eléctrico y las empresas distribuidoras de electricidad son las responsables. La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación se realiza en dos etapas.

La primera etapa está constituida por la las subestaciones de transformación, que reparte la energía normalmente mediante anillos, que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 25 KV y 132 kV. Intercaladas en estos anillos están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión.

La segunda etapa la constituye las redes de media tensión, con tensiones de funcionamiento de 3 KV a 30 kV y mallada. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.), uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros son de baja tensión (400/230V)”. (Méndez Triveño, 2016).

Figura 2.3

Componentes de un Sistema de Distribución.



Fuente. Méndez Triveño, 2016.

2.7.1.3. Planificación del Sistema de Distribución

La planificación es una actividad muy importante para una red de distribución, donde se evalúa el costo de instalación de nuevos equipos, la confiabilidad del sistema de distribución, minimización de pérdidas, considerando el crecimiento poblacional.

Minimizar el costo del sistema de distribución es un gran reto. Simplemente un sistema con un solo alimentador asociado, presenta varias posibilidades de diseño al planificador.

El uso de herramientas computacionales ha sido primordial para dar lugar a programas de optimización que ayudan al planificador a encontrar el mejor diseño. Estos programas nunca consideran todos los aspectos del problema, pero la mayoría incluye aproximaciones. (Méndez Triveño, 2016).

2.7.1.4. Transformador de Distribución

“Un transformador de distribución es un dispositivo eléctrico que reduce el voltaje de la energía eléctrica para su uso en áreas residenciales o comerciales. Se ubica

generalmente cerca de los consumidores finales y se utiliza para transformar la electricidad de alta tensión (proveniente de la red de transmisión) a un voltaje más bajo y seguro (típicamente entre 120V y 480V). Estos transformadores son esenciales para asegurar que la energía eléctrica sea entregada a los clientes finales en niveles de voltaje adecuados para su consumo, minimizando las pérdidas de energía en el proceso” (Glover y Sarma, 2012).

Figura 2.4

Instalación de transformador en poste



Fuente. (Méndez Triveño, 2016).

2.7.1.5. Poste de distribución

“Un poste es una estructura vertical utilizada en la red de distribución eléctrica para sostener conductores eléctricos, transformadores y otros equipos relacionados. Los postes se fabrican con diversos materiales, como madera, concreto o acero, y se instalan a intervalos regulares a lo largo de las líneas eléctricas. Su función principal es mantener los conductores a una altura segura sobre el suelo y asegurar la integridad de la infraestructura eléctrica, evitando el contacto accidental y garantizando la seguridad pública” (Glover y Sarma, 2012).

Figura 2.5

Postes de distribución eléctrica



Fuente. (Méndez Triveño, 2016).

2.7.1.6. Conductores

“Los conductores son materiales que permiten el paso de corriente eléctrica. En los sistemas de distribución eléctrica, se utilizan para transportar la electricidad desde los transformadores hasta los consumidores finales. Los conductores están hechos comúnmente de cobre o aluminio, seleccionados por su alta conductividad eléctrica y resistencia a la corrosión. Existen diferentes tipos de conductores, como los de baja tensión para uso doméstico y los de alta tensión para líneas de transmisión. El diseño adecuado y la selección de los conductores son fundamentales para la eficiencia y seguridad del sistema de distribución eléctrica” (Glover y Sarma, 2012).

Figura 2.6

Conductores autoportantes de aluminio



Fuente. (TECSUR, 2023).

2.7.1.7. Red de Distribución

“La red de distribución es el sistema de infraestructura que transporta electricidad desde las subestaciones de transformación hasta los clientes finales, que pueden ser residenciales, comerciales o industriales. Esta red incluye diversos elementos como conductores, transformadores, postes y dispositivos de protección. La red de distribución opera a voltajes más bajos que las líneas de transmisión, lo que permite una entrega segura de energía a los consumidores” (Glover y Sarma, 2012).

2.7.1.8. Interruptor

“Un interruptor es un dispositivo de control que permite abrir o cerrar un circuito eléctrico. En los sistemas de distribución, los interruptores se utilizan para proteger la red de sobrecargas y cortocircuitos. Pueden ser automáticos, actuando sin intervención manual cuando detectan un problema, o manuales, que requieren que un operador los

control. Los interruptores son esenciales para la seguridad y la fiabilidad del suministro eléctrico” (Glover y Sarma, 2012).

2.7.2. Sistema Fotovoltaico Centralizado

“El sistema de generación fotovoltaico centralizado es una instalación de generación de energía eléctrica que utiliza paneles solares fotovoltaicos para convertir la radiación solar en electricidad, operando en una ubicación central para abastecer a varias localidades o clientes a través de una red de distribución. A diferencia de los sistemas fotovoltaicos individuales, que funcionan de manera aislada en viviendas o edificios, el sistema centralizado concentra la generación en un solo punto, desde el cual se distribuye la energía a las áreas cercanas. Este tipo de sistema se caracteriza por su eficiencia a gran escala, optimización de los costos de operación y mantenimiento, y es particularmente adecuado para comunidades con alta densidad poblacional que requieren una fuente de energía renovable y confiable” (IRENA, 2019).

2.7.2.1. Efecto Fotovoltaico

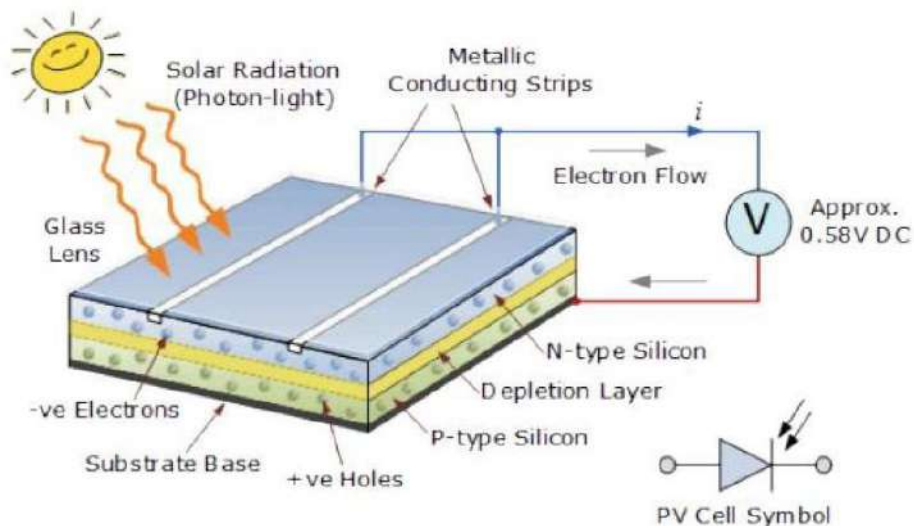
“La transformación de la radiación solar de energía eléctrica se realiza mediante un dispositivo denominado célula fotovoltaica. El proceso que realiza esta transformación se denomina efecto fotovoltaico, y se produce cuando la radiación solar incide sobre un material semiconductor. La generación de 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” (Acosta Huerta, 2021).

“La aplicación fotovoltaica consiste en captar la energía contenida en la radiación solar y convertirla en energía eléctrica, a partir de células fotovoltaicas fabricadas en base a silicio, el cual es uno de los metaloides de mayor abundancia en el planeta. Manzana (2017) precisa que el efecto fotoeléctrico consiste en que las 23 partículas de la luz solar, llamadas fotones, al impactar sobre una de las caras de la célula fotovoltaica, generan diferencia de voltaje entre los terminales de la misma, el cual, ante una carga aplicada en circuito, genera corriente eléctrica utilizable como fuente energética” (Espinoza Cucalon y Zanoni Gonzalez, 2021).

Figura 2.7

Conversión energética en célula fotovoltaica



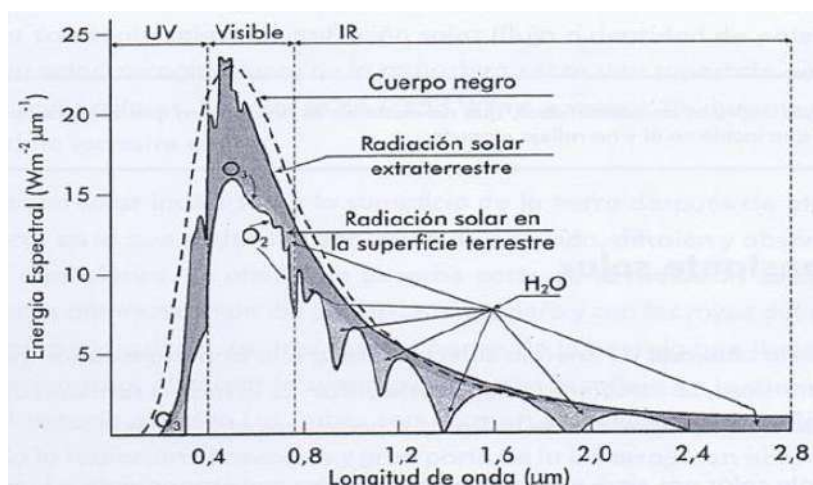
Fuente. (Espinoza Cucalon y Zanoni Gonzalez, 2021).

2.7.2.2. 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/m², 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” (Sanchez, 2011).

Figura 2.8
Hora solar Pico



Fuente. (Sanchez, 2011).

2.7.2.3. Componentes de la radiación solar

La radiación solar que alcanza la superficie de la Tierra se puede clasificar en tres componentes:

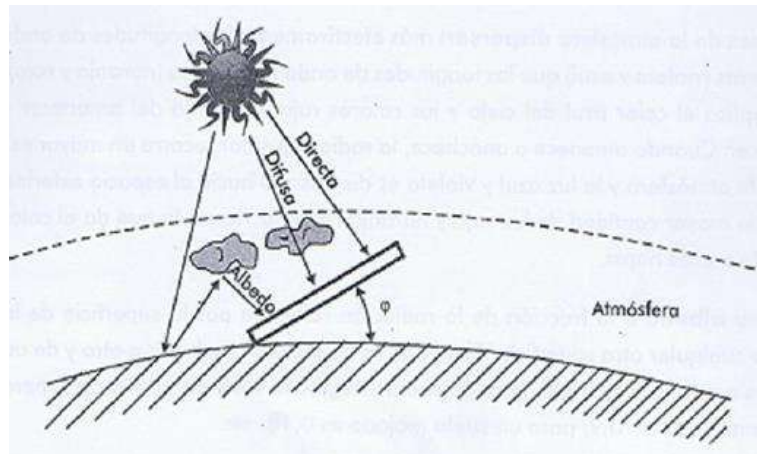
Radiación difusa: “Es el componente de la radiación solar que es dispersada por las nubosidades de la atmosfera” (Sanchez, 2011).

Radiación directa: “Es la radiación que recibe la superficie 24 terrestre directamente, varía en función de la nubosidad del momento, asimismo de la estación del año en que se encuentre” (Sanchez, 2011).

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” (Sanchez, 2011).

Figura 2.9

Componentes de la radiación solar



Fuente. (Sanchez, 2011).

2.7.2.4. 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” (Sanchez, 2011).

Figura 2.10

Hora solar Pico



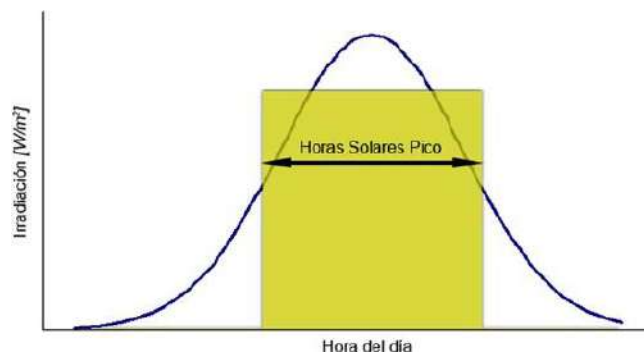
Fuente. (Sanchez, 2011).

2.7.2.5. *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 Aparicio, 2011).

Figura 2.11

Instalación de un sistema solar fotovoltaica aislada



Fuente. (Sanchez, 2011).

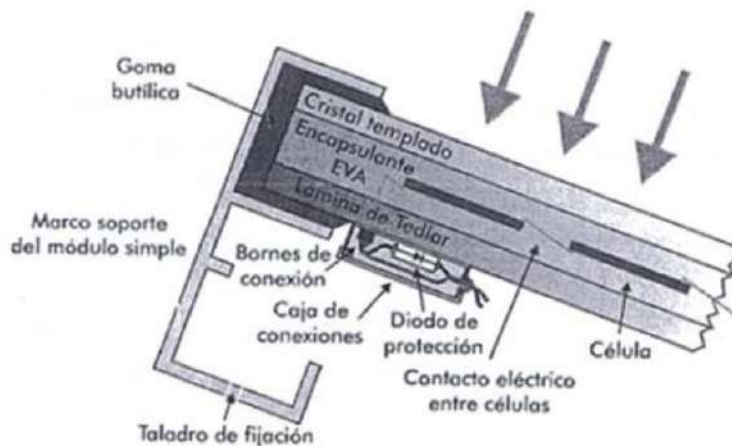
2.7.2.6. *El panel Fotovoltaico*

“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 eléctricas para asegurar su conexión con otros módulos o dispositivos” (Sanchez, 2011).

Figura 2.12

Estructura del panel solar



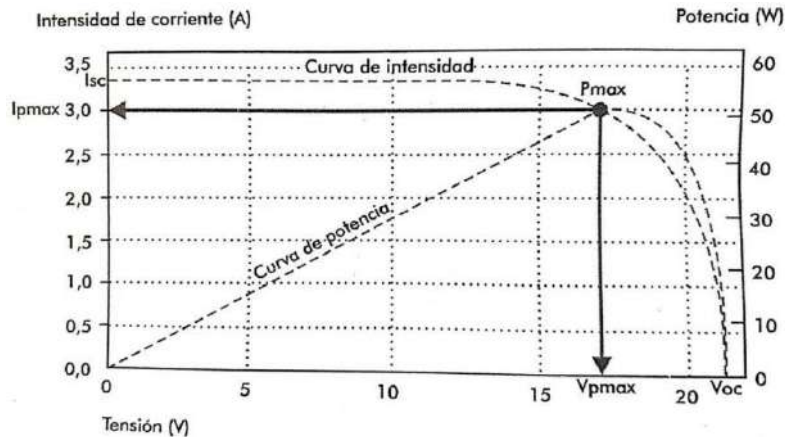
Fuente. (Sanchez, 2011).

2.7.2.7. 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 VCA. Las características del panel, están definidas para las condiciones estándar de media (CEM: $1\text{kW}/\text{m}^2$, 25°C , A.M.1,5)” (Sanchez, 2011).

Figura 2.13

Curva V-I del Panel Solar



Fuente. (Sanchez, 2011).

2.7.3. Sistema Fotovoltaico Individual

“El sistema fotovoltaico individual es una solución de generación de energía eléctrica que utiliza paneles solares instalados de forma autónoma en viviendas, comercios o pequeñas instalaciones. Estos sistemas funcionan de manera independiente de la red eléctrica convencional, capturando la radiación solar a través de celdas fotovoltaicas para convertirla directamente en electricidad que es consumida in situ. Los sistemas fotovoltaicos individuales son ideales para áreas rurales o aisladas, donde la conexión a la red eléctrica es inviable o económicamente poco factible. Entre sus ventajas se incluyen la reducción de costos operativos, la independencia energética y la contribución a la reducción de emisiones de carbono. Sin embargo, estos sistemas tienen una capacidad limitada para satisfacer grandes demandas energéticas y requieren almacenamiento mediante baterías para garantizar un suministro continuo” (Sanchez, 2011).

2.7.3.1. Módulo Fotovoltaico

“Las especificaciones del módulo fotovoltaico se determinarán examinando su gráfico I-V (intensidad-voltaje), que es una representación gráfica de las características

del módulo. Este gráfico lo proporciona normalmente el fabricante y se basa en mediciones realizadas en condiciones estándar” (Sulluchuco Quispe , 2023).

2.7.3.2. Sistemas De Agrupamiento De Los Módulos Fotovoltaicos

“Para las instalaciones que constan de dos o más módulos fotovoltaicos, es imperativo que los módulos presenten características de voltaje, potencia e intensidad comparables. La delimitación de la agrupación es esencial para diferenciar los módulos. En una conexión en serie, el mantenimiento de una intensidad constante se consigue incrementando la tensión en cada módulo. Este método permite la adquisición de secciones de cableado reducidas, lo que facilita las instalaciones rentables” (Sulluchuco Quispe , 2023).

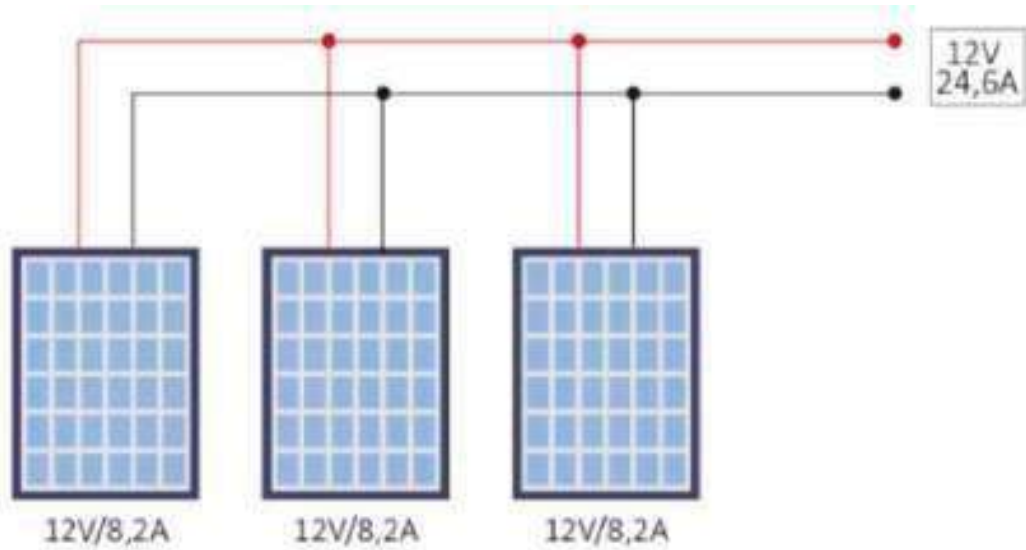
Figura 2.14

Conexión en serie de módulos

Fuente. (Sulluchuco Quispe , 2023).

Figura 2.15

Conexión en paralelo de módulos



Fuente. (Sulluchuco Quispe , 2023).

“Configuración en paralelo: a diferencia del escenario mencionado anteriormente, donde la tensión está sujeta a cambios, se mantiene una tensión constante mientras se amplifica la intensidad de cada panel. Esta configuración se emplea normalmente en instalaciones alimentadas por baterías que no pueden soportar voltajes elevados” (Sulluchuco Quispe , 2023).

Figura 2.16

Conexión mixta de módulos

Fuente. (Sulluchuco Quispe , 2023).

“La topología mixta, específicamente la configuración serie-paralelo, presenta un aumento proporcional tanto de la tensión como de la corriente según sea necesario. Esta topología se utiliza habitualmente en la interconexión de varias cadenas de paneles solares al inversor, normalmente de forma agrupada” (Sulluchuco Quispe , 2023).

2.7.3.3. Elementos Del Sistema Fotovoltaico

“Una instalación fotovoltaica comprende un sistema de generación de energía, que consiste en módulos solares, un regulador de carga y un sistema de almacenamiento de energía opcional, junto con un inversor. Si la instalación está conectada a una red eléctrica, habrá un mecanismo de prevención de desbordamientos que permitirá un autoconsumo sin excesos. Además, el dispositivo de medición se adaptará al tipo específico de autoconsumo. Al igual que en cualquier instalación eléctrica, se implementará un cableado adecuado” (Sulluchuco Quispe , 2023).

Figura 2.17

Elementos del sistema fotovoltaico



Fuente. (Sulluchuco Quispe , 2023).

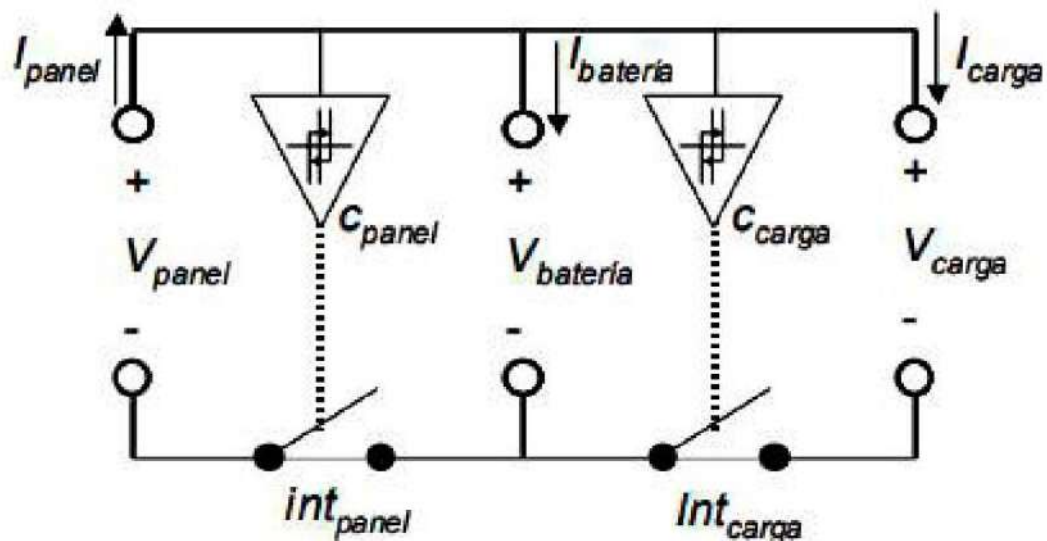
- a) **Panel solar:** “Estos paneles están contruidos con materiales semiconductores, como el silicio, que poseen propiedades únicas que les permiten generar corriente eléctrica al exponerse a la luz solar. Cuando la luz solar incide sobre las celdas fotovoltaicas dentro de los paneles, se produce el efecto fotovoltaico, que consiste en la excitación de electrones en el material semiconductor, generando así una corriente eléctrica continua. Además de los paneles solares, un sistema fotovoltaico típico incluye otros componentes esenciales, como inversores, que convierten la corriente continua (CC) generada en corriente alterna (CA) utilizable por los electrodomésticos y la red eléctrica. También puede incluir sistemas de almacenamiento de energía, como baterías, que permiten almacenar la electricidad generada para su uso durante la noche o en días nublados. Este conjunto de componentes trabaja en sinergia para proporcionar una fuente de energía renovable y sostenible, contribuyendo a la reducción de la dependencia de combustibles fósiles y a la disminución de la huella de carbono” (Sulluchuco Quispe , 2023).
- b) **Batería:** “El sistema fotovoltaico incluye un componente esencial que recibe y almacena la energía generada durante el día, permitiendo su uso en momentos en los que la producción solar no está disponible, como durante la noche o en días nublados. Este almacenamiento se lleva a cabo principalmente mediante baterías,

siendo las de 12 voltios una de las opciones más comunes debido a su capacidad de proporcionar un suministro de energía fiable y suficiente para aplicaciones residenciales y pequeñas instalaciones” (Sulluchuco Quispe , 2023).

- c) **Controlador de Carga:** “Es un mecanismo diseñado para evitar la sobrecarga de la batería, garantizando así que la tensión de la batería no supere el límite permitido según lo dictado por el aparato conectado. Además, sirve para inhibir el agotamiento profundo de la batería e interrumpe rápidamente el flujo de corriente eléctrica cuando la tensión desciende a un valor mínimo predeterminado. Además, desempeña un papel crucial a la hora de garantizar la durabilidad de las baterías” (Sulluchuco Quispe , 2023).

Figura 2.18

Modelo básico de un regulador de carga

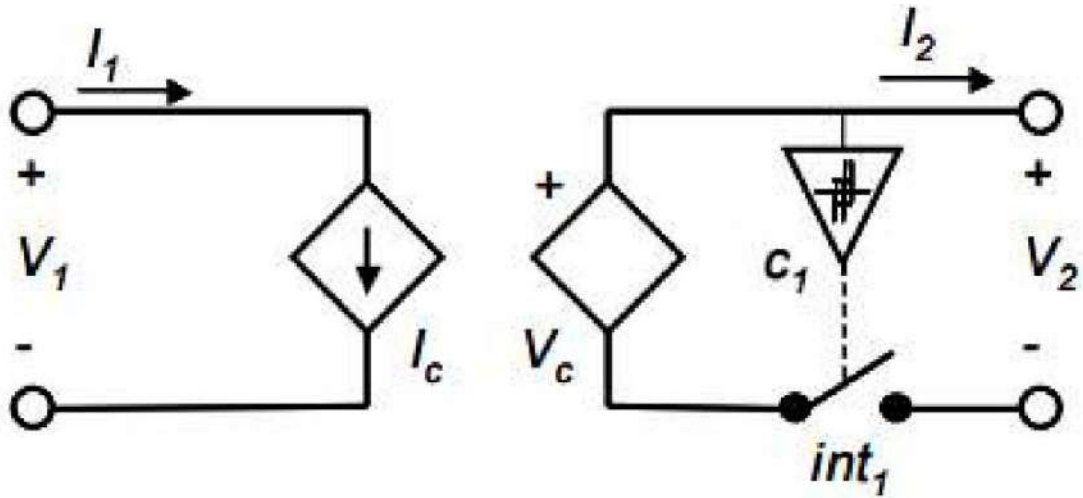


Fuente. (Sulluchuco Quispe , 2023).

- d) **Inversor de Onda Senoidal:** “El objetivo principal de un inversor es modificar una tensión de entrada de corriente continua en una tensión de salida de corriente alterna balanceada, que posea la magnitud y la frecuencia especificadas por el cliente o el diseñador. En este escenario particular, se emplea para transformar la corriente continua producida por el panel solar fotovoltaico en corriente alterna, que luego se puede integrar en sistemas eléctricos ubicados en regiones remotas” (Sulluchuco Quispe , 2023).

Figura 2.19

Modelo básico de un inversor



Fuente. (Sulluchuco Quispe , 2023).

2.8. Bases Normativas

La Norma IEC 61215 – Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Calificación de diseño y aprobación de tipo.

Esta norma se utiliza para definir los requisitos de rendimiento y la fiabilidad de los módulos fotovoltaicos utilizados en el proyecto. Asegura que los módulos fotovoltaicos sean aptos para su uso en entornos con condiciones climáticas extremas, fundamentales en las localidades aisladas.

La potencia de salida de un módulo fotovoltaico se puede calcular utilizando la siguiente fórmula:

$$P_{FV} = A \cdot G \cdot \eta \quad (1-3)$$

Donde:

P_{FV} es la potencia del módulo fotovoltaico (W),

A es el área del módulo fotovoltaico (m^2),

G es la irradiancia solar (W/m^2),

η la eficiencia del módulo fotovoltaico (%).

La Norma IEC 61730-1 – Requisito de seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.

Para garantizar que los módulos fotovoltaicos cuenten con los estándares de construcción adecuados para resistir condiciones adversas, como la humedad, el polvo y la radiación UV, que son comunes en las zonas rurales de Perú. En esta parte, la norma detalla cómo la construcción del módulo influye en su resistencia a factores como la radiación.

La Norma IEC 61730-2 – Requisito de seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos.

Esta norma fue empleada para establecer los procedimientos de prueba de los módulos fotovoltaicos, asegurando que cumplieran con los estándares de seguridad para su operación a largo plazo en ambientes rurales.

Para la prueba de rendimiento de un módulo fotovoltaico, se emplean ecuaciones de eficiencia similar a la fórmula mencionada en IEC 61215, pero con énfasis en las condiciones específicas de prueba.

La Norma IEC 61427-1 – Celdas y baterías para almacenamiento de energías renovables – Requerimientos generales y métodos de evaluación. Parte 1: Aplicaciones fotovoltaicas Off-Grid.

Para garantizar que el sistema fotovoltaico propuesto tenga baterías adecuadas para el almacenamiento de energía, asegurando un mínimo de 3 días de autonomía, como se requiere en las localidades aisladas.

La Norma IEC 62257-9-5 Ed. 2 – Recomendaciones para pequeños sistemas de energías renovables y sistemas híbridos para electrificación rural.

Se utiliza para guiar el diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos híbridos que puedan proporcionar energía continua a las localidades aisladas de Tahuapalca, Coporaque y Espinar.

Para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos híbridos, se emplea la fórmula:

$$P_{Total} = P_{solar} + P_{baterias} \quad (1-4)$$

Donde:

Ptotal es la potencia total del sistema híbrido (W),

Psolar es la potencia generada por los módulos fotovoltaicos (W),

Pbaterias es la potencia generada por el almacenamiento en baterías (W).

Código Nacional de Electricidad (Utilización)

Para asegurar que el sistema fotovoltaico cumpla con las normativas nacionales de seguridad eléctrica y que las instalaciones sean adecuadas para su operación en el contexto peruano.

Para el cálculo de la capacidad de un sistema fotovoltaico con almacenamiento, se utiliza la fórmula de potencia necesaria:

$$P_{requerido} = \frac{E_{diaria}}{H_{sol}} \times \eta \quad (1-5)$$

Donde:

Prequerido es la potencia instalada requerida (W),

Ediaria es la energía diaria consumida (Wh),

Hsol es la cantidad de horas de sol promedio (h),

η es la eficiencia del sistema.

Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales

Utilizada para asegurar que la calidad del servicio eléctrico en las áreas rurales sea acorde con los estándares nacionales.

La Norma Técnica MINEM DGE 031 (2003) y sus modificatorias en MINEM DGE 055 (2010), “establece los valores máximos de resistencia óhmica de las puestas a tierra, las mismas que en sistemas de 380-220 voltios debe ser 6 ohm, y en sistemas 440-220 voltios de 10 ohm. La sección mínima establecida para el conductor principal de aterramiento debe ser 16mm²” (DGE, 2010).

“Con relación a las redes de distribución secundaria en zonas rurales, **MINEM DGE 031 (2003)** establece los cálculos eléctricos y mecánicos para diseño de redes secundarias en nivel de tensión 380-220V y 440-220V, con conductores portantes Aleación de Aluminio” (DGE, 2010).

Código Nacional de Electricidad (CNE) - Suministro 2011

El CNE regula los sistemas de electrificación convencionales para zonas rurales y urbanas. A continuación, algunos valores clave:

Postes:

Material: Se usan postes de concreto, acero o madera tratados, de acuerdo con las condiciones climáticas y del terreno.

- **Altura mínima:** Para líneas de baja tensión (BT), la altura mínima de los postes es de 8 metros, mientras que para media tensión (MT) puede variar entre 10 y 12 metros, según la normativa y los cálculos estructurales.
- **Resistencia:** Los postes deben tener una resistencia mínima de 200 kgf/m en su base para redes de baja tensión y hasta 300 kgf/m para redes de media tensión en zonas rurales.

Conductores:

- **Material:** Los conductores más utilizados son de aluminio o aluminio con alma de acero (AAAC), ya que son más ligeros y resistentes a la corrosión, lo que los hace ideales para zonas rurales.

- Sección transversal:
Para baja tensión (BT): Se utilizan conductores de 35 mm² a 50 mm² en áreas residenciales rurales.
- Para media tensión (MT): Los conductores suelen tener secciones de 35 mm² a 95 mm² para líneas aéreas.

Normativa Técnica N° 238-2007-EM/DGE (Transformadores de Distribución)

- Capacidad del transformador:
En electrificación rural, se suelen utilizar transformadores de 10 kVA, 15 kVA, 25 kVA, y en algunos casos, 50 kVA. Estos valores varían según la demanda de energía de las localidades rurales y el tamaño de la población.
- Instalación:
Los transformadores deben instalarse en postes con una resistencia adecuada, ubicados a una altura que garantice la seguridad, con una distancia mínima al suelo de 4.5 metros en media tensión.

Ley de Electrificación Rural (Ley N° 28749)

Promover y regular la electrificación rural, especialmente en zonas de difícil acceso, incentivando el uso de energías renovables, como la generación fotovoltaica. Esta ley impulsa proyectos que prioricen fuentes renovables para garantizar el acceso sostenible a la energía eléctrica en zonas rurales. Los proyectos de electrificación rural deben ser diseñados para satisfacer las necesidades de las comunidades a través de tecnologías limpias como los sistemas fotovoltaicos centralizados.

Reglamento de la Ley N° 28749 (Decreto Supremo N° 020-2017-EM)

Criterios Técnicos: Define los requisitos técnicos para la instalación de sistemas fotovoltaicos centralizados en áreas rurales. Estos sistemas deben ser dimensionados para

proporcionar una solución eficiente, considerando factores como la capacidad de generación de 10 kW a 500 kW dependiendo de la demanda de la comunidad.

Dependiendo de la demanda energética proyectada, un sistema típico puede incluir entre 10 y 30 paneles con una potencia individual de 250 W a 400 W, permitiendo alcanzar potencias totales del sistema entre 2.5 kW y 12 kW para cubrir las necesidades de las viviendas y servicios comunitarios.

Almacenamiento de Energía: La normativa exige la incorporación de sistemas de almacenamiento (baterías) para asegurar la continuidad del suministro eléctrico durante la noche o en condiciones de baja radiación solar. Las baterías comúnmente recomendadas son de iones de litio o plomo-ácido con una capacidad que cubra al menos 24 horas de consumo.

Código Nacional de Electricidad – Suministro

Postes y Conductores: Regula el uso de postes y conductores en redes de distribución eléctrica en zonas rurales. En particular, para áreas de difícil acceso, se requieren postes de 8/200 o 10/300 y conductores de 35 mm² a 50 mm² para asegurar la estabilidad de la red en sistemas de electrificación rural. **Transformadores:** La normativa establece los requisitos para la instalación de transformadores adecuados en zonas rurales, asegurando que los sistemas fotovoltaicos centralizados puedan distribuir la energía de manera confiable.

Norma Técnica para el Diseño de Sistemas de Electrificación con Energía Renovable (Ministerio de Energía y Minas)

Paneles Fotovoltaicos: Los paneles deben tener una eficiencia mínima del 15% y una vida útil de 25 años. Esto asegura que la generación de energía solar sea sostenible y eficiente a largo plazo, en cumplimiento con los objetivos de electrificación rural del país.

Inversores: Los inversores utilizados en sistemas fotovoltaicos centralizados deben tener una eficiencia mínima del 95% y estar diseñados para soportar las variaciones en la carga eléctrica en las comunidades aisladas.

Capacidades Recomendadas: Los sistemas fotovoltaicos centralizados implementados bajo este programa deben cubrir las necesidades energéticas diarias de las poblaciones rurales, con una capacidad instalada de entre 10 kW y 500 kW, dependiendo del tamaño de la comunidad.

Reglamento de la Ley N° 28749 (Decreto Supremo N° 020-2017-EM)

Dimensionamiento de Sistemas: Se indica que, dependiendo de las necesidades energéticas del hogar, la potencia total de los paneles debe ser adecuada para cubrir al menos el 80% de la demanda diaria. Los sistemas típicos suelen estar compuestos por paneles que van de 100 W a 300 W.

Norma Técnica para el Diseño de Sistemas de Electrificación con Energía Renovable

Dimensionamiento de Paneles Solares: La norma detalla que los sistemas fotovoltaicos individuales deben ser dimensionados para satisfacer un promedio de 3 a 5 kWh/día. Para ello, se recomienda utilizar paneles de al menos 100 W.

CAPÍTULO III

3. DEMANDA ELECTRICA Y POTENCIA DE GENERACION DE LAS LOCALIDADES DE TAHUAPALCA I II Y III

3.1. Introducción

En este capítulo se examinan las características técnicas específicas de las localidades aisladas que no están conectadas al sistema convencional de distribución eléctrica. Se presta especial atención a la demanda máxima de energía y a la capacidad de generación disponible en cada localidad. Comprender estas variables es crucial para el diseño de un sistema de electrificación eficiente y sostenible. Analizar la demanda máxima ayuda a determinar el pico de consumo energético y a dimensionar adecuadamente la infraestructura necesaria. Asimismo, la capacidad de generación local se evalúa para identificar fuentes potenciales de energía que puedan ser aprovechadas. Este análisis proporciona una base sólida para la planificación e implementación de soluciones de electrificación adaptadas a las necesidades particulares de cada comunidad, garantizando un suministro confiable y continuo de energía.

3.2. Descripción De La Zona Involucrada

La región de Tahuapalca, Coporaque y Espinar se encuentra en el sur del Perú, dentro del departamento de Cusco. Esta área es predominantemente rural y se caracteriza por su topografía montañosa y un clima que varía desde templado hasta frío, dependiendo de la altitud.

Tahuapalca es una localidad situada en una zona elevada, lo que le confiere un entorno natural impresionante, pero también presenta desafíos en términos de acceso y logística. La comunidad está compuesta por varias familias que viven en viviendas dispersas y tienen acceso limitado a servicios básicos. La infraestructura de transporte es limitada, y la principal actividad económica en la región incluye la agricultura y la ganadería. Coporaque, por su parte, se localiza cerca de los límites del valle y también enfrenta retos similares en cuanto a infraestructura y acceso. La localidad tiene un clima templado que favorece el cultivo de ciertos

productos agrícolas. La población de Coporaque se dedica principalmente a la agricultura y a la ganadería, y la comunidad es conocida por su tradición cultural y sus costumbres ancestrales.

Espinar es el distrito que aglutina estas localidades y se extiende a lo largo de un vasto territorio montañoso. La geografía accidentada y la dispersión de las viviendas dificultan el suministro de servicios esenciales, como la electricidad. Espinar es un área de gran importancia debido a su potencial agrícola y su rica biodiversidad, pero también enfrenta desafíos significativos en términos de desarrollo e infraestructura.

En conjunto, Tahuapalca, Coporaque y Espinar presentan un contexto complejo para la implementación de proyectos de electrificación debido a su geografía montañosa, la dispersión de sus localidades y las limitaciones en infraestructura. Los esfuerzos para mejorar el suministro de energía eléctrica en esta región deben considerar estos factores para asegurar un desarrollo sostenible y eficaz.

3.3. Descripción Geográfica

La zona de estudio se concentra en tres áreas específicas: **Tahuapalca I, II y III**. Los lotes correspondientes a estas áreas están distribuidos de manera que **Tahuapalca II y III** se encuentran adyacentes, formando una unidad continua. En total, **Tahuapalca II y III** suman **92 viviendas**, mientras que **Tahuapalca I** cuenta con **86 viviendas**.

Estas localidades están ubicadas en las siguientes coordenadas UTM Zona 19:

Tahuapalca I

Este: 215540

Norte: 8354740

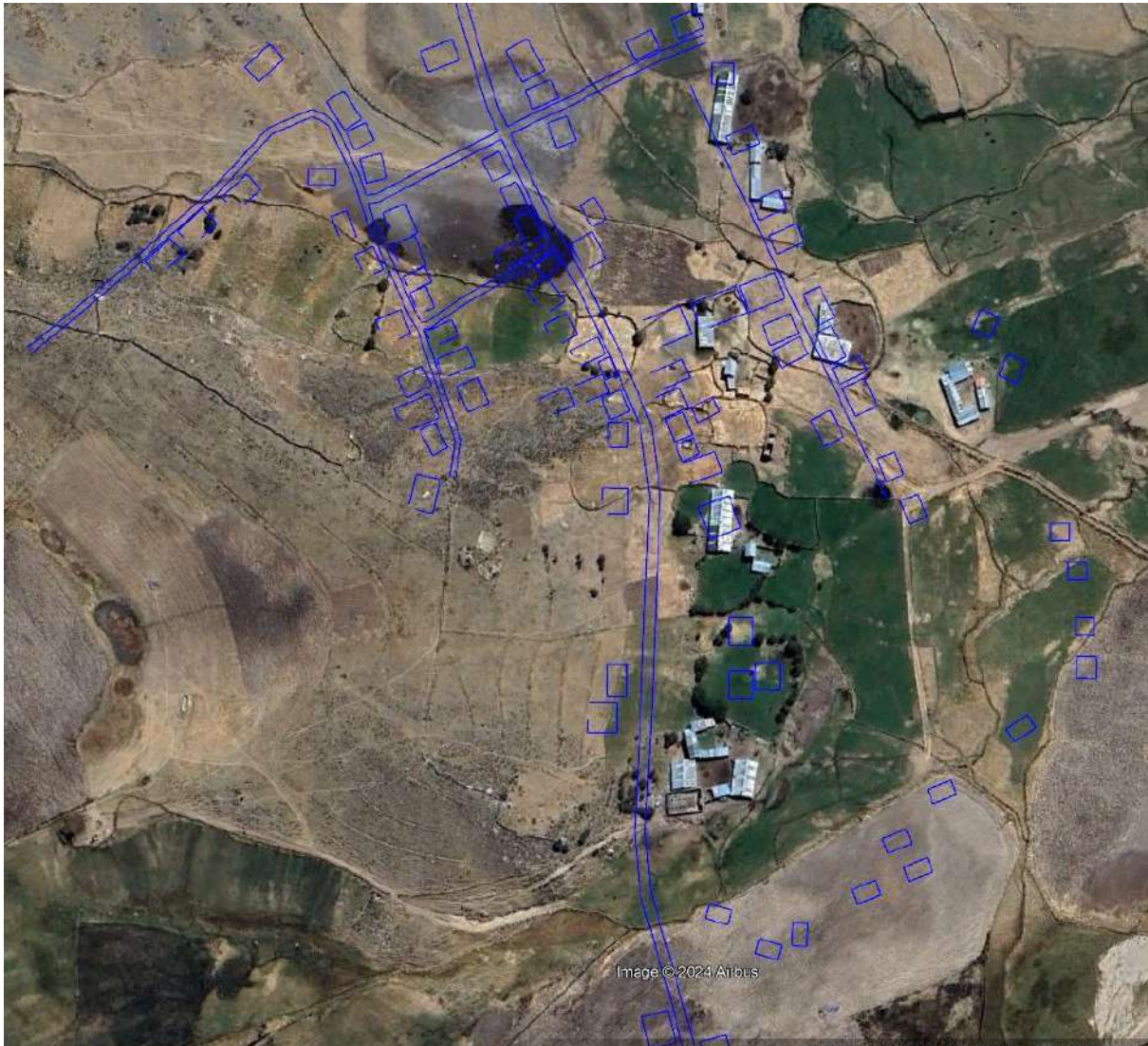
Tahuapalca II y III

Este: 218002

Norte: 8354569

Figura 3.1

Lotización geográfica de la localidad de Tahuapalca I



Fuente. Imagen Satelital Google Earth.

Figura 3.2

Lotización geográfica de la localidad de Tahuapalca II y III



Fuente. Imagen Satelital Google Earth.

3.4. Información Del Sistema De Distribución Actual

El sistema de distribución eléctrica del Alimentador Tintaya 01 (TI-01), que opera a un nivel de tensión de 22.9 kV, está constituido principalmente por una subestación de distribución aérea de alta y media tensión, situada en el área de Marquiri y denominada S/E Tintaya. Los niveles de voltaje para la media tensión son de 10.5/22.9 kV, tanto para la red trifásica como para la monofásica. Además, el sistema incluye líneas de distribución de media y baja tensión, así como un seccionador para su protección.

3.4.1. Datos Técnicos Del Alimentador TI – 01

Los datos técnicos del alimentador TI 01 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3.1*Datos técnicos alimentador TI 01*

Altitud Máxima:	4801 m.s.n.m. Suyckutambo
Altitud mínima:	3870 m.s.n.m. - Pichigua
Conductor utilizado:	AAAC, N2XSY y Cu-Des.
Demanda Máxima:	3.076 MW
Longitud Total (Km):	857.33 Km
Nivel de Tensión:	22.9 kV
Red Bifásica	1.87 Km
Red monofásica	645.78 Km
Red Trifásica	209.68 Km
Sección del conductor: Soportes:	16, 25, 35,50,70 y 90 mm ²
Tipo de conexión:	Estrella Tipo y multiaterrado
Tipo de Línea:	Radial con tendido aéreo
Zona del alimentador:	Urbano - Rural
Transformadores de distribución	482 transformadores
Particulares	21 transformadores
Públicos	461 transformadores
Potencia instalada	13.78MVA

Fuente. Base de Datos Electro Sur Este

3.4.2. Análisis Del Sistema De Distribución Primario

En el presente estudio, se analizará de acuerdo con las normas técnicas del servicio de distribución y los índices de continuidad de suministro de energía eléctrica requeridos por OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería). Como caso práctico, se considerará la Línea de Distribución de Energía Eléctrica Tintaya 01, que presenta una topología radial y una longitud total de 857.33 km. Este alimentador comienza en el Sector de Marquiri – Mina Xstrata Tintaya, situado en el distrito de Yauri, provincia de Espinar. La energía eléctrica para esta red de distribución proviene de la Central Hidroeléctrica Machupicchu a través de la línea de transmisión L-1005.

3.5. Desafíos para la Electrificación de las localidades involucradas

Ubicación Remota: Las localidades de Tahuapalca, Coporaque y Espinar se encuentran alejadas del sistema convencional de distribución eléctrica. Esta distancia aumenta la complejidad y el costo de la extensión de las redes eléctricas, lo que dificulta la provisión de un suministro confiable.

Geografía Accidentada: La región presenta una topografía montañosa y accidentada, lo que complica la construcción e instalación de infraestructuras eléctricas. Los terrenos irregulares requieren soluciones especializadas para la instalación de líneas de transmisión y distribución.

Acceso Limitado: La infraestructura de transporte en la zona es insuficiente, lo que dificulta el acceso para la instalación y mantenimiento de equipos eléctricos. Las carreteras y caminos en mal estado pueden retrasar los trabajos y aumentar los costos operativos.

Desperdicio Energético: La distancia de las localidades desde las fuentes de generación y las redes de distribución existentes puede provocar pérdidas significativas de energía durante el transporte, afectando la eficiencia del sistema eléctrico.

Mantenimiento y Operación: El mantenimiento de las instalaciones eléctricas en zonas aisladas es un desafío adicional. Las dificultades de acceso y la falta de recursos locales especializados complican la reparación y el mantenimiento de la infraestructura existente.

Condiciones Climáticas: Las variaciones climáticas extremas en la región pueden afectar la estabilidad y durabilidad de las instalaciones eléctricas. La exposición a condiciones adversas puede acelerar el deterioro de los equipos y aumentar la necesidad de intervenciones técnicas frecuentes.

Estos desafíos deben ser considerados cuidadosamente al planificar e implementar soluciones de electrificación para garantizar un suministro de energía confiable y sostenible en Tahuapalca, Coporaque y Espinar.

3.6. Demanda máxima Localidades de Tahuapalca

3.6.1. Demanda Diaria Por Lote

En esta sección, se analiza la demanda diaria por lote, observando cómo se distribuye el consumo de energía a lo largo del día.

Según los tipos de artefactos utilizados por los pobladores de Tahuapalca – Coporaque – Espinar.

Tabla 3.2

Artefactos utilizados por vivienda

Artefacto	Potencia (W)
Lampara LED	9
Receptor TV SATELITAL	40
TV	80
Equipo de sonido	50
Calentador de agua	250
Cargador celular	5

Se ha registrado la demanda en diferentes intervalos horarios, lo que permite identificar las horas pico en las que el consumo de energía alcanza su nivel máximo.

A continuación, se presenta una tabla que detalla la demanda diaria por lote, especificando las diferentes horas del día y resaltando los momentos en los que se alcanza la demanda máxima. La cual fue refleja las estimaciones de consumo energético en las localidades consultadas, y su elaboración se basa en un proceso de investigación de campo, donde se llevaron a cabo entrevistas y encuestas con los residentes para comprender sus patrones de consumo de energía y las necesidades específicas de electrificación.

Los datos obtenidos en estas consultas permitieron identificar los artefactos eléctricos más utilizados en cada hogar y su respectiva potencia. Por ejemplo, se registró el uso de luminarias LED durante las horas de la noche, así como equipos de entretenimiento y electrodomésticos, como el calentador de agua, durante las horas pico de actividad. Las estimaciones de potencia total y energía total por día fueron calculadas en función de las respuestas de los pobladores, quienes compartieron sus hábitos y horarios de uso de los diferentes dispositivos.

Tabla 3.3*Demanda diaria para los diferentes intervalos diarios*

Inicio	Fin	Luminaria (W)	Entretenimiento (W)	Calentador de agua (W)	Potencia Total (W)	Energía Total (Wh/día)
00:00	01:00	0	0	0	0	0
01:00	02 :00	0	0	0	0	0
02 :00	03:00	0	0	0	0	0
03:00	04:00	0	0	0	0	0
04:00	05:00	0	0	0	0	0
05:00	06:00	18	0	75	93	93
06:00	07:00	0	50	75	125	125
07:00	08:00	0	50	0	50	50
08:00	09:00	0	50	0	50	50
09:00	10:00	0	50	0	50	50
10:00	11:00	0	50	0	50	50
11:00	12 :00	0	50	230	280	280
12 :00	13:00	0	170	230	400	400
13:00	14:00	0	170	0	170	170
14:00	15:00	0	120	0	120	120
15:00	16:00	0	120	0	120	120
16:00	17:00	0	120	0	120	120
17:00	18:00	0	120	0	120	120
18:00	19:00	18	120	0	138	138
19:00	20:00	45	120	75	240	240
20:00	21:00	45	125	0	170	170
21:00	22:00	45	120	0	165	165
22:00	23:00	18	0	0	18	18
23:00	24:00	0	0	0	0	0
Máxima Demanda (W)					400	
Energía por día (Wh)						2479

Según la anterior tabla se tiene una demanda máxima registrada de 400 W, mientras que la energía diaria total consumida es de 2,479 Wh.

3.6.2. Tahuapalca I

Que cuenta con 86 clientes distribuidos y un factor de simultaneidad de 0.8, además de 12 alumbrados públicos de 50 W cada uno, se ha estimado una demanda máxima de 48.84 kVA. Esta cifra, que se detalla en la tabla a continuación, refleja la suma de la demanda de los clientes y el consumo de los alumbrados públicos. La correcta determinación de esta demanda

máxima es fundamental para el dimensionamiento del sistema de electrificación, asegurando que la capacidad de generación y distribución pueda atender de manera eficiente las necesidades energéticas de Tahuapalca 1.

Tabla 3.4

Demanda máxima Localidad Tahuapalca I

SS.EE.	C A R G A S								TOTAL KW	TRANFORMADOR PROYECTADO
	SERVICIO PARTICULAR		CARGAS ESPECIALES		ALUMBRADO PUBLICO		F.S.	KW		
	01	0.600 KW /cliente	No	KW	50 W	Nº DE UAP				
	F.S.	No	KW	No	KW	Nº DE UAP	KW			
C-I	0.8	33	15.84	3	3.00	12	0.60	1	19.44	
C-II	0.8	29	13.92	1	1.00	0	0.00	1	14.92	
C-III	0.8	20	9.60	0	0.00	0	0.00	1	9.60	
Total		82	39.36	4	4.00	12	0.60		43.96	
								KW	43.96	
		TOTAL		86				KVA	48.84	
		CLIENTES								

50 KVA

3.6.3. Tahuapalca II

Con 49 clientes distribuidos y un factor de simultaneidad de 0.8, junto a 12 alumbrados públicos de 50 W cada uno, se ha determinado una demanda máxima de 19.60 kVA. Este valor, presentado en la tabla siguiente, combina la demanda de los clientes con el consumo de los alumbrados públicos.

Tabla 3.5

Demanda máxima Localidad Tahuapalca II

SS.EE.	C A R G A S								TOTAL KW	TRANFORMADOR PROYECTADO
	SERVICIO PARTICULAR		CARGAS ESPECIALES		ALUMBRADO PUBLICO		F.S.	KW		
	01	0.400 KW /cliente	No	KW	55 W	Nº DE UAP				
	F.S.	No	KW	No	KW	Nº DE UAP	KW			
C-I	0.8	15	4.80			4	0.20	1	5.00	
C-II	0.8	32	10.24	2	2.00	8	0.40	1	12.64	
Total		47	15.04	2	2.00	12	0.60		17.64	
								KW	17.64	
		TOTAL		49				KVA	19.60	
		CLIENTES								

25 KVA

3.6.4. Tahuapalca III

Que tiene 43 clientes distribuidos y un factor de simultaneidad de 0.8, así como 15 alumbrados públicos de 50 W cada uno, se ha calculado una demanda máxima de 16.12 kVA. Este dato, mostrado en la tabla que sigue, refleja la demanda total de los clientes junto con el consumo de los alumbrados públicos.

Tabla 3.6

Demanda máxima Localidad Tahuapalca III

SS.EE. 01	CARGAS							TOTAL KW	TRANFORMADOR PROYECTADO	
	SERVICIO PARTICULAR			CARGAS ESPECIALES		ALUMBRADO PUBLICO				F.S.
	0.400 KW /cliente			No USU.	KW	55 W				
	F.S.	No USU.	KW			Nº DE UAP	KW			
C-I	0.8	36	11.52			4	0.20	1	11.72	25 KVA
C-II	0.8	7	2.24			11	0.55	1	2.79	
Total		43	13.76	0	0.00	15	0.75		14.51	
								KW	14.51	
		TOTAL CLIENTES		43				KVA	16.12	

3.1. Potencia de Generación Localidades de Tahuapalca

Conociendo las demandas máximas de 48.84 kVA, 19.60 kVA y 16.12 kVA para las localidades de Tahuapalca 1, Tahuapalca 2 y Tahuapalca 3 respectivamente, se ha establecido la potencia de generación necesaria para cada una de estas localidades. La potencia de generación, definida como la capacidad máxima de producción de energía de una fuente generadora, debe ser suficiente para cubrir no solo la demanda máxima sino también permitir un margen de seguridad para variaciones en el consumo. Así, se ha calculado que Tahuapalca 1 requiere una potencia de generación de 50 kVA, mientras que tanto Tahuapalca 2 como Tahuapalca 3 necesitan una potencia de 25 kVA cada una. Estas potencias de generación garantizan un suministro eléctrico adecuado y continuo, minimizando el riesgo de sobrecarga y asegurando que las necesidades energéticas de cada localidad sean satisfechas de manera eficiente.

CAPÍTULO IV

4. ALTERNATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN PARA EL SECTOR TAHUAPALCA - COPORAQUE - ESPINAR

4.1. Introducción

En el presente capítulo se abordarán las alternativas de electrificación para las localidades de Tahuapalca, Coporaque y Espinar, con el objetivo de mejorar la provisión de energía eléctrica en estas áreas aisladas del sistema convencional de distribución. Dado que estas localidades se encuentran alejadas de la infraestructura eléctrica centralizada, es esencial analizar las opciones de electrificación que puedan garantizar una provisión continua y confiable de energía. Se evaluarán diversas alternativas de electrificación, incluyendo la implementación de sistemas solares individuales, sistemas solares centralizados y la conexión con el sistema convencional, para determinar la opción más eficiente y viable para satisfacer las necesidades energéticas de estas localidades. Esta evaluación se sustentará en el análisis de las características técnicas y las restricciones específicas de cada área, proporcionando una base sólida para las decisiones futuras en el desarrollo de proyectos de electrificación en estas regiones. Al final, en el capítulo 5, se seleccionará la propuesta de electrificación más viable, basada en el análisis realizado en este capítulo.

4.2. Alternativas para el suministro eléctrico

4.3. Sistema Fotovoltaico Centralizada.

En esta parte, se explora la implementación de un sistema fotovoltaico centralizado para la zona de Tahuapalca – Coporaque – Espinar. Dada la naturaleza urbana de esta área, caracterizada por una mayor concentración de viviendas y actividades económicas, se requiere un enfoque de electrificación que pueda suministrar energía de manera eficiente y sostenible a un mayor número de clientes.

El sistema fotovoltaico centralizado se presenta como una solución óptima, capaz de generar y distribuir electricidad desde una instalación solar centralizada a toda la comunidad. Este enfoque permite optimizar el uso de los recursos solares disponibles, garantizando un suministro energético estable y confiable que cubra las necesidades tanto residenciales como comerciales de la zona.

La elección de un sistema centralizado no solo responde a la configuración urbana de Tahuapalca – Coporaque – Espinar, sino también a las condiciones geográficas y climáticas de la región, que favorecen la captación de energía solar durante el año.

4.3.1. Potencia solar en la localidad de Tahuapalca – Coporaque

Conociendo las demandas eléctricas de las localidades de Tahuapalca - Coporaque, es necesario determinar la disponibilidad del recurso energético solar en esa área, y a partir de ello, elaborar el diseño del sistema fotovoltaico que pueda cubrir dicha demanda.

La disponibilidad del recurso solar en la zona de Tahuapalca-Coporaque se determina utilizando información proporcionada por el SENAMHI y complementada con datos de la NASA. Para acceder a los datos de potencial solar, es esencial contar con las coordenadas geodésicas de la ubicación. En el caso de Tahuapalca I, las coordenadas son las siguientes: (latitud: -14.8666363704359; longitud: -71.6435036691636); y para Tahuapalca II y III son (latitud: -14.8684430860263; longitud: -71.6206599804977).

Los resultados de irradiación solar en el plano horizontal e inclinado para la localidad de Tahuapalca se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4.1*Reporte solar de localidad de Tahuapalca*

Radiación promedio mensual incidente sobre una superficie inclinada y puntiaguda del ecuador (kWh/m2/día)													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Promedio Anual
<i>TILTED_SURFACE_HORJZO.TAL</i>	5.61	5.24	5.77	5.32	4.84	4.43	4.44	4.87	5.52	5.87	5.88	5.18	5.3
<i>TILTED_SURFACE_LAT_MINUS/5</i>	5.77	5.29	5.69	5.09	4.51	4.08	4.12	4.62	5.39	5.89	6.03	5.98	5.2
<i>TILTED SURFACE LATITUDE</i>	5.45	5.16	5.16	5.42	5.01	4.62	4.61	4.98	5.56	0.58	5.73	5.59	5.31
<i>TILTED SURFACE LAT PLUS/ 5</i>	4.87	4.8	5.56	5.47	5.26	4.93	4.88	5.11	5.46	5.43	5.14	4.92	5.15
<i>TILTED_SURFACE_VERTICAL</i>	1.68	1.66	1.81	2.6	3.15	3.25	3.09	2.13	2.17	1.64	1.58	1.63	2.25
<i>OPTIMAL</i>	5.83	5.29	5.17	5.49	5.29	5	4.92	5.11	5.56	5.89	6.07	6.09	5.51
<i>OPTIMAL ANG</i>	-18.5	-9	2.5	16.5	27.5	32	29.5	21	8	-6	-16.5	-21.5	5.5
<i>OPTIMAL_ANG_ORT</i>	S	S	N	N	N	N	N	N	N	S	S	S	N
<i>TRACKER</i>	6.78	6.11	6.92	6.57	6.27	5.84	5.74	6.04	6.68	7.04	7.16	7.12	6.52

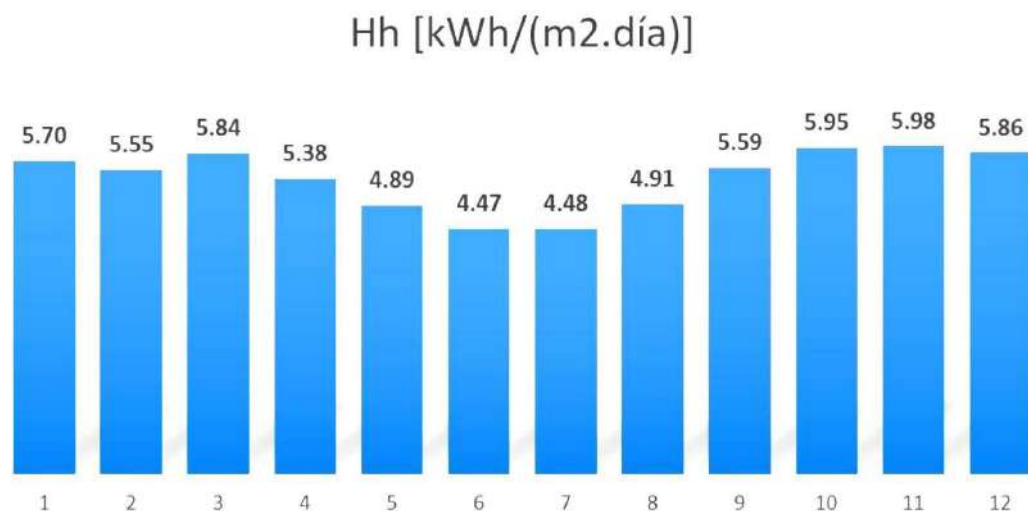
Incidentes de aislamiento promedio mensuales en una superficie horizontal (kWh/m2/día)												
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Promedio Anual
5.7	5.55	5.84	5.38	4.89	4.43	4.48	4.91	5.59	5.95	5.98	5.86	5.38

Fuente. NASA-Power.

La Figura siguiente se muestra la gráfica de la variación mensual de la irradiación solar diaria promedio, basada en los datos de la tabla anterior.

Figura 4.1

Variación mensual de la irradiación diaria media de la localidad de Tahuapalca



Fuente. NASA-Power.

De acuerdo con los datos mostrados de la radiación promedio mensual incidente sobre una superficie inclinada y orientada hacia el ecuador ($\text{kWh/m}^2/\text{día}$), se evidencia que en el mes de junio la irradiación diaria media mensual alcanza su punto más bajo, con un valor de 4,43 $\text{kWh/m}^2/\text{día}$.

A partir de la información analizada, se concluye que el valor crítico del potencial solar, es decir, la irradiación solar media mensual para la zona de Tahuapalca – Coporaque - Espinar, ocurre durante el mes de junio, con una magnitud aproximada de 4,43 kWh/m^2 . Este valor representa el potencial solar a considerar para el diseño del sistema de generación fotovoltaica en estas localidades.

4.3.2. Diseño del sistema de generación fotovoltaica centralizada

El sistema de generación fotovoltaica centralizada para la localidad de Tahuapalca no solo deberá satisfacer la demanda eléctrica de sus 178 clientes, sino que también deberá

garantizar un suministro estable y confiable. Este sistema deberá ser diseñado con la capacidad adecuada para cubrir tanto el consumo diario como las posibles variaciones estacionales en la demanda, asegurando así un acceso continuo a la energía eléctrica para todos los residentes de Tahuapalca. Además, se deberá considerar la expansión futura y el mantenimiento eficiente para asegurar la longevidad y sostenibilidad del sistema.

De acuerdo a los siguientes parámetros:

Tabla 4.2

Parámetros de diseño Tahuapalca I

Parámetro	Unidad	Magnitud
Irradiación media mensual, mes crítico.	kWh/m ²	4,43
Cantidad de Clientes	Und	86
Máxima Demanda	kW	43.96
Demanda de Energía	kWh/día	213.194

Dado que las localidades de Tahuapalca I y II son adyacentes, se propone unificarlas bajo un solo parámetro de diseño. Esta unificación no solo permitirá una mayor eficiencia en la distribución eléctrica a través de una red secundaria que parte del centro de generación fotovoltaica centralizada, sino que también ofrecerá una solución más económica. Al diseñar un sistema único para ambas localidades, se reducirán los costos de instalación, operación y mantenimiento, optimizando así los recursos disponibles y asegurando una distribución energética más económica.

Tabla 4.3

Parámetros de diseño Tahuapalca II y III

Parámetro	Unidad	Magnitud
Irradiación media mensual, mes crítico.	kWh/m ²	4,43
Cantidad de Clientes	Und	92
Máxima Demanda	kW	32.15
Demanda de Energía	kWh/día	228.068

Corrección de Demanda por Pérdidas de energía

La demanda eléctrica debe ajustarse teniendo en cuenta las pérdidas inherentes al sistema de generación fotovoltaica. Para ello, se aplicará la siguiente, que calcula la demanda real del

sistema, y la constante R, que determina el rendimiento global del sistema, tal como se mencionó previamente.

$$E = \frac{E_s}{R} \quad (4-1)$$

Donde:

E, es la energía total del sistema

R, es el rendimiento global

E_s, es la energía del sistema que es igual a 213.194 kWh/día para Tahuapalca I y de 228.068 kWh/día, para Tahuapalca II y III.

Por otra parte, la constante R (rendimiento global del sistema) se calcula mediante la siguiente expresión:

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v - k_a) \left(1 - \frac{k_a N}{P_d}\right) \quad (4-2)$$

Donde:

N, son los días de autonomía del sistema = 2

P_d, es el Factor de profundidad de descarga = 0,80

K_v, es el índice de pérdidas = 0,05

K_b, es el índice de pérdidas en Baterías = 0,05

K_a, es el índice de auto descarga de baterías = 0,02

K_c, es el índice de pérdidas en Inversor de potencia = 0,05

Utilizando estos datos y sustituyéndolos en la ecuación previamente mencionada, se tiene que:

$$R = (1 - 0,05 - 0,05 - 0,05 - 0,02) \left(1 - \frac{0,02 \times 2}{0,80}\right) \quad (4-3)$$

R = 0,8075

Se obtiene el valor de R = 0,8075.

Entonces con este valor de **R**, se determina la energía total del sistema, lo que permite satisfacer los dos parámetros clave de diseño. Esto asegura que el sistema esté correctamente dimensionado para cumplir con las demandas energéticas previstas, considerando tanto la eficiencia como la capacidad de almacenamiento.

Reemplazando R en la ecuación de la energía total del sistema para Tahuapalca I, se tiene:

$$E = \frac{213.194 \text{ kWh/día}}{0,8075} \quad (4-4)$$

$$E = 264,02$$

De la misma manera para Tahuapalca II y III se tiene:

$$E = \frac{228.068 \text{ kWh/día}}{0,8075} \quad (4-5)$$

$$E = 282,44 \text{ kWh/día}$$

Por lo tanto, la energía real a generar para Tahuapalca I es de 264,02 kWh/día, mientras que para Tahuapalca II y III es de 282,44 kWh/día. Estos valores reflejan la cantidad de energía necesaria para cubrir la demanda diaria de cada localidad.

Cálculo de horas solares pico

Para calcular las horas solares pico abreviado como HSP, se emplea la siguiente expresión:

$$HSP = \frac{G}{I_s} \quad (4-6)$$

Donde:

HSP, son las Horas solares pico

I_s , es la Irradiancia a nivel estándar igual a 1 000W/m²

G, es Irradiación solar media diaria que es igual para las 3 localidades y tiene un valor de 4,43 kWh/m²

Entonces, al aplicar estos valores, se obtiene:

$$HSP = \frac{4,43 \text{ kWh/m}^2}{1\,000 \text{ W/m}^2} \quad (4-7)$$

HSP = 4,43 horas solares pico

Dando como resultado un total de 4,43 horas solares pico. Este resultado indica que la irradiación solar promedio diaria en la zona equivale a 4,43 horas en las que la intensidad de la radiación solar es equivalente a la irradiancia estándar de 1 000 W/m².

Número de paneles fotovoltaicos

Para satisfacer la demanda de energía para estas localidades, será necesario contar con un número mínimo de paneles fotovoltaicos. Esta cantidad puede determinarse utilizando la siguiente expresión:

$$N_T = \frac{E}{P_{pm} \times R_m \times HSP} \quad (4-8)$$

Donde:

N_T , es el número total de paneles que se debe instalar

E : Demanda real diaria, igual a:

264,020 Wh/día para Tahuapalca I

282,440 Wh/día para Tahuapalca II y III

R_m , es el rendimiento del módulo equivalente a 70%

HSP , son las horas solares pico igual a 4,43 horas

P_{pm} , es la Potencia pico del módulo 640 Wp, debido a que los módulos de 640 Wp son eficaces para convertir la energía solar en electricidad, ofreciendo un balance entre el tamaño del módulo y su capacidad de generación. Esto ayuda a optimizar el rendimiento del sistema fotovoltaico y asegurar una buena relación entre la inversión y la generación de energía.

Por lo tanto, aplicando estos datos, se determina que para Tahuapalca I se necesita:

$$N_{T1} = \frac{264,020 \text{ Wh/día}}{640 \text{ Wp} \times 70\% \times 4,43 \text{ horas}} \quad (4-9)$$

$N_{T1} = 133.03 \text{ paneles}$

Para Tahuapalca II y III se tiene:

$$N_{T2} = \frac{282,440 \text{ Wh/día}}{640 \text{ Wp} \times 70\% \times 4,43 \text{ horas}} \quad (4-10)$$

$N_{T2} = 142.31 \text{ paneles}$

Se necesitan un total de **133 paneles** solares fotovoltaicos para Tahuapalca I para satisfacer la demanda energética de esta localidad. En el caso del centro de generación para Tahuapalca II y III, se requiere la instalación de **142 paneles** fotovoltaicos. Esta cantidad ha sido calculada para garantizar que el sistema pueda cubrir adecuadamente las necesidades de energía de ambas áreas, teniendo en cuenta los factores de irradiación solar, el rendimiento del módulo y las horas solares pico.

Número de paneles fotovoltaicos en serie

Los paneles solares deben ser conectados en serie para alcanzar el voltaje requerido para el banco de baterías. Es importante considerar que operar con tensiones más altas permite utilizar corrientes de menor magnitud, lo que ayuda a reducir las pérdidas de energía. La cantidad de paneles necesarios para esta conexión en serie se puede determinar utilizando la siguiente expresión.

$$N_s = \frac{V_T}{V_f} \quad (4-11)$$

Donde:

N_s , es el Número de paneles Fotovoltaicos conectados en serie

V_f , es la Tensión nominal de cada panel fotovoltaico equivalente a 12.5V

V_T , es la Tensión de operación del sistema generador igual a 220V

Aplicando estos valores, se obtiene:

$$N_S = \frac{220 \text{ V}}{12.5 \text{ V}} \quad (4-12)$$

$N_S = 18$ paneles

Entonces se tiene un N_S de 18, lo que indica que se requieren 18 paneles fotovoltaicos conectados en serie por rama. Esto asegura que se alcance el voltaje necesario para el sistema,

Número de paneles fotovoltaicos en paralelo

El número de paneles que deben conectarse en paralelo se puede determinar utilizando la siguiente ecuación.

$$N_P = \frac{N_T}{N_S} \quad (4-13)$$

Donde:

N_P , es el Número de paneles Fotovoltaicos a ser conectados en paralelo

N_S , es el Número de paneles Fotovoltaicos a ser conectados en serie

N_T , es el Número total de paneles Fotovoltaicos

Aplicando esta ecuación para Tahuapalca I se tiene:

$$N_{P1} = \frac{133 \text{ paneles}}{18 \text{ paneles}} \quad (4-14)$$

$N_{P1} = 7.38$ paneles

De forma similar para Tahuapalca II y III:

$$N_{P2} = \frac{142 \text{ paneles}}{18 \text{ paneles}} \quad (4-15)$$

$N_{P2} = 7.88$ paneles

Por lo tanto, se requiere un total de 7.38 paneles fotovoltaicos conectados en paralelo para Tahuapalca I y 7.88 paneles para Tahuapalca II y III. Sin embargo, para simplificar el diseño y asegurar un número entero de paneles, se opta por instalar 8 módulos en paralelo en cada caso. Esto resulta en un total de 288 paneles, distribuidos equitativamente con 144 paneles para Tahuapalca I y 144 para Tahuapalca II y III.

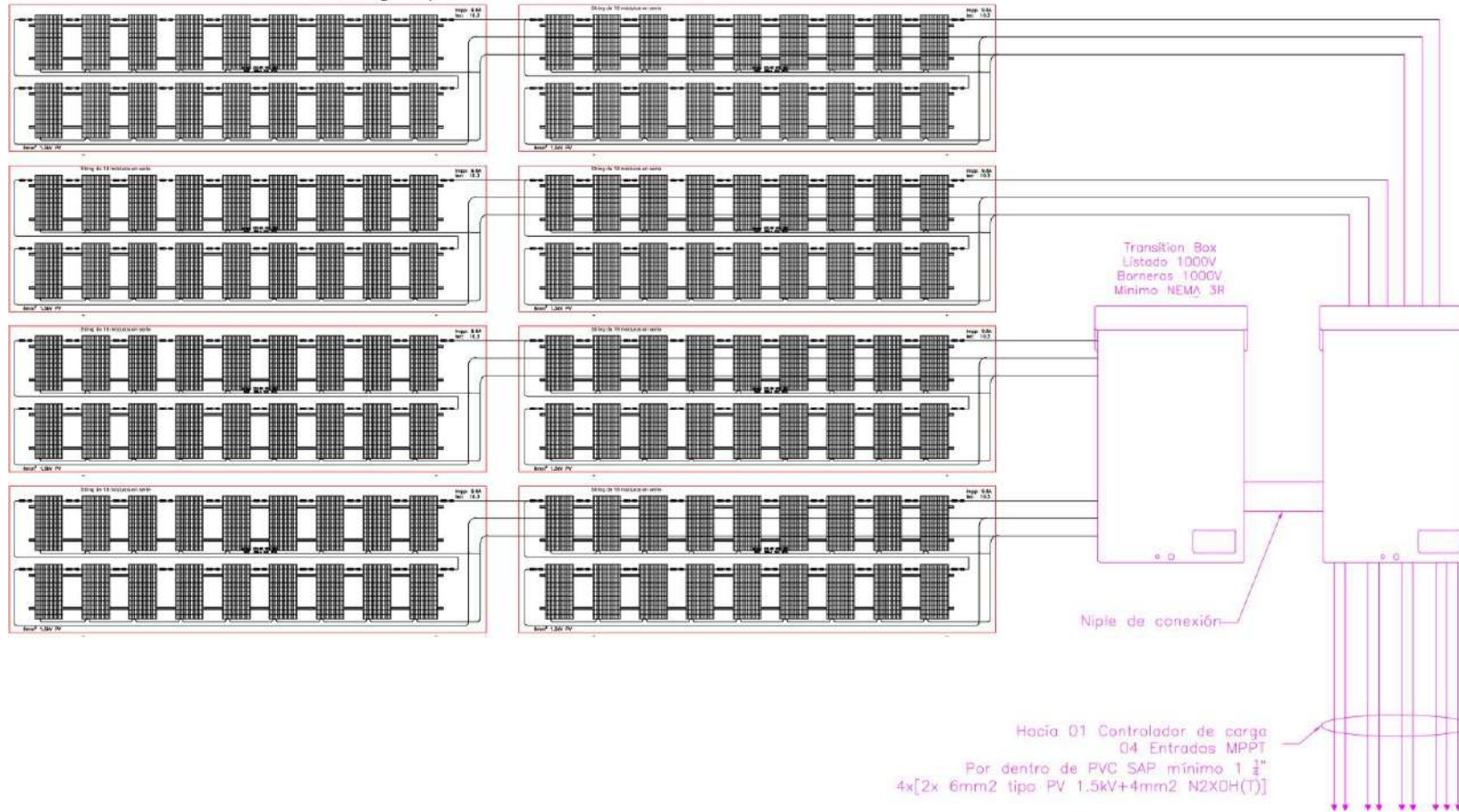
Esta configuración permitirá distribuir adecuadamente la corriente generada por los paneles, optimizando el rendimiento del sistema y asegurando que cada rama del sistema fotovoltaico funcione de manera correcta.

La disposición de los paneles fotovoltaicos, tanto en configuración serie como en paralelo, se ilustra en la figura siguiente.

Figura 4.2

Detalle de la disposición de los paneles solares

8 String en paralelo de 18 módulos en serie



Fuente. Elaboración Propia - AutoCAD.

Grado de inclinación del sistema fotovoltaico

Para calcular el grado de inclinación del sistema fotovoltaico, se utiliza la siguiente expresión:

$$\beta_{\square} = 3.7 + 0.69 \times \emptyset \quad (4-16)$$

Donde:

β , es el ángulo de inclinación en grados

\emptyset , es la latitud del lugar igual al valor absoluto de -14.86°

Al reemplazar estos valores se tiene:

$$\beta_{\square} = 3.7 + 0.69 \times 14.86 \quad (4-17)$$

$$\beta_{\square} = 13.95^{\circ}$$

Entonces el grado de inclinación será de 13.95°

De acuerdo con lo estipulado en la normativa MINEM DGE 003 (2007), la inclinación óptima de los módulos solares debe aumentarse en 5° .

$$\beta_f = 13.95^{\circ} + 5^{\circ} \quad (4-18)$$

$$\beta_f = 18.95^{\circ}$$

Teniéndose un grado de inclinación de 18.95° .

Por consideraciones prácticas, el ángulo de inclinación será 19° con respecto al plano horizontal.

Banco de baterías

La capacidad total del banco de baterías se puede determinar utilizando la expresión siguiente.

$$C_b = \frac{E \times N}{P \times \frac{V}{d} \times V_{cc}} \quad (4-19)$$

Donde:

C_b , es la Capacidad del banco de baterías (Ah)

V_{cc}, es el Voltaje del sistema igual 48V_{cc}

N, es la autonomía de la batería igual a 2 días

P_d, es la profundidad descarga 80%

E : Demanda real diaria

Reemplazando valores en la ecuación anterior se tiene que:

$$C_b = \frac{282,440 \text{ Wh/día} \times 2 \text{ días}}{80\% \times 48V_{cc}} \quad (4-20)$$

$$C_b = 13,751.04 \text{ Ah}$$

Se obtiene una capacidad del banco de baterías de 13,751.04 Ah.

Por otro lado, el número de baterías que deben conectarse en serie se puede calcular de la manera siguiente.

$$N_{sb} = \frac{V_T}{V_{bat}} \quad (4-21)$$

Donde:

N_{sb}, es la cantidad de baterías en conexión en serie

V_{bat} : Voltaje de baterías igual a 6V

V_T, es el Voltaje de operación igual a 48V

$$N_{sb} = \frac{48 \text{ V}}{6 \text{ V}} \quad (4-22)$$

$$N_{sb} = 8 \text{ baterías}$$

Esto da como resultado un total de 8 baterías conectadas en serie por cada ramal, lo que asegura que se cumpla con el voltaje de operación necesario para el sistema.

El número de baterías conectadas en paralelo se puede determinar utilizando la siguiente ecuación

$$N_{Pb} = \frac{C_T}{C_{bat}} \quad (4-23)$$

Donde:

N_{pb} , es la cantidad de ramales paralelos

C_{bat} , es la capacidad cada batería = 929 Ah

C_T , es la capacidad conjunta de baterías = 13,751.04 Ah

Reemplazando estos valores en la ecuación correspondiente se tiene que:

$$N_{pb} = \frac{13,751.04 \text{ Ah}}{929 \text{ Ah}} \quad (4-24)$$

$N_{pb} = \mathbf{15 \text{ ramales en paralelo}}$

Entonces, N_{pb} sería igual a 15 ramales en paralelo

Finalmente, el número total de baterías se determinará multiplicando la cantidad de baterías conectadas en serie por la cantidad de baterías conectadas en paralelo.

$$N_{Tb} = 15 \times 8 \text{ baterías} \quad (4-25)$$

$N_{Tb} = \mathbf{120 \text{ baterías}}$

Obteniendo un total de 120 baterías.

Regulador de carga

El regulador de carga tiene la función de recibir la energía generada por los paneles fotovoltaicos y entregarla de manera controlada al banco de baterías. Por lo tanto, la corriente máxima que llegará al regulador será equivalente a la corriente máxima generada por los paneles fotovoltaicos, es decir, la corriente de cortocircuito en condiciones extremas. Dado que los reguladores de carga son dispositivos electrónicos altamente sensibles, es recomendable aplicar un factor de seguridad del 25% adicional a la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico.

Una característica importante de los reguladores de carga es que, si la corriente de entrada excede su capacidad máxima, se puede conectar un regulador por cada ramal o grupo de ramales que lo soporte. De esta manera, cada grupo de ramales alimenta a un regulador

independiente, y las salidas de estos reguladores se conectan posteriormente al mismo banco de baterías.

En este caso específico, se manejan los siguientes datos:

- ✓ Cantidad de paneles conectados en paralelo: 80 ramales, cada uno con 2 paneles en serie.
- ✓ Corriente de cortocircuito por panel: 9,26 A.

El sistema de generación fotovoltaica centralizada para Tahuapalca debe satisfacer las necesidades eléctricas de 178 clientes, proporcionando un suministro estable y confiable. Debe cubrir tanto el consumo diario como las variaciones estacionales, considerando la expansión futura y el mantenimiento para asegurar su sostenibilidad.

Para el diseño, se ha considerado:

- ✓ **Demanda Energética:** Tahuapalca I requiere 213,194 kWh/día y Tahuapalca II y III 228,068 kWh/día. La energía real a generar, ajustada por pérdidas, será de 264,02 kWh/día para Tahuapalca I y 282,44 kWh/día para Tahuapalca II y III.
- ✓ **Horas Solares Pico:** Con una irradiación de 4,43 kWh/m², se obtienen 4,43 horas solares pico.
- ✓ **Paneles Fotovoltaicos:** Se necesitan 144 paneles para Tahuapalca I y 144 para Tahuapalca II y III. Los paneles se conectarán en serie y paralelo para alcanzar el voltaje necesario y distribuir la corriente de manera eficiente.
- ✓ **Inclinación:** La inclinación óptima de los paneles será de 15°, ajustada por consideraciones prácticas y normativas.
- ✓ **Banco de Baterías:** La capacidad requerida es de 13,751.04 Ah, con 120 baterías distribuidas en 8 en serie y 15 ramales paralelos.

- ✓ **Regulador de Carga:** Se debe aplicar un factor de seguridad del 25% sobre la corriente de cortocircuito del panel, utilizando reguladores adecuados para manejar la corriente generada por los paneles fotovoltaicos.

4.3.3. Red de distribución eléctrica para el sistema de generación centralizada

Las redes de distribución propuestas en esta alternativa garantizarán el suministro de energía eléctrica a los futuros residentes de Tahuapalca, operando a una tensión de 220V-60Hz monofásica. Estas redes estarán diseñadas para conectar desde la salida del sistema de generación fotovoltaica hasta el transformador de aislamiento. Desde este transformador, se extenderán las redes secundarias, similares a las de un sistema convencional, para proporcionar energía de manera eficiente a los habitantes de la localidad.

4.3.3.1. Implementación del Transformador de aislamiento

Se utiliza un transformador de aislamiento en esta propuesta para separar eficazmente el lado de generación del lado de distribución de energía. Esta separación es crucial para garantizar la seguridad y la estabilidad del sistema eléctrico. El transformador de aislamiento actúa como un puente que protege el sistema de generación fotovoltaica de posibles perturbaciones y fallos en la red de distribución. Además, minimiza los riesgos eléctricos al proporcionar una barrera física entre las altas tensiones generadas y las tensiones de distribución utilizadas para el suministro final a los clientes. Esta configuración no solo asegura una transferencia de energía segura y confiable, sino que también mejora la protección del equipo y la calidad del suministro eléctrico para la localidad de Tahuapalca.

4.3.3.2. Implementación de Conductores

Así también, el conductor seleccionado para esta instalación será un conductor autoportante del tipo Conductor AUT 2x25+16+P/25 mm². Este tipo de conductor autoportante se ha elegido por su capacidad para soportar su propio peso sin necesidad de estructuras adicionales, lo que simplifica la instalación y reduce los costos de montaje.

La configuración $2 \times 25 + 16 + P/25 \text{ mm}^2$ indica que el conductor tiene dos hilos principales de 25 mm^2 cada uno, un hilo de 16 mm^2 para el neutro, y un conductor adicional de 25 mm^2 para el potencial de tierra. Esta disposición proporciona la capacidad de conducción adecuada para satisfacer las necesidades de carga de la red eléctrica y asegura una distribución segura y eficiente de la energía.

El uso de conductores autoportantes también contribuye a una mayor durabilidad y resistencia a condiciones ambientales adversas, como la exposición a la intemperie y cambios de temperatura, lo que es especialmente importante en aplicaciones exteriores y en entornos remotos como Tahuapalca. Además, esta solución facilita la instalación y el mantenimiento, ya que la estructura autoportante elimina la necesidad de soportes adicionales, reduciendo así el riesgo de daños y mejorando la fiabilidad del sistema eléctrico.

El uso del Conductor AUT $1 \times 35 + P/25 \text{ mm}^2$ para el lado primario se usa por varias razones:

Capacidad de Carga: Este tipo de conductor está diseñado para soportar cargas eléctricas mayores sin perder eficiencia. La sección transversal de 35 mm^2 garantiza que el conductor pueda manejar la corriente del lado primario del sistema fotovoltaico sin sobrecalentamiento, minimizando las pérdidas de energía y asegurando un rendimiento óptimo del sistema.

Resistencia a Condiciones Ambientales: El conductor AUT tiene características de durabilidad y resistencia a condiciones ambientales adversas, como la exposición a la intemperie y variaciones de temperatura. Esto es crucial para el lado primario, que conecta el sistema fotovoltaico con el transformador, ya que debe ser robusto y fiable para garantizar la integridad del suministro eléctrico.

Seguridad y Estabilidad: Utilizar un conductor con una sección adecuada ayuda a mantener la seguridad del sistema eléctrico. Al elegir un conductor con una capacidad de carga

suficiente, se reduce el riesgo de sobrecalentamiento y potenciales fallos eléctricos. Esto contribuye a una mayor estabilidad y seguridad en la operación del sistema.

Normativas y Estándares: La selección del Conductor AUT 1x35+P/25 mm² está en conformidad con las normativas y estándares técnicos que regulan la instalación de sistemas eléctricos. El cumplimiento con estas normas asegura que el diseño del sistema sea seguro y eficiente, y que se minimicen los riesgos asociados con el transporte de la energía desde el generador hasta el transformador.

El uso del Conductor AUT 1x35+P/25 mm² para el lado primario proporciona la capacidad de carga adecuada, resistencia a condiciones ambientales, seguridad y estabilidad necesarias para el funcionamiento eficaz del sistema fotovoltaico centralizado.

Por otro lado, los postes utilizados en la instalación serán de concreto, con una altura de 8 metros. Estos postes de concreto se seleccionan por su robustez y durabilidad superiores en comparación con otros materiales. La altura de 8 metros asegura una correcta elevación del sistema de cables y conductores, minimizando el riesgo de contacto accidental y garantizando una adecuada distancia sobre el nivel del suelo, lo cual es crucial para la seguridad y el funcionamiento eficiente del sistema eléctrico.

4.3.3.3. Implementación de Postes de concreto armado

El concreto es un material ideal para postes en aplicaciones de distribución eléctrica debido a su alta resistencia a las inclemencias del tiempo, como la exposición a la lluvia, el sol y el viento. Su resistencia estructural proporciona una estabilidad confiable para soportar el peso de los cables y resistir las cargas adicionales que puedan surgir debido a factores climáticos o de carga. Además, los postes de concreto requieren un mantenimiento mínimo y tienen una vida útil prolongada, lo que contribuye a la sostenibilidad y la economía a largo plazo del sistema de distribución eléctrica.

La selección de postes de concreto también permite una instalación más segura y eficiente, ya que estos postes pueden ser fabricados en fábricas con estándares de calidad rigurosos, asegurando uniformidad y fiabilidad en su desempeño. En conjunto con el conductor autoportante y el sistema de transformación y distribución, los postes de concreto contribuyen a un sistema eléctrico robusto y de alto rendimiento para la localidad de Tahuapalca.

Las características técnicas de los transformadores y conductores se muestran en los anexos.

Con las especificaciones mostradas anteriormente, se han elaborado los siguientes planos de red primaria y red secundaria que ilustran la distribución de las redes eléctricas a partir del punto de generación fotovoltaica centralizada. Estos planos detallan cómo se extienden las redes desde el sistema de generación hasta los puntos de distribución para las 3 localidades en Tahuapalca.

4.3.4. Red Primaria sistema de generación centralizada

Para las redes primarias, se ha decidido ubicar el centro de generación fotovoltaica centralizada en proximidad a las subestaciones. Esta elección se fundamenta en la necesidad de minimizar la distancia de la red primaria, lo que a su vez contribuye a la reducción de costos de instalación. La proximidad del centro de generación a las subestaciones optimiza la eficiencia del sistema al reducir las pérdidas de energía durante la transmisión.

Los postes que se emplearán en esta configuración serán de concreto con una altura de 8 metros. Esta altura es adecuada para la instalación del conductor AUT 1x35+P/25 mm², que, dado que se clasifica como de baja tensión, requiere postes de tamaño específico para garantizar una instalación segura.

En cuanto a la generación de energía, se instalarán 288 paneles fotovoltaicos en total para las localidades de Tahuapalca I y Tahuapalca II y III. La selección de esta cantidad de paneles está diseñada para cubrir las demandas energéticas específicas de cada localidad,

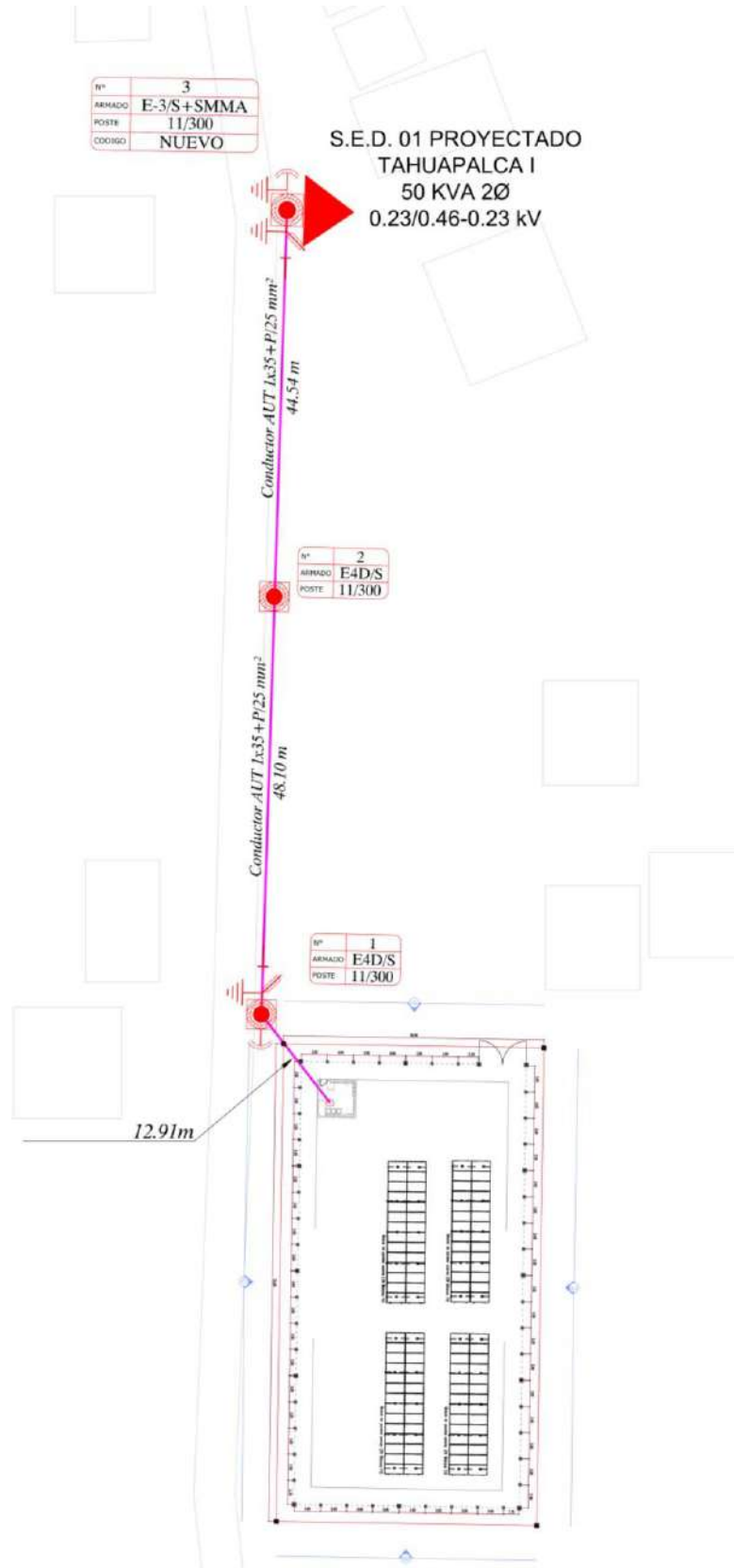
considerando tanto el consumo diario como las variaciones estacionales. Esta disposición asegura no solo la cobertura total de la demanda, sino también una operación eficiente y sostenibilidad del sistema a largo plazo.

De acuerdo con la demanda máxima, se instalarán transformadores de 50 kVA bifásicos para Tahuapalca y para Tahuapalca II y III, se emplearán dos transformadores de 25 kVA cada uno, con el fin de satisfacer adecuadamente las demandas eléctricas para ambas localidades.

Obteniéndose los siguientes planos RP, indicando que para Tahuapalca II y III tendrá un solo centro de generación fotovoltaico debido a la proximidad de estas dos zonas, que desde este punto saldrá la red primaria a los dos transformadores requeridos para estas zonas.

Figura 4.3

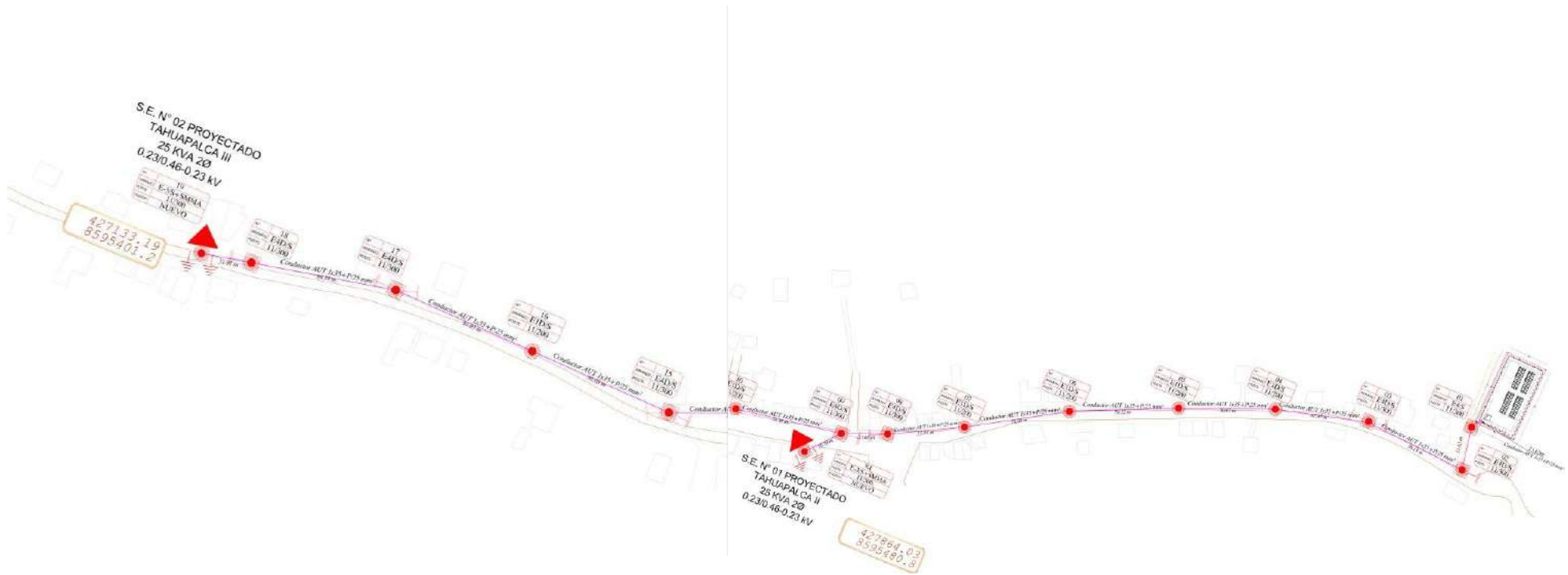
Trazo de la red primaria para la localidad de Tahuapalca I



Fuente. Elaboración Propia - AutoCAD.

Figura 4.4

Trazo de la red primaria para la localidad de Tahuapalca II y III



Fuente. Elaboración Propia - AutoCAD.

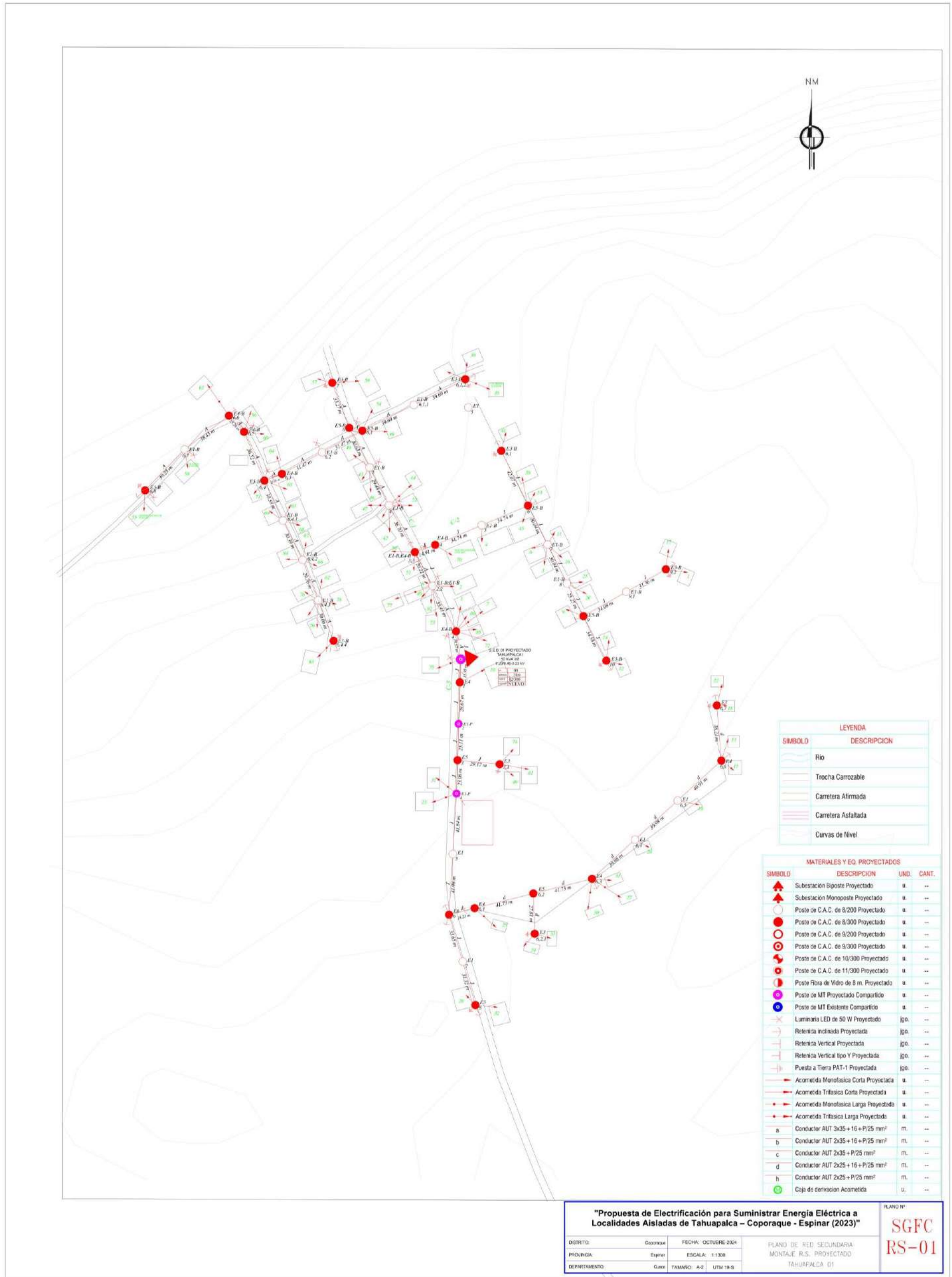
4.3.5. Red Secundaria sistema de generación centralizada

La red secundaria del sistema de generación centralizada estará conformada por postes de 8/200 y 8/300, seleccionados para soportar el sistema de distribución en función de las características del terreno y las exigencias de la carga. El conductor utilizado será un 2x25+16+P/25, que ofrecerá una capacidad adecuada para la transmisión de la energía eléctrica a través de la red.

Esta red secundaria partirá del transformador de aislamiento, desde donde se distribuirá la energía a través de los diferentes circuitos que cubrirán todos los lotes de cada localidad. Cada circuito ha sido diseñado para garantizar una alimentación eléctrica eficiente.

La disposición detallada de los postes y el trazado de los conductores se presenta en los siguientes planos, que muestran cómo la red recorrerá los distintos lotes de cada localidad de estudio.

Figura 4.5
 Trazo de la red secundaria para la localidad de Tahuapalca I



Fuente. Elaboración Propia - AutoCAD.

Figura 4.7

Trazo de la red secundaria para la localidad de Tahuapalca III



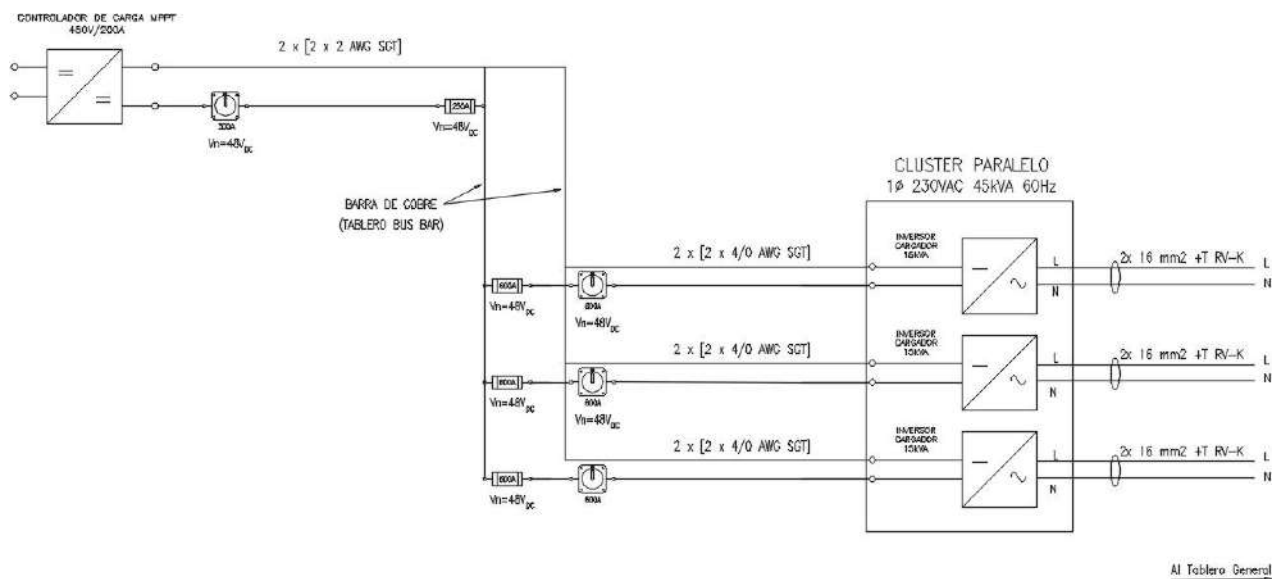
Fuente. Elaboración Propia - AutoCAD.

4.3.6. Diagrama unifilar para el sistema de generación centralizada

En esta sección se presenta el diagrama unifilar correspondiente al sistema de distribución de cada localidad. Este diagrama muestra de manera clara la disposición de los principales componentes del sistema, incluyendo las redes de distribución, transformadores, interruptores, contactores y otros elementos clave. Así también, permiten comprender la estructura y organización del sistema de distribución para la generación centralizada, facilitando su análisis y diseño.

Figura 4.8

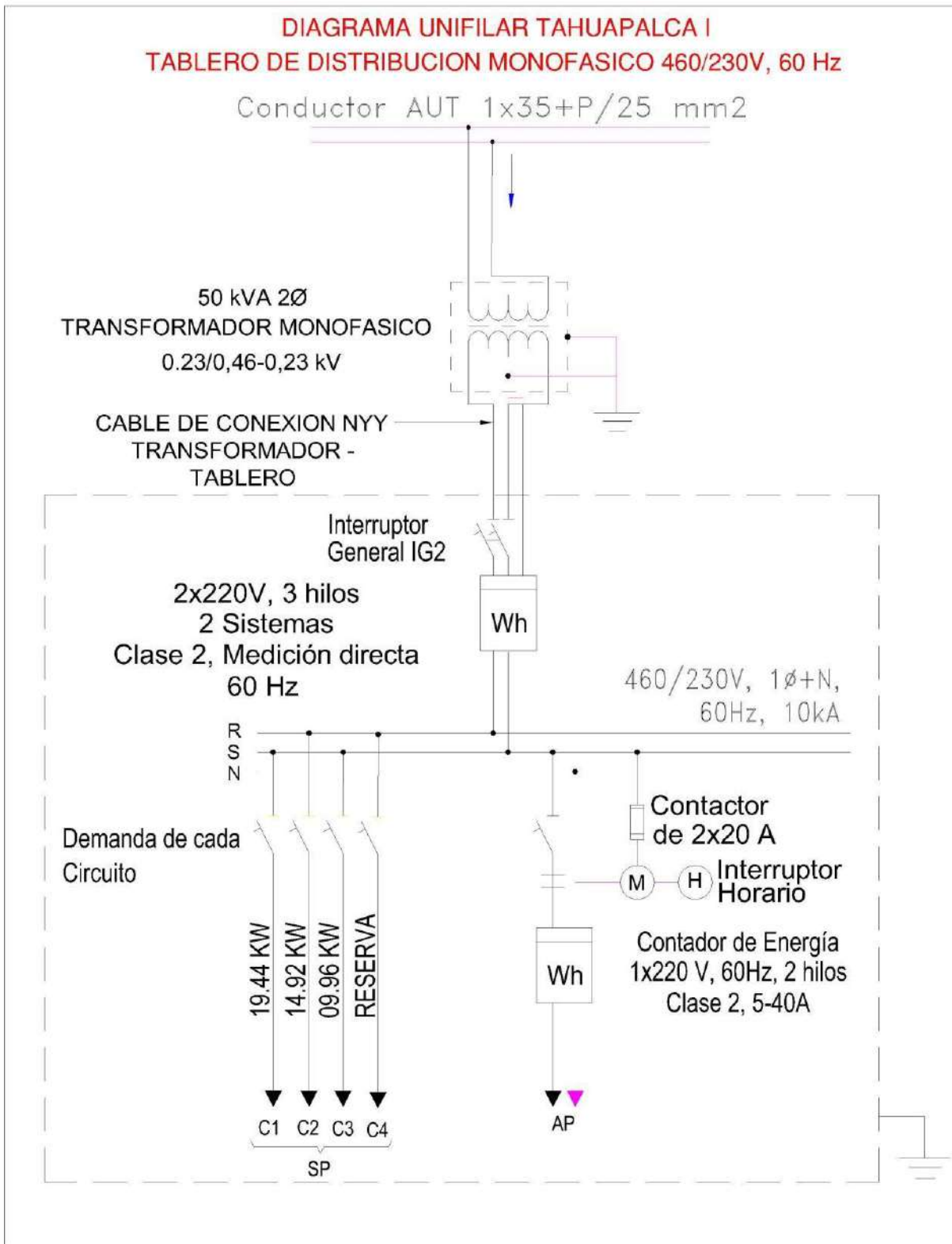
Diagrama unifilar generación centralizada



Fuente. Elaboración propia.

Figura 4.9

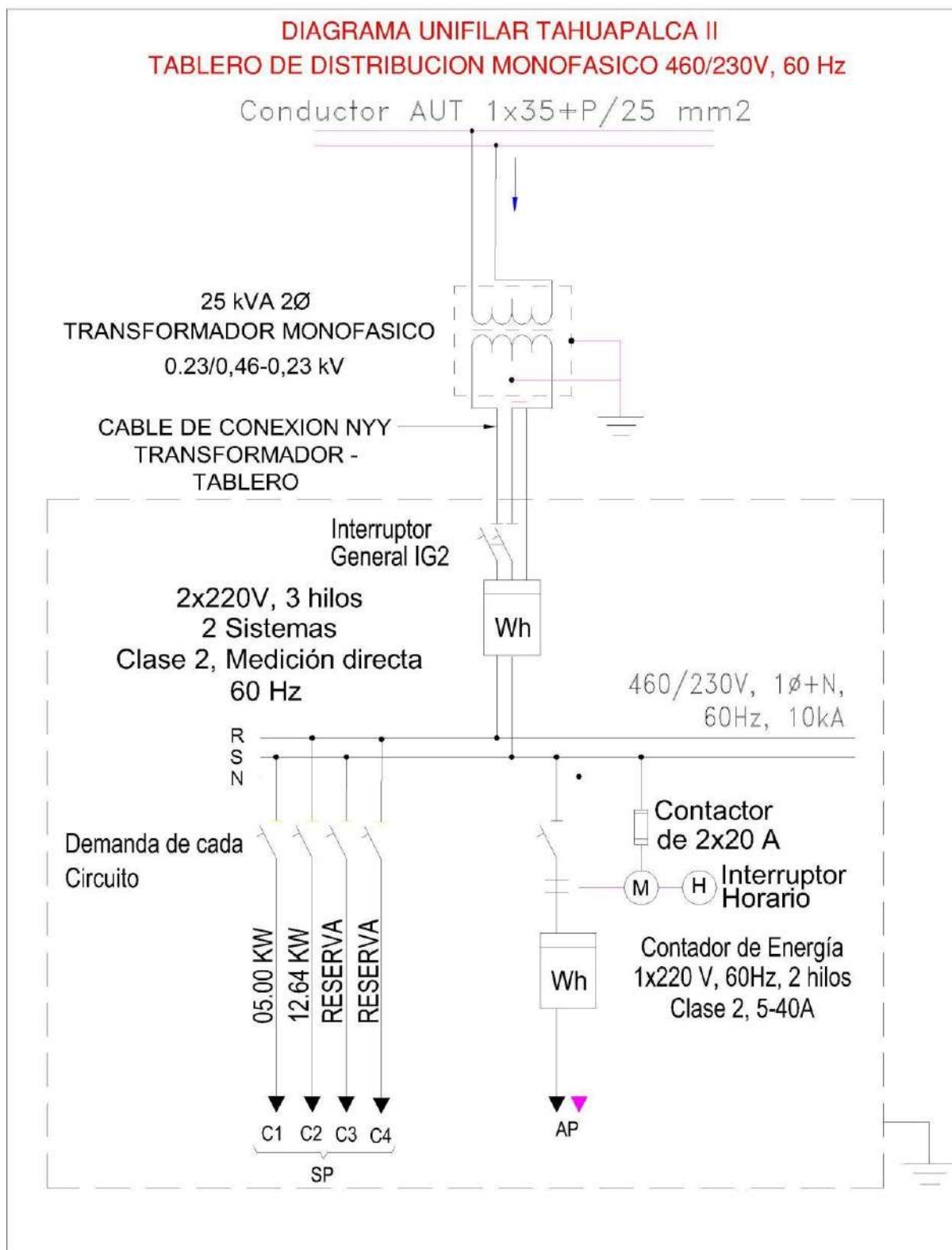
Diagrama unifilar sistema de distribución localidad Tahuapalca I



Fuente. Elaboración propia.

Figura 4.10

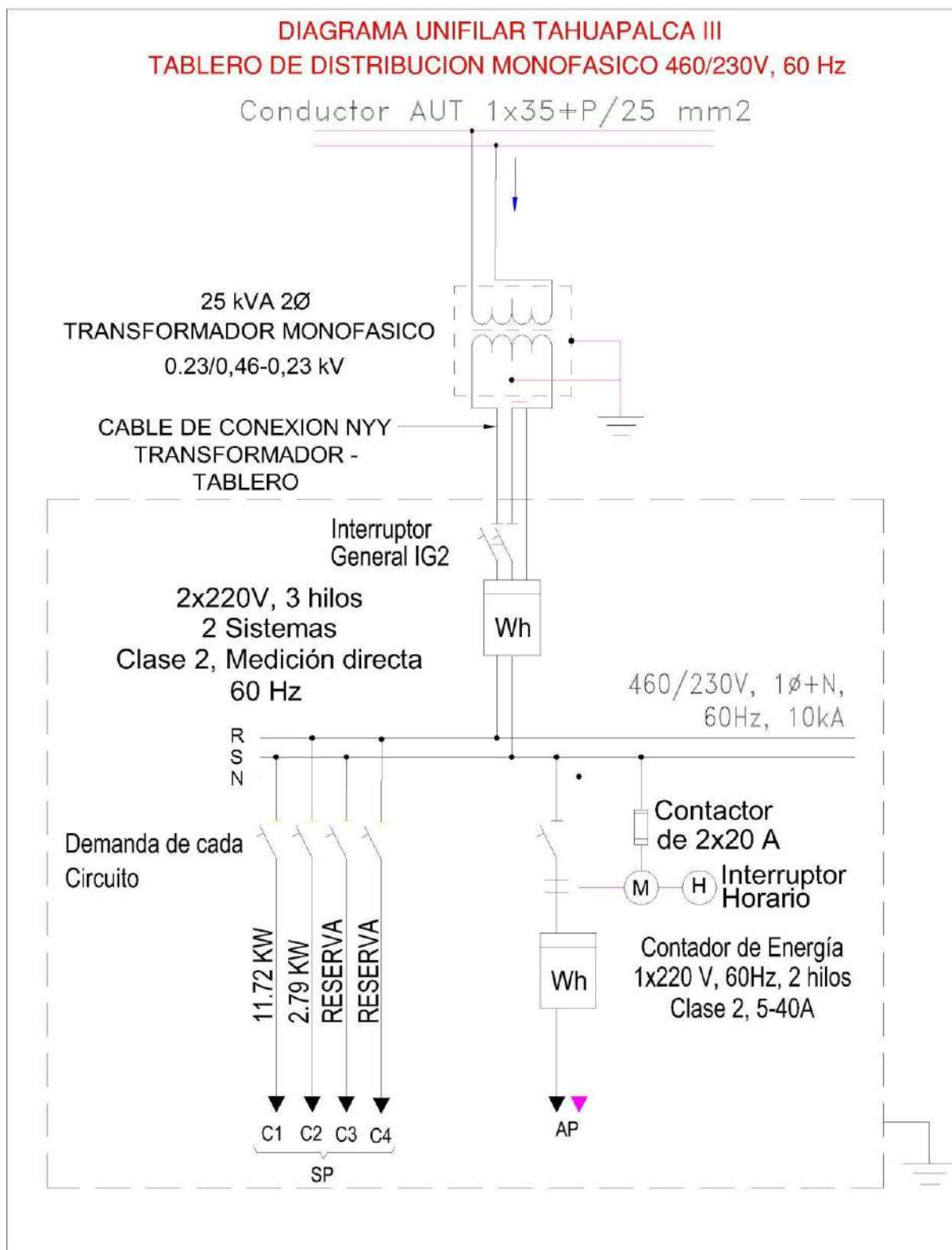
Diagrama unifilar sistema de distribución localidad Tahuapalca II



Fuente. Elaboración propia.

Figura 4.11

Diagrama unifilar localidad Tahuapalca III



Fuente. Elaboración propia.

La implementación de un sistema de generación fotovoltaica centralizada en Tahuapalca está planificada para satisfacer las demandas energéticas de la localidad de manera eficiente y económica. La ubicación del centro de generación cerca de las subestaciones primarias permite reducir la distancia de la red primaria, lo cual disminuye los costos y mejora la eficiencia del sistema.

Para Tahuapalca, se instalarán un total de 288 paneles fotovoltaicos. Esta configuración asegura que la demanda energética de cada área sea cubierta de manera adecuada. Los transformadores se seleccionarán en función de la demanda máxima: un transformador bifásico de 50 kVA para Tahuapalca I y dos transformadores de 25 kVA para Tahuapalca II y III, garantizando un suministro estable y confiable. Los planos resultantes reflejan una distribución eficiente de las redes eléctricas a partir del punto de generación fotovoltaica centralizada, optimizando tanto la instalación como el mantenimiento del sistema. Esta estrategia no solo facilita un acceso continuo a la energía eléctrica para los residentes, sino que también asegura una operación económica y sostenible a largo plazo.

4.4. Sistema Fotovoltaico individual.

Como una alternativa viable para el suministro de energía en localidades aisladas, se propone la implementación de sistemas fotovoltaicos individuales. Estos sistemas están diseñados para abastecer a cada hogar de manera autónoma, capturando la energía solar a través de paneles fotovoltaicos y convirtiéndola en electricidad. Esta solución es particularmente adecuada para zonas remotas donde la extensión de redes convencionales resulta costosa o inviable.

Los sistemas fotovoltaicos individuales ofrecen varias ventajas, como la independencia energética para cada cliente, la reducción de costos operativos y la sostenibilidad ambiental, al ser una fuente de energía limpia y renovable. Además, permiten una mayor flexibilidad en la instalación, adaptándose a las necesidades particulares de cada hogar o comunidad. Esta

propuesta también reduce la dependencia de combustibles fósiles y contribuye a la mejora de la calidad de vida en estas regiones, proporcionando un suministro continuo y confiable de electricidad.

Para lograr este objetivo, se propone la implementación de un total de 178 paneles solares individuales, de acuerdo a las siguientes características.

4.4.1. Cálculo de la corriente requerida

Utilizando los datos del panel y los valores de carga, se llevó a cabo el cálculo de la corriente requerida. Los resultados se muestran en la Tabla siguiente, donde se puede observar que el amperaje máximo para el sistema.

Tabla 4.4

Datos de operación del sistema de generación

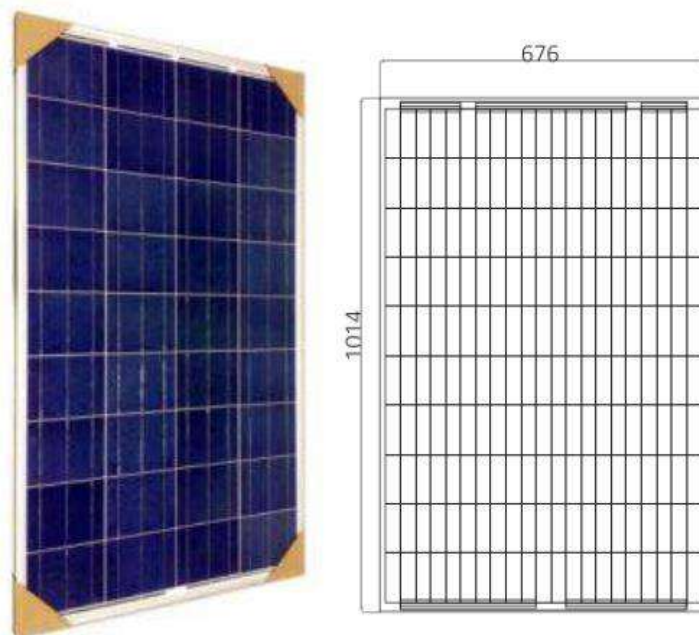
Características Técnicas	Valores
Carga total diaria	440 Wh/día
Voltaje CD del sistema	12 v.
Promedio de horas de sol por día	5.33 h.
Carga diaria de corriente	36.67 Ah
Amperaje máximo del sistema	6.88 A.

4.4.2. Datos del panel Fotovoltaico

La selección del panel fotovoltaico se basó en los datos presentados en las tablas anteriores. En consecuencia, se optó por el generador fotovoltaico policristalino ERA 100W 12VDC, que cumpla con las especificaciones detalladas en la tabla correspondiente.

Figura 4.12

Generador Fotovoltaico ERA 250 W



Fuente. Autosolar, 2023.

El cual tiene las siguientes especificaciones técnicas.

Tabla 4.5

Características técnicas del panel fotovoltaico

Tamaño de módulo	1014*676*35 mm
Tipo de célula	Policristalina 104*156 mm
Número de célula	36 (4*9)
Tolerancia de Potencia (%)	3%
Potencia máxima (P_{max})	250 W
Voltaje en circuito abierto (V_{oc})	22.7 V
Voltaje a máxima potencia (V_m)	18.3V
Intensidad e cortocircuito (I_{sc})	5.9A
Intensidad a máxima Potencia (I_m)	5.46 A
Fúsbile máximo serie	10 A

Número de diodos	2
Condiciones de test	1000W/m ² , 25°C, AM 1.5
Voltaje máximo del sistema	1000 Vdc

Fuente. Autosolar, 2023.

Número de Paneles

Para un panel:

$$N_{serie} = \frac{V_{nom-sist}}{V_{mpp}} = \frac{12}{18.3} \cong 1 \text{ panel en serie} \quad (4-26)$$

Donde:

N_{serie} , número de paneles en serie

$V_{nom-sist}$, voltaje nominal del sistema = 12 V

V_{mpp} , voltaje a máxima potencia = 18.3 V

$$N_{paralelo} = \frac{P_{G-FV}}{P_{max} \times N_{serie}} = \frac{110}{1 \times 100} \cong 1.1 \text{ string - paralelo} \quad (4-27)$$

Donde:

P_{G-FV} , potencia del panel solar

P_{max} , Potencia máxima del sistema = 250 W

N_{serie} , número de paneles en serie

Número de Baterías

El número de baterías se determinará conforme a los datos especificados en la siguiente tabla.

Tabla 4.6*Datos de la Batería*

Carga Total Diaria	36.7 Ah
Días de reserva (tiempo que el sistema está funcionando sin sol)	1
Capacidad nominal del banco de baterías requerido	367
Factor de profundidad de descarga	0.8 (+20%)
Capacidad contenida del banco de baterías	44Ah
Capacidad nominal de batería requerido	65 Ah
Número de batería	0,677
Número de baterías requerido	1

*Fuente. Autosolar, 2023.***Figura 4.13***Batería CS BATTERY**Fuente. Panel Solar Perú.*

Selección del Controlador de carga

El controlador debe cumplir con las especificaciones indicadas en la tabla. El controlador de carga seleccionado es el LDSOLAR SD2410C, cuyas características técnicas se detallan en la tabla correspondiente.

Tabla 4.7

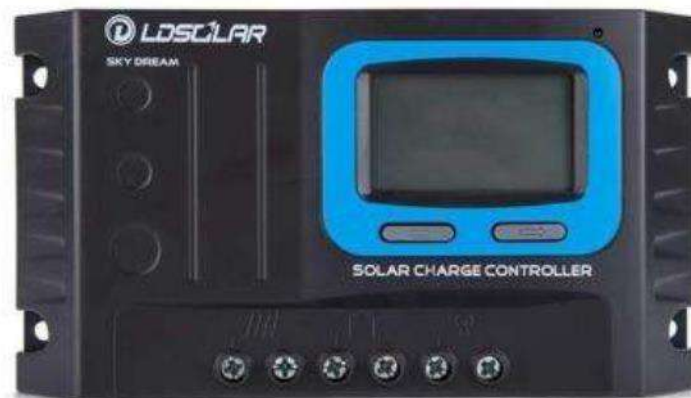
Especificaciones Técnicas controlador de carga

Carga Total Diaria	36.7 Ah
Días de reserva (tiempo que el sistema está funcionando sin sol)	1
Capacidad nominal del banco de baterías requerido	367
Factor de profundidad de descarga	0.8 (+20%)
Capacidad nominal de batería requerido	65 Ah
Número de batería	0,677
Número de baterías requerido	1

Fuente. Autosolar, 2023.

Figura 4.14

Controlador de Carga LDSOLAR SD2410C



Fuente. Panel Solar Perú.

Selección del Inversor

Se selecciona el inversor de onda sinusoidal pura Victron Phoenix 12V 250VA, cuyas especificaciones técnicas están detalladas en la tabla.

Tabla 4.8*Especificaciones Técnicas del Inversor*

Potencia continua a 25°C	250VA
Pico de Potencia	400 W
Tensión/Frecuencia CA de salida	230 VCA o 120 VCA+/- 3% /50 o 60 HZ
Rango de Tensión de entrada	9.2 – 17/ 18.4 – 34/36.8-62 v
Eficacia máxima	88%
Consumo en vacío	4.2 W
Tipo de Protección	IP21

Fuente. Autosolar, 2023.

La implementación de paneles fotovoltaicos solares individuales ofrece una solución eficiente y sostenible para el suministro de energía en localidades aisladas. Estos paneles, con dimensiones y características técnicas mencionadas, proporcionan una fuente de energía limpia y renovable, adaptándose a las necesidades energéticas de cada hogar. La capacidad de los paneles para capturar y convertir la energía solar en electricidad de manera efectiva asegura un suministro confiable, reduce la dependencia de fuentes de energía convencionales y contribuye a la reducción de costos operativos a largo plazo. Además, su instalación modular permite una mayor flexibilidad y escalabilidad, facilitando la adaptación a diferentes contextos y requisitos energéticos.

4.5. Sistema de Distribución Convencional.

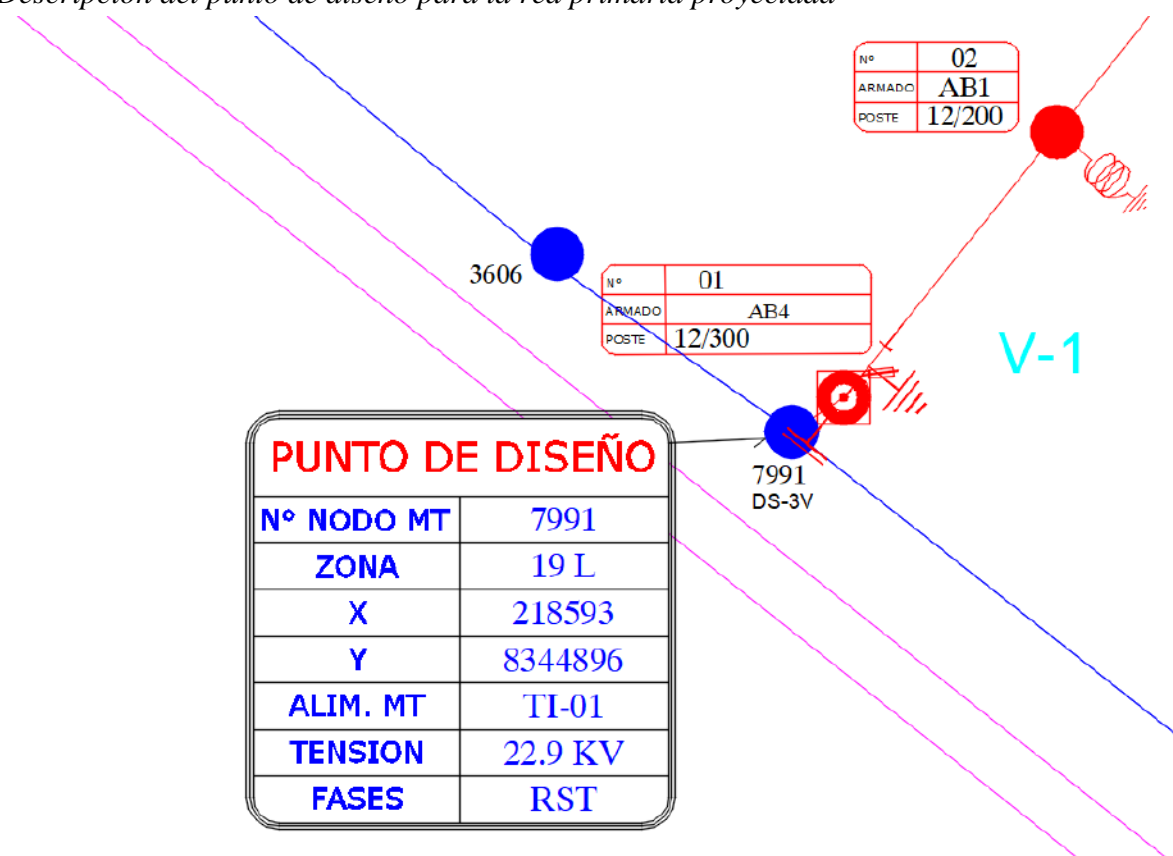
Como siguiente propuesta, se plantea la electrificación mediante el sistema convencional de distribución. El cual consiste en extender las redes eléctricas existentes desde el punto de diseño hacia las localidades de estudio, conectándolas a la red.

4.5.1. Punto de Diseño

Para el punto de diseño, se dispone de un nodo existente del cual partirá la línea proyectada para el tramo que suministrará energía a las localidades de Tahuapalca I, II y III. Este tramo contará con un armado de derivación tipo AT4. El nodo tiene el código 7991, cuyas coordenadas son $X = 218593$, $Y = 8344896$, y está vinculado al alimentador Tintaya 01. A partir de este punto se realiza la extensión eléctrica.

Figura 4.15

Descripción del punto de diseño para la red primaria proyectada



Fuente. Base de Datos GIS ELSE.

4.5.2. Líneas Primarias y Redes Primarias para el sistema convencional

En la zona de estudio, las líneas y redes primarias predominantes están asociadas a los transformadores de potencia ubicados en Tahuapalca, Coporaque y Espinar. Estas redes cuentan con tramos de conductores de tipo aéreo que operan a niveles de tensión de 10 kV y 22.9 kV, con una frecuencia de 60 Hz, acorde a los estándares nacionales. Los cables utilizados

en estas líneas son desnudos y están fabricados con aleación de aluminio (AAAC) con sección de 35 mm², dependiendo de las características del tramo y la demanda energética local.

Las estructuras que soportan estas líneas tienen alturas que oscilan entre los 12 y 13 metros, siendo común la disposición vertical de los cables mediante ménsulas. La distancia promedio entre las estructuras es de aproximadamente 60 metros, lo que asegura un soporte adecuado y una distribución eficiente. Además, se han instalado seccionadores del tipo *Cut-Out*, y para la protección ante sobrecargas y cortocircuitos se emplean fusibles tipo K, integrados en los mismos seccionadores *Cut-Out*.

El tramo de red primaria (RP) proyectado utilizará conductor AAAC de calibre 35 mm² a lo largo de una distancia total de 15.71 km. Este tramo ha sido diseñado para proporcionar un suministro eléctrico confiable y eficiente a las localidades de Tahuapalca I, II y III. La infraestructura contará con 156 postes de 12 metros de altura, distribuidos estratégicamente a lo largo del recorrido cercano a la carretera existente, lo que facilitará tanto la instalación inicial como el mantenimiento futuro de la línea.

Además, la cercanía del tendido proyectado a la carretera facilitará las intervenciones técnicas y reducirá el tiempo de respuesta en caso de fallas o mantenimientos programados. El conductor AAAC de 35 mm² sistema bifásico, ha sido seleccionado por su alta resistencia a la corrosión y su capacidad para operar en condiciones climáticas adversas, lo que asegura una vida útil prolongada y una reducción en las pérdidas de energía a lo largo del tramo.

Este diseño no solo contempla la demanda actual de las localidades, sino que también deja margen para futuras expansiones y mejoras en la red, haciendo que el proyecto sea sostenible y adaptable a las necesidades crecientes de la zona.

La extensión de estas redes se muestra en la siguiente figura.

Figura 4.16

Tramo RP proyectado para el suministro de energía convencional



Fuente. Google Earth.

Extender una línea primaria de esta longitud implica costos elevados, especialmente considerando la inversión en materiales, mano de obra y la complejidad del terreno. Además, este tipo de infraestructura se implementará para un número reducido de clientes, lo que incrementa el desafío de justificar la relación costo-beneficio del proyecto. Sin embargo, garantizar el acceso a un suministro eléctrico confiable en estas localidades aisladas es fundamental para su desarrollo económico y social, lo que otorga valor a la inversión a largo plazo.

4.5.3. Redes Secundarias para el sistema convencional

Las redes secundarias serían similares a las planteadas en la propuesta de generación centralizada, siguiendo un diseño equivalente en cuanto a estructura y distribución de sus redes, debido a que los transformadores tendrían en el mismo centro de carga.

En el siguiente capítulo, se procederá a evaluar la viabilidad técnica y económica de las alternativas de electrificación propuestas para el sector Tahuapalca - Coporaque - Espinar. A partir de las opciones planteadas, se analizarán en detalle los aspectos técnicos y económicos de cada alternativa para determinar cuál ofrece el mejor balance entre costos, eficiencia y beneficios.

CAPÍTULO V

5. SELECCIÓN DE LA PROPUESTA DE ELECTRIFICACIÓN CONSIDERANDO LA EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS PLANTEADAS

5.1. Introducción

En este capítulo, se abordará la selección de la alternativa de electrificación más adecuada para satisfacer las necesidades energéticas de las localidades en el sector Tahuapalca - Coporaque - Espinar. A partir de las diversas opciones propuestas, se realizará un análisis detallado de su viabilidad técnica y sostenibilidad económica.

La evaluación técnica considerará aspectos como la capacidad de los sistemas para proporcionar una cobertura confiable, la eficiencia en la conversión y distribución de energía, y la integración con las infraestructuras existentes. Por otro lado, el análisis económico examinará los costos asociados con la implementación y operación de cada alternativa, así como los beneficios a largo plazo en términos de ahorro y desarrollo sostenible.

El objetivo es identificar la solución que no solo cumpla con los requisitos energéticos de las localidades, sino que también sea viable desde una perspectiva económica, garantizando así una inversión efectiva y un impacto positivo duradero en la región.

5.2. Evaluación Técnica de la Alternativa Propuesta

5.2.1. Sistema Fotovoltaico Centralizado

Ventajas Técnicas:

Eficiencia en Generación y Distribución: Ubicar el centro de generación fotovoltaica cerca de las subestaciones reduce la distancia de la red primaria, minimizando pérdidas de energía durante la transmisión y optimizando la eficiencia del sistema.

Cobertura Adecuada: Con la instalación de 288 paneles en Tahuapalca, se asegura la cobertura completa de la demanda energética, teniendo en cuenta variaciones estacionales.

Transformadores Apropriados: El uso de transformadores de 50 kVA para la localidad Tahuapalca I y dos transformadores de 25 kVA para Tahuapalca II y III garantiza un suministro eléctrico estable y confiable.

Diseño Eficiente: El diseño incluye la utilización de postes de concreto adecuados para la altura del conductor, y la proximidad de la generación fotovoltaica a las subestaciones facilita el mantenimiento y la gestión del sistema.

Desventajas Técnicas:

Intermitencia Solar: La generación de energía depende de la disponibilidad de luz solar, lo que puede afectar la continuidad del suministro si no se cuenta con un almacenamiento adecuado.

Conclusión Técnica: El sistema fotovoltaico centralizado es altamente eficiente y adecuado para cubrir las necesidades energéticas de las localidades de Tahuapalca. Su diseño optimiza la generación y distribución de energía, garantizando una operación sostenible y económica a largo plazo.

5.2.2. Sistema Fotovoltaico Individual

Ventajas Técnicas:

Independencia Energética: Cada hogar cuenta con su propio sistema, lo que reduce la dependencia de redes eléctricas extensas.

Sostenibilidad Ambiental: Utiliza una fuente de energía limpia y renovable.

Flexibilidad: Permite adaptarse a las necesidades individuales de cada hogar.

Desventajas Técnicas:

Mantenimiento: Cada sistema requiere mantenimiento y monitoreo individual, lo que puede ser un desafío en áreas remotas.

Capacidad Limitada: La capacidad de los sistemas individuales puede no ser suficiente para cubrir picos de demanda o variaciones estacionales sin almacenamiento adicional.

Conclusión Técnica: Aunque el sistema fotovoltaico individual ofrece independencia y flexibilidad, puede resultar menos eficiente y más costoso en términos de instalación y mantenimiento en comparación con una solución centralizada.

5.2.3. Sistema de Distribución Convencional

Ventajas Técnicas:

Cobertura Ampliada: Puede conectar un mayor número de clientes mediante una red extendida desde un punto central.

Adaptabilidad: Permite la integración con la infraestructura eléctrica existente y puede ser adecuado para ampliaciones futuras.

Desventajas Técnicas:

Desafíos de Mantenimiento: La infraestructura extensa y el terreno pueden complicar las labores de mantenimiento y reparación.

Impacto Ambiental: La construcción de líneas aéreas puede tener un impacto ambiental mayor en comparación con soluciones de energía renovable.

Conclusión Técnica: Aunque el sistema de distribución convencional puede ser adecuado para integrar una red eléctrica amplia, los altos costos y desafíos de mantenimiento en áreas remotas hacen que esta opción sea menos atractiva en comparación con la solución centralizada.

Conclusión General

La **opción más favorable** desde un punto de vista técnico es el **sistema fotovoltaico centralizado**. Esta solución ofrece un balance óptimo entre eficiencia, costo operativo a largo plazo y sostenibilidad ambiental. La proximidad de la generación a las subestaciones optimiza la distribución de energía, y el diseño está adaptado para cubrir las demandas específicas de cada localidad de manera efectiva. Aunque requiere una inversión inicial significativa, su capacidad para proporcionar un suministro fiable y sostenible a largo plazo hace que sea la

mejor opción comparada con los sistemas fotovoltaicos individuales y la distribución convencional.

5.3. Evaluación Económica de la Alternativa Propuesta

5.3.1. Sistema Fotovoltaico Centralizado

Costo de inversión: S/. 2,011,462.37 soles

Ventajas Económicas:

Costos Operativos Reducidos: Aunque la inversión inicial es alta, los costos operativos a largo plazo son menores debido a la naturaleza de la energía solar, que no requiere combustible y tiene bajos costos de mantenimiento.

Eficiencia en Distribución: La proximidad de la generación a las subestaciones minimiza las pérdidas de energía y reduce los costos asociados con la distribución.

Sostenibilidad: La generación centralizada proporciona una solución sostenible y ecológica, lo que puede ser un factor importante para la obtención de financiamiento o subvenciones.

Desventajas Económicas:

Inversión Inicial: La inversión inicial es significativa, aunque es menor que el sistema convencional.

Conclusión Económica: El sistema fotovoltaico centralizado representa una inversión inicial considerable, pero ofrece una buena relación costo-beneficio a largo plazo, gracias a su eficiencia en la generación y distribución de energía y bajos costos operativos.

5.3.2. Sistema Fotovoltaico Individual

Costo de inversión: S/. 1,550,587.07 soles

Ventajas Económicas:

Menor Costo Inicial: La inversión inicial es la más baja entre las opciones, lo que puede ser atractivo para implementaciones a pequeña escala o en presupuestos limitados.

Independencia de Costos: Cada sistema es independiente, lo que elimina la necesidad de una infraestructura de distribución extensa.

Desventajas Económicas:

Costo de Mantenimiento: Aunque la inversión inicial es menor, el mantenimiento de múltiples sistemas individuales puede resultar más costoso a largo plazo.

Capacidad y Flexibilidad: La capacidad de cada sistema es limitada, lo que puede requerir inversiones adicionales en almacenamiento o ampliaciones futuras.

Conclusión Económica: El sistema fotovoltaico individual es la opción más económica en términos de inversión inicial, pero puede resultar más costoso a largo plazo debido a los gastos de mantenimiento y las limitaciones de capacidad.

5.3.3. Sistema de Distribución Convencional

Costo de inversión: 2,288,924.63 soles

Ventajas Económicas:

Cobertura Ampliada: Puede conectar un mayor número de clientes y adaptar la infraestructura a futuras expansiones.

Desventajas Económicas:

Costos Elevados: La inversión inicial es la más alta debido a la extensión extensa de la red primaria (15.71 km), lo que incluye costos significativos en materiales, mano de obra y construcción.

Desafíos de Mantenimiento: Los costos de mantenimiento pueden ser altos debido a la longitud y complejidad de la infraestructura.

Impacto Ambiental: Los costos asociados con la construcción y el impacto ambiental pueden resultar en costos adicionales a largo plazo.

Conclusión Económica: El sistema de distribución convencional es la opción más costosa debido a la longitud de la red y los costos de construcción asociados. El costo elevado

se debe en gran medida a la extensión de la red primaria, lo que hace que esta opción sea menos económica en comparación con las soluciones fotovoltaicas.

Conclusión General

Desde el punto de vista económico, el sistema fotovoltaico centralizado ofrece la mejor combinación de costos y beneficios. Aunque la inversión inicial es alta, resulta más económica a largo plazo en comparación con el sistema convencional, gracias a su eficiencia y menores costos operativos. El sistema fotovoltaico individual presenta la menor inversión inicial, pero puede implicar mayores costos de mantenimiento y limitaciones de capacidad. Por lo tanto, considerando tanto la inversión inicial como los costos operativos a largo plazo, la generación centralizada fotovoltaica es la opción más equilibrada y económica en el contexto de electrificación para las localidades de Tahuapalca, Coporaque y Espinar.

5.3.4. Análisis Comparativo

En las siguientes tablas se presentan las ventajas y desventajas de cada una de las alternativas evaluadas.

Tabla 5.1

Tabla comparativa para la evaluación técnica

Aspecto	Sistema Convencional	Generación Centralizada Fotovoltaica	Sistema Fotovoltaico Individual
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Infraestructura robusta y estable. - Adecuado para grandes poblaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> - Reducción de pérdidas de energía. - Menor costo de instalación. - Eficiencia alta. 	<ul style="list-style-type: none"> - Independencia energética para cada hogar. - Bajo costo de operación. - Flexibilidad en la instalación.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Alto costo debido a la larga extensión de la red. - Mantenimiento complejo. - Impacto ambiental. 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere un centro de generación. - Menos flexible a cambios en la demanda. - Requiere espacio. 	<ul style="list-style-type: none"> - Costoso para implementaciones a gran escala. - Requiere mantenimiento individual. - Menos adecuado para grandes poblaciones.

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 5.2

Tabla resumen de los costos de inversión de cada alternativa

RESUMEN GENERAL					
SISTEMAS CONVENCIONAL	COSTO	SISTEMAS DE GENERACION FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA	COSTO	SISTEMA FOTOVOLTAICO INDIVIDUAL	COSTO
A) LINEAS PRIMARIAS Y REDES PRIMARIAS		A) GENERACION FOTOVOLTAICA		A) UNIDAD DE GENERACION	
POSTES DE CONCRETO ARMADO	223,450.60	MODULOS FOTOVOLTAICOS	578,424.00	MODULOS FOTOVOLTAICOS	441,254.88
CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO	100,210.32	TRANSFORMADORES DE AISLAMIENTO	17,447.37	UNIDAD DE CONTROL	27,527.86
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION	16,225.08	ACCESORIOS Y CONECTORES	113,931.88	B) UNIDAD DE INVERSOR	
OTROS ACCESORIOS	895,856.65	B) SISTEMAS DE BATERIAS E INVERSORES		INVERSOR A 60 HZ	177,233.67
B) REDES SECUNDARIAS		MODULOS DE ACUMULACION DE ENERGIA	441,533.95	TERMINALES PARA FIJACION	9,928.95
POSTES DE CONCRETO ARMADO	50,134.30	CONTROLADORES DE CARGA	177,189.75	OTROS ACCESORIOS	506,936.80
CONDUCTOR AUTPORTANTE	23,187.76	CABLE PARA INVERSORES	6,456.96		
OTROS ACCESORIOS	407,542.93	OTROS ACCESORIOS	173,537.44		
COSTO DIRECTO	1,716,607.64	COSTO DIRECTO	1,508,521.35	COSTO DIRECTO	1,162,882.16
GASTOS GENERALES (5%)	85,830.38	GASTOS GENERALES (5%)	75,426.07	GASTOS GENERALES (5%)	58,144.11
UTILIDADES (8%)	137,328.61	UTILIDADES (8%)	120,681.71	UTILIDADES (8%)	93,030.57
SUB-TOTAL SIN I.G.V. (S/)	1,939,766.63	SUB-TOTAL SIN I.G.V. (S/)	1,704,629.13	SUB-TOTAL SIN I.G.V. (S/)	1,314,056.84
COSTO TOTAL (CON IGV) S/	2,288,924.63	COSTO TOTAL (CON IGV) S/	2,011,462.37	COSTO TOTAL (CON IGV) S/	1,550,587.07

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 5.3*Tabla comparativa para la evaluación económica*

Aspecto	Sistema Convencional	Generación Centralizada Fotovoltaica	Sistema Fotovoltaico Individual
Costo Total	S/ 2,288,924.63	S/ 2,011,462.37	S/ 1,550,587.07
Relación Costo-Beneficio	Menor, debido a la alta inversión en infraestructura. - Justificación difícil con bajo número de clientes.	Mejor, con costos moderados y alta eficiencia. - Buena relación costo-beneficio a largo plazo.	Alta, menor costo inicial y beneficios claros para clientes individuales. - Atractivo para poblaciones aisladas.
Ventajas	- Infraestructura sólida para grandes áreas. - Buena para expansión futura.	- Costos más bajos con alta eficiencia. - Beneficios económicos a largo plazo.	- Costos iniciales bajos. - Beneficios inmediatos para cada hogar. - Menor inversión en infraestructura.
Desventajas	- Costos elevados por extensión y materiales. - Justificación complicada para pequeñas poblaciones.	- Requiere espacio para el centro de generación. - Menos flexible en cambios de demanda.	- Puede ser costoso si se extiende a gran escala. - Requiere mantenimiento individual.

Fuente. Elaboración propia.

A partir de la evaluación técnica y económica de las alternativas de electrificación para la zona de estudio, se concluye lo siguiente:

La Generación Centralizada Fotovoltaica es la opción más recomendada, especialmente considerando la densidad poblacional que se tiene en la localidad de Tahuapalca. Esta alternativa presenta una mejor relación costo-beneficio en comparación con las demás opciones, gracias a su equilibrio entre costos moderados y alta eficiencia. Aunque requiere una

inversión inicial mayor que el sistema fotovoltaico individual, el sistema centralizado ofrece beneficios económicos a largo plazo y una mayor eficiencia en la cobertura de la demanda energética. Además, permite una distribución óptima de la energía y resulta menos costosa en términos de infraestructura a gran escala en comparación con el sistema convencional.

5.4. Viabilidad Económica de la Alternativa Seleccionada

Definida la alternativa propuesta es necesario evaluar la viabilidad económica de esta alternativa para garantizar su sostenibilidad financiera a largo plazo. Este análisis permite determinar si la inversión en infraestructura y el suministro de energía son rentables en términos de generación de valor y beneficios para la comunidad, frente a los costos de implementación y operación y mantenimiento del proyecto.

Para ello, es necesario aplicar herramientas financieras como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la relación beneficio-costos, que permiten evaluar los flujos de caja proyectado del proyecto, así como su rentabilidad y eficiencia.

Adicionalmente, se llevará a cabo un análisis de sensibilidad, que permitirá examinar las variaciones de acuerdo a 4 escenarios, incrementando la inversión y disminuyendo los costos. Este análisis es crucial para identificar los riesgos y posibles ajustes necesarios para optimizar los resultados.

La finalidad de este estudio es saber si la alternativa seleccionada es económicamente viable, asegurando que la inversión no solo cubra los costos operativos, sino que también genere beneficios a largo plazo para las comunidades beneficiadas y los actores involucrados en el proyecto de electrificación.

5.4.1. Flujo de Caja

El flujo de caja proyectado presenta una visión detallada de los beneficios y costos sociales incrementales a lo largo de un periodo de 20 años, desde 2023 hasta 2043, permitiendo evaluar la viabilidad económica del proyecto propuesto. Que se muestra a continuación:

Tabla 5.4*Flujo de caja para la alternativa seleccionada*

Ítem	Descripción N° Año	PERIODO										
		0 2023	1 2024	2 2025	3 2026	4 2027	5 2028	6 2029	7 2030	8 2031	19 2042	20 2043
1	Beneficios Incrementales sociales (mil S/.)	0	213.73	220.54	228.20	236.12	244.32	252.82	261.60	270.70	394.59	408.34
2	Costos Incrementales sociales (mil S/.)	2,011	40.23	40.23	40.23	40.23	40.23	40.23	40.23	40.23	40.23	40.23
	Flujo de caja neto (mil S/.)	-2,011	173.50	180.31	187.97	195.89	204.09	212.59	221.37	230.48	354.36	368.11

Fuente. Elaboración propia.

Esta tabla presenta el flujo de caja proyectado de la alternativa seleccionada con el uso del sistema de generación centralizada para las localidades aisladas de Tahuapalca, a lo largo de un periodo de 20 años (2023-2043).

Los Beneficios Incrementales Sociales (mil S/.): Representa los beneficios proyectados que se derivan del proyecto en miles de soles. Los beneficios comienzan en el año 2024 con S/ 213.73 mil, y crecen gradualmente hasta alcanzar S/ 408.34 mil en 2043.

Costos Incrementales Sociales (mil S/.): Detalla los costos asociados al proyecto, comenzando con una inversión inicial de S/ 2,011 mil en 2023 y costos de operación y mantenimiento anuales de S/ 40.23 mil desde 2024 hasta 2043.

Flujo de Caja Neto (mil S/.): Muestra la diferencia entre los beneficios y costos incrementales. El flujo de caja es negativo en el primer año (-S/ 2,011 mil), debido a los costos de inversión inicial, pero se vuelve positivo en los siguientes años, alcanzando S/ 368.11 mil en 2043.

Tabla 5.5*Beneficios incrementales para la alternativa seleccionada*

Nº / Año	BENEFICIOS INCREMENTALES (S/.)											
	0 2023	1 2024	2 2025	3 2026	4 2027	5 2028	6 2029	7 2030	8 2031	19 2042	20 2043	
Situación con Proyecto												
Beneficio económico iluminación	0	19,072	19,072	19,739	20,430	21,145	21,885	22,651	23,444	34,228	35,426	
Voluntad de pago por radio y televisión	0	66,828	69,167	71,588	74,094	76,687	79,371	82,149	85,024	124,133	128,478	
Beneficio económico por Educación	0	5,741	5,941	6,149	6,365	6,587	6,818	7,057	7,304	10,663	11,036	
Beneficio de Recarga por Aparatos electrónicos	0	116,124	120,188	124,395	128,748	133,255	137,918	142,746	147,742	215,698	223,248	
Disminución de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)	0	5,965	6,175	6,326	6,480	6,641	6,822	6,999	7,191	9,864	10,152	
Beneficios económicos incrementales	0	213,729	220,543	228,197	236,117	244,316	252,815	261,602	270,705	394,586	408,339	

Fuente. Elaboración propia.

Esta tabla desglosa los beneficios incrementales proyectados del proyecto a lo largo del tiempo, incluyendo diferentes componentes que contribuyen al bienestar económico:

Beneficio económico por iluminación: Se proyecta un beneficio económico derivado de la mejora en la iluminación eléctrica, que comienza en S/ 19,072 en 2024 y aumenta hasta S/ 35,426 en 2043.

Voluntad de pago por radio y televisión: Refleja el incremento en la disposición de pago de los clientes por tener acceso a servicios de radio y televisión. Inicia en S/ 66,828 en 2024 y crece a S/ 128,478 en 2043.

Beneficio económico por educación: Este componente considera el impacto económico positivo en la educación por el acceso a la electricidad. Comienza en S/ 5,741 en 2024 y sube hasta S/ 11,036 en 2043.

Beneficio por recarga de aparatos electrónicos: Se proyectan beneficios económicos derivados de la recarga de dispositivos electrónicos, comenzando con S/ 116,124 en 2024 y alcanzando S/ 223,248 en 2043.

Disminución de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI): Representa los beneficios derivados de la reducción de GEI gracias a la electrificación. Este beneficio empieza con S/ 5,965 en 2024 y asciende a S/ 10,152 en 2043.

Beneficios económicos incrementales: El total de beneficios incrementales, sumando todos los componentes anteriores, parte de S/ 213,729 en 2024 y llega a S/ 408,339 en 2043.

Tabla 5.6

Costos incrementales para la alternativa seleccionada

Nº / Año	COSTOS INCREMENTALES (S/.)										
	0 2023	1 2024	2 2025	3 2026	4 2027	5 2028	6 2029	7 2030	8 2031	19 2042	20 2043
COSTOS DE INVERSION	2,011,462.37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	0.00	40,229.25	40,229.25	40,229.25	40,229.25	40,229.25	40,229.25	40,229.25	40,229.25	40,229.25	40,229.25
TOTAL, COSTOS CON PROYECTO (A+B)	2,011,462.37	40,229	40,229	40,229	40,229	40,229	40,229	40,229	40,229	40,229	40,229

Fuente. Elaboración propia.

La tabla anterior detalla los costos asociados con la implementación y operación del proyecto:

Costos de Inversión: Representa la inversión inicial en el año 2023, que asciende a S/ 2,011,462.37. Este es el mayor costo, ya que corresponde a la implementación del sistema de electrificación.

Costos de Operación y Mantenimiento: Refleja los costos recurrentes anuales asociados a la operación y mantenimiento del sistema de electrificación. Estos costos permanecen constantes en S/ 40,229.25 desde 2024 hasta 2043.

Total, Costos con Proyecto (A+B): La suma de los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento, con un valor total de S/ 2,011,462.37 en el año 2023 y S/ 40,229 anuales a partir de 2024.

Estas tablas en conjunto permiten evaluar los flujos de caja netos, los cuales son fundamentales para el análisis de viabilidad financiera del proyecto de electrificación.

5.4.2. Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)

“El VAN se calcula descontando los flujos de caja futuros al valor presente, utilizando una tasa de descuento apropiada que refleje el costo de oportunidad del capital” (DeGarmo y Bontadelli, 2014).

La fórmula para el cálculo del VAN es:

$$VAN = -\text{Inversión inicial} + \sum \frac{\text{Flujo de caja neto}}{(1 + r)^t} \quad (5-1)$$

Donde:

Flujo de Caja Neto: Son los ingresos netos proyectados después de restar los costos.

r: Es la tasa de descuento, que para este caso tiene un indicador social de 8%.

t: Es el año o periodo en el que ocurre el flujo de caja, $t = 20$.

Inversión Inicial: Es el desembolso inicial para la implementación del proyecto, en este caso S/ 2,011.46 mil.

Entonces reemplazando los valores se tiene:

$$VAN = -2,011.46 + \frac{173.50}{(1 + 0.08)} + \frac{180.31}{(1 + 0.08)^2} + \frac{187.97}{(1 + 0.08)^3} + \frac{195.89}{(1 + 0.08)^4} + \dots \quad (5-2)$$

$$+ \frac{341.05}{(1 + 0.08)^{18}} + \frac{354.36}{(1 + 0.08)^{19}} + \frac{368.11}{(1 + 0.08)^{20}}$$

$$VAN = + S/. 303,720$$

Este valor positivo significa que el proyecto generará más valor en términos presentes que los costos invertidos, lo que lo convierte en una alternativa atractiva desde el punto de vista económico. Al ser un VAN positivo, se concluye que el proyecto es rentable y podría generar beneficios sociales y económicos para las localidades de Tahuapalca – Coporaque - Espinar, justificando su ejecución.

5.4.3. Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

“La Tasa Interna de Retorno (TIR) es el indicador financiero que muestra la rentabilidad potencial de un proyecto. Se define como la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto sea igual a cero. En otras palabras, es la tasa que equilibra los flujos de caja futuros con la inversión inicial, indicando el rendimiento que el proyecto ofrecerá sobre el capital invertido” (DeGarmo y Bontadelli, 2014).

Para hallar el TIR se resuelve la ecuación de VAN para que sea igual a cero, lo que permite encontrar la tasa interna de retorno.

$$VAN = 0 = -\text{Inversión inicial} + \sum \frac{\text{Flujo de caja neto}}{(1 + TIR)^t} \quad (5-3)$$

Donde:

Flujo de Caja Neto: Son los ingresos netos proyectados después de restar los costos.

t: Es el año o periodo en el que ocurre el flujo de caja, t = 20.

Entonces reemplazando valores se tiene:

$$0 = -2,011.46 + \frac{173.50}{(1+TIR)} + \frac{180.31}{(1+TIR)^2} + \frac{187.97}{(1+TIR)^3} + \frac{195.89}{(1+TIR)^4} + \dots \quad (5-4)$$

$$+ \frac{341.05}{(1+TIR)^{18}} + \frac{354.36}{(1+TIR)^{19}} + \frac{368.11}{(1+TIR)^{20}}$$

Resolviendo la ecuación se obtiene que el valor del TIR es igual a 9.7%, lo que indica que el proyecto no solo cubre los costos de capital, sino que también ofrece un retorno adicional, lo que lo convierte en una inversión viable y atractiva para la electrificación de las localidades aisladas.

Si la TIR hubiera sido inferior al 8%, significaría que el proyecto no sería rentable y debería ser reconsiderado. Sin embargo, con una TIR del 9.7%, el proyecto ofrece una oportunidad rentable para los inversionistas y beneficiarios en las localidades de Tahuapalca – Coporaque - Espinar.

5.4.4. Relación Beneficio-Costo

“La Relación Beneficio-Costo (B/C) es un indicador financiero que compara los beneficios generados por un proyecto con los costos asociados a su implementación y operación. Este análisis es esencial para evaluar la eficiencia del uso de los recursos y para determinar si un proyecto es económicamente viable” (DeGarmo y Bontadelli, 2014).

- **Relación B/C > 1:** Una relación mayor que 1, como en este caso, significa que los beneficios son superiores a los costos, lo que indica que el proyecto es económicamente viable.

- **Si B/C < 1:** Una relación menor que 1 indicaría que los costos superan los beneficios, lo que haría que el proyecto no sea viable económicamente. En este caso, habría que reconsiderar el proyecto o buscar alternativas más eficientes.

- **Si B/C = 1:** Una relación igual a 1 indicaría que los beneficios apenas cubren los costos, lo que haría que el proyecto sea neutral desde el punto de vista económico. En este caso, no se generaría ganancia, pero tampoco habría pérdidas.

Para calcular la relación B/C se utiliza la formula siguiente:

$$B/C = \frac{\sum \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad (5-5)$$

Donde:

B_t son los beneficios en el año $t = 20$.

C_t son los costos en el año $t = 20$.

Entonces:

$$B/C = \frac{\frac{213.73}{(1+0.08)^1} + \frac{220.54}{(1+0.08)^2} + \frac{228.20}{(1+0.08)^3} + \dots + \frac{394.59}{(1+0.08)^{19}} + \frac{408.34}{(1+0.08)^{20}}}{\frac{40.23}{(1+0.08)^1} + \frac{40.23}{(1+0.08)^2} + \frac{40.23}{(1+0.08)^3} + \dots + \frac{40.23}{(1+0.08)^{19}} + \frac{40.23}{(1+0.08)^{20}}} \quad (5-6)$$

$$B/C = 1.15$$

Una relación B/C de 1.15 es una señal positiva para la viabilidad económica del proyecto, ya que muestra que los beneficios superan los costos. Esto apoya la decisión de continuar con esta alternativa, ya que no solo mejorará la calidad de vida de los habitantes de las localidades de Tahuapalca, sino que también lo hará de manera rentable y sostenible. La eficiencia en la utilización de los recursos es clara, y los beneficios sociales y económicos proyectados justifican la inversión realizada.

La evaluación económica la propuesta de electrificación con generación centralizada confirma que el proyecto es viable y rentable. Con un VAN positivo de S/ 303,720, una TIR del 9.7%, y una relación Beneficio-Costo de 1.15, se demuestra que los ingresos generados superan los costos, garantizando un retorno adecuado.

5.4.5. Periodo de recuperación

“El periodo de recuperación llamado también Payback Period, es el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial de un proyecto a través de los flujos de caja netos positivos generados en los años sucesivos. En términos simples, indica en cuántos años se necesitan para

que los ingresos acumulados igualen los costos iniciales del proyecto” (DeGarmo y Bontadelli, 2014).

Para calcular el periodo de recuperación del capital (Payback), identificaremos el año en que el flujo acumulado se vuelve positivo por primera vez, de acuerdo a la siguiente tabla de flujos de cajas y acumulados del Payback:

Tabla 5.7

Flujos de caja y acumulados para el periodo de recuperación

AÑO	COSTOS (S/.)	BENEFICIOS (S/.)	FLUJOS NETOS (S/.)	PAY BACK (S/.)
2023	2,011,462.37	0.00	-2,011,462.37	-2,011,462.37
2024	40,229.25	213,729.18	173,499.93	-1,837,962.44
2025	40,229.25	220,543.41	180,314.17	-1,657,648.27
2026	40,229.25	228,197.23	187,967.98	-1,469,680.29
2027	40,229.25	236,117.28	195,888.04	-1,273,792.25
2028	40,229.25	244,315.51	204,086.26	-1,069,705.99
2029	40,229.25	252,815.18	212,585.93	-857,120.06
2030	40,229.25	261,601.84	221,372.59	-635,747.47
2031	40,229.25	270,704.82	230,475.58	-405,271.89
2032	40,229.25	280,124.99	239,895.74	-165,376.15
2033	40,229.25	289,871.60	249,642.35	84,266.20
2034	40,229.25	299,958.64	259,729.40	343,995.59
2035	40,229.25	310,417.15	270,187.90	614,183.50
2036	40,229.25	321,229.11	280,999.86	895,183.36
2037	40,229.25	332,421.66	292,192.41	1,187,375.77
2038	40,229.25	344,003.18	303,773.93	1,491,149.70
2039	40,229.25	356,007.40	315,778.15	1,806,927.85
2040	40,229.25	368,414.34	328,185.09	2,135,112.94
2041	40,229.25	381,280.71	341,051.46	2,476,164.40
2042	40,229.25	394,585.75	354,356.50	2,830,520.90
2043	40,229.25	408,338.90	368,109.66	3,198,630.55

Fuente. Elaboración propia.

Una vez identificado el payback positivo, se utiliza la siguiente fórmula.

$$Payback = \text{Años}(-) + \frac{MA}{F(+)} \quad (5-7)$$

Donde:

Años(-), son los años completos hasta el último flujo negativo, que para este caso son 9 (de 2023 a 2032).

MA, es el monto acumulado pendiente de recuperar en el año 2032: S/. 165,376.18 (saldo negativo al final de 2032).

Flujo(+), flujo de efectivo positivo en el año de recuperación (2033): S/. 249,642.35.

Entonces aplicando la fórmula anterior:

$$\text{Payback} = 9 + \frac{\text{S/. } 165,376.18}{\text{S/. } 249,642.35} = 9.66 \text{ años} \quad (5-8)$$

Esto indica que el capital se recupera en aproximadamente 9 años y 8 meses. Lo que significa que, a partir del décimo año, los beneficios superan los costos acumulados, indicando que la inversión inicial ha sido totalmente recuperada.

5.4.6. Tarifa De Energía Para Recuperar La Inversión Final

Se sabe que la energía total por día es 441.262 kWh, y queremos determinar el costo por kWh. Para esto, la relación entre los costos y la energía consumida es clave.

De la tabla, el flujo de caja neto es un valor que representa la diferencia entre los beneficios incrementales y los costos incrementales. Para el primer año (2024), el flujo de caja neto es 173.50 mil S/.

Cálculo de los costos y beneficios netos

Los costos incrementales sociales en 2024 son 40.23 mil S/.

Los beneficios incrementales sociales en 2024 son 213.73 mil S/.

El flujo de caja neto en 2024 es 173.50 mil S/.

Distribuir el flujo de caja neto por kWh

Para calcular el costo por kWh de este flujo de caja, primero determinamos la energía consumida en un año. Si el consumo diario es de 441.262 kWh, el consumo anual sería:

$$\text{Costo Anual por kWh} = \frac{\text{Flujo de Caja Neto Anual}}{\text{Energía total Anual}} \quad (5-9)$$

Sustituyendo los valores:

$$\text{Costo Anual por kWh} = \frac{S/. 173,500}{160,660.63\text{kWh}} = S/.1.08 \quad (5-10)$$

Este costo por kWh es una referencia clave para determinar cuánto debe cobrarse a los consumidores por la energía para recuperar la inversión realizada. El Costo por kWh de S/. 1.08 refleja cuánto cuesta generar o consumir cada kWh de energía si se considera el flujo de caja neto generado por la diferencia entre beneficios y costos incrementales. Esto sugiere que la tarifa de energía que se debe aplicar a los usuarios debe ser, al menos, de este valor para cubrir los gastos, garantizar la rentabilidad del proyecto y recuperar la inversión. Sin embargo, este valor podría ajustarse dependiendo de otros factores, como los subsidios o beneficios adicionales que puedan reducir la tarifa a los consumidores o las tarifas adicionales que contribuyan a la recuperación más eficiente de la inversión.

CONCLUSIONES

1. En el presente trabajo se identificó que la generación fotovoltaica centralizada es la propuesta más adecuada para el suministro de energía eléctrica a las localidades aisladas de Tahuapalca, Coporaque y Espinar, en 2023. Esta alternativa equilibra eficiencia, cobertura y costo, superando tanto los sistemas fotovoltaicos individuales como el sistema convencional, y responde de mejor manera las necesidades energéticas de estas zonas.
2. El análisis de las características particulares de las localidades seleccionadas, que abarca tanto su demanda máxima como la capacidad de generación, ha sido crucial para el diseño del sistema de electrificación. Este análisis ha permitido identificar y evaluar las necesidades energéticas específicas de cada localidad, asegurando que el sistema propuesto responda de manera eficiente a la demanda. Haciendo posible el diseño de un sistema de electrificación, que maximiza la capacidad de generación y se adapta a las particularidades de cada área.
3. La evaluación de las tecnologías de electrificación disponibles, incluyendo el sistema convencional, la generación fotovoltaica centralizada y los sistemas fotovoltaicos individuales, ha sido clave para abordar las limitaciones identificadas en las localidades de Tahuapalca I, II y III. El análisis técnico y económico permitió fundamentar las alternativas más adecuadas para satisfacer las necesidades energéticas de estas zonas.
4. La Evaluación Técnica y Económica reveló que la generación fotovoltaica centralizada es la solución más adecuada para satisfacer las demandas energéticas de las localidades estudiadas, combinando eficiencia y costo de manera óptima. Aunque los sistemas fotovoltaicos individuales proporcionan cierta autonomía, su capacidad limitada y la complejidad en su gestión los hacen menos viables. Por otro lado, el sistema convencional, a pesar de su confiabilidad, presenta costos elevados, alcanzando los

S/.2,288,924.63, lo cual limita su conveniencia en comparación con la opción centralizada. En contraste, la generación centralizada ofrece un diseño optimizado y un equilibrio favorable entre costo y beneficio, con una inversión total de S/.2,011,462.37, superando tanto al sistema convencional como a los sistemas individuales en términos de eficiencia y capacidad de cubrir las demandas energéticas.

SUGERENCIAS

1. Realizar un análisis detallado del impacto ambiental y social de las diferentes opciones de electrificación, este análisis debe ser abordado de manera integral por la municipalidad como parte de la implementación del proyecto, asegurando que se consideren todos los efectos potenciales en el entorno y la comunidad, y facilitando la toma de decisiones informadas y sostenibles.
2. Explorar cómo las soluciones propuestas pueden ampliarse o ajustarse para adaptarse a otras localidades con condiciones similares, esta tarea debe ser coordinada por los organismos de desarrollo regional, con el fin de asegurar que las estrategias de electrificación sean efectivas y adaptables a diversas realidades, fomentando así un desarrollo sostenible en áreas rurales.

BIBLIOGRAFÍA

Acosta Huerta, C. A. (2021). *Diseño de un sistema fotovoltaico centralizado para el mejoramiento del suministro de energía eléctrica en la localidad de "Masisea", provincia Coronel Portillo, región Ucayali*. [Universidad Nacional del Callao], Callao. URL: <http://repositorio.unac.edu.pe>

Anchatuña Maigua, K. D. (2022). *Diseño de la red eléctrica subterránea en medio y bajo voltaje del barrio Eloy Alfaro*. [Universidad Central del Ecuador], Quito. URL: <http://repositorio.uce.edu.ec>

Bonifaz F., J. L. (2001). *Distribución eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia*. Lima. URL: <https://sisbib.unmsm.edu.pe>

CNE-Suministro. (2011). *Código Nacional de Electricidad*.

Dammert Lira, A., Molinelli Aristondo, F., & Carbajal Navarro, M. A. (2011). *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*. Lima. URL: <https://sisbib.unmsm.edu.pe>

DeGarmo, P. E., & Bontadelli, J. A. (2014). *Ingeniería económica. Fundamentos de la evaluación económica de proyectos*. URL: <https://www.worldcat.org>

DGE. (2010). *La Norma Técnica MINEM*. URL: <https://minem.gob.pe>

Espinoza Cucalon, J. A., & Zaroni Gonzalez, F. (2021). *Diseño de sistema fotovoltaico off-grid, red secundaria y conexiones domiciliarias para suministro eléctrico al caserío Tallapampa, distrito Salas, provincia Lambayeque*. [Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo], Pimentel. URL: <http://repositorio.unprg.edu.pe>

García Cárdenas, J. J. (2019). *Propuesta de solución energética para las zonas rurales colombianas*. [Universidad Nacional de Colombia], Bogotá. URL: <http://repositorio.unal.edu.co>

Glover, J. D., & Sarma, M. S. (2012). *Análisis y diseño de sistemas de potencia*. URL: <https://www.worldcat.org>

IEEE. (2014). *Electric Power Distribution Handbook*. URL: <https://ieeexplore.ieee.org>

IRENA. (2019). *Costos de generación de energía renovable en 2019*. URL: <https://www.irena.org>

Lara, R. E. (1990). *Sistemas de distribución*. URL: <https://www.worldcat.org>

Loor, J., & Narváez, C. (2017). *Análisis del impacto de la penetración de generación distribuida en la red de medio voltaje de la empresa eléctrica regional Centro Sur*. [Universidad de Cuenca], Cuenca. URL: <http://dspace.ucuenca.edu.ec>

Méndez Triveño, M. E. (2016). *Planificación del sistema de distribución de energía eléctrica: técnicas de optimización*. URL: <https://www.worldcat.org>

Meza Cáceres, Y. A. (2023). *Desarrollo de una propuesta metodológica de electrificación rural con aplicación en casos de estudio*. [Universidad de Chile], Santiago de Chile. URL: <http://repositorio.uchile.cl>

Ministerio de Energía y Minas. (2018). *Guía de electrificación rural para zonas aisladas*. URL: <https://minem.gob.pe>

Morocho Sinchiguano, E. F. (2022). *Diseño de una red de distribución en media y baja tensión, para las comunidades: Rumipamba, Atacapi, Lumucha, Canoa Yacu y 10 de Agosto en la provincia de Orellana*. [Universidad Estatal Amazónica], Ecuador. URL: <http://repositorio.uea.edu.ec>

Ortega, A., & González, P. (2019). *Conceptos básicos de diseño de redes eléctricas*. URL: <https://www.worldcat.org>

Pareja Aparicio, M. (2011). *Energía solar fotovoltaica*. URL: <https://www.worldcat.org>

Peng, A., Smith, B., & Lee, C. (2019). *Alternativas de electrificación para el suministro de energía en áreas remotas*. URL: <https://www.worldcat.org>

Pichucho Andrade, C. A. (2018). *Metodología para el diseño óptimo de circuitos secundarios en redes de distribución eléctrica*. [Escuela Politécnica Nacional], Quito. URL: <http://bibdigital.epn.edu.ec>

Ramírez Castaño, S. (2004). *Redes de distribución de energía*. URL: <https://www.worldcat.org>

Riofrío, C. (2004). *Apuntes de distribución de energía eléctrica*. URL: <https://www.worldcat.org>

Sallam, A. A., & Malik, O. P. (2011). *Sistemas eléctricos de distribución*. URL: <https://www.worldcat.org>

Sanchez, M. (2011). *Energía solar fotovoltaica*. URL: <https://www.worldcat.org>

Smith, J. (2020). *Electricidad rural: desafíos y oportunidades en localidades lejanas al sistema de distribución*. URL: <https://www.worldcat.org>

Sulluchuco Quispe, J. B. (2023). *Estudio y cálculo de una instalación fotovoltaica para abastecer de energía eléctrica a las viviendas rurales del programa Sumaq Wasi*. [Universidad Nacional de Ingeniería], Lima. URL: <http://repositorio.uni.edu.pe>

Vásquez Villarruel, R. M. (2019). *Rediseño óptimo de redes radiales de distribución eléctrica en bajo voltaje considerando las restricciones de la infraestructura eléctrica y urbana existente*. [Universidad Politécnica Salesiana], Quito. URL: <http://dspace.ups.edu.ec>

ANEXOS

Equipos y materiales



HiKu7 Mono PERC

640 W ~ 670 W

CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 | 670MS

MORE POWER



Module power up to 670 W
Module efficiency up to 21.6 %



Up to 3.5 % lower LCOE
Up to 5.7 % lower system cost



Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*



Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*



Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%

Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNE 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



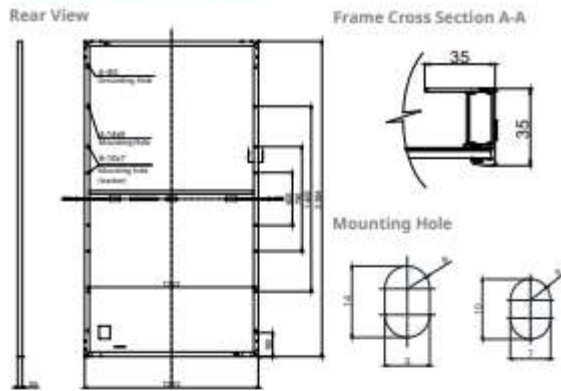
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 55 GW deployed around the world since 2001.

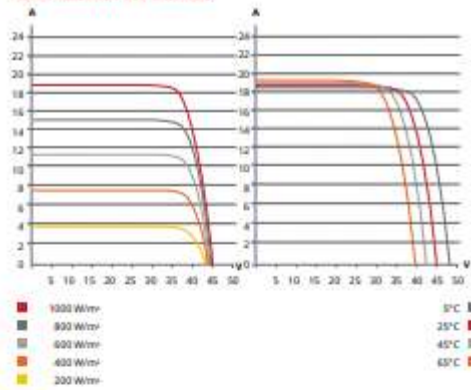
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS	670MS
Nominal Max. Power (Pmax)	640 W	645 W	650 W	655 W	660 W	665 W	670 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V	38.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.07 A	17.11 A	17.16 A	17.20 A	17.24 A	17.28 A	17.32 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.6 V	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V	45.8 V
Short Circuit Current (Isc)	18.31 A	18.35 A	18.39 A	18.43 A	18.47 A	18.51 A	18.55 A
Module Efficiency	20.6%	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%	21.4%	21.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C						
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)						
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)						
Max. Series Fuse Rating	30 A						
Application Classification	Class A						
Power Tolerance	0 ~ + 10 W						

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS	670MS
Nominal Max. Power (Pmax)	480 W	484 W	487 W	491 W	495 W	499 W	502 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.2 V	35.3 V	35.5 V	35.7 V	35.9 V	36.1 V	36.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.64 A	13.72 A	13.74 A	13.76 A	13.79 A	13.83 A	13.85 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.2 V	42.3 V	42.5 V	42.7 V	42.9 V	43.1 V	43.3 V
Short Circuit Current (Isc)	14.77 A	14.80 A	14.83 A	14.86 A	14.89 A	14.93 A	14.96 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	34.4 kg (75.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) (supply additional jumper cable: 2 lines / Pallet) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustments to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

July 2021. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V1.7_EN

Rolls

**RENEWABLE
ENERGY**



FLOODED	MODEL	BCI	20 HR	100 HR	TERMINAL	DIMENSIONS	WEIGHT
2VOLT							L x W x H (incl terminal)
SERIES 4000	S2 L16	L16	1169	1344	LT	31.8 cm x 18.1 cm x 43.2 cm	54.5 kg
SERIES 4000	S2 L16-HC	L16	1335	1535	LT	31.8 cm x 18.1 cm x 43.2 cm	57.5 kg
SERIES 4000	S2 L16-SC	L16	1503	1728	LT	31.8 cm x 18.1 cm x 43.2 cm	59 kg
SERIES 4500	S2 L16-EX	L16	1040	1342	LT	31.8 cm x 18.1 cm x 43.2 cm	58 kg
SERIES 5000	2 KS 33P	SPEC	1837	2369	FLAG	39.2 cm x 21.1 cm x 63.0 cm	94 kg
SERIES 5000	2 OS 33P	SPEC	1955	2522	FLAG	39.2 cm x 21.1 cm x 63.0 cm	100.5 kg
SERIES 5000	2 YS 27P	SPEC	2190	2825	FLAG	35.6 cm x 22.9 cm x 80.3 cm	111.5 kg
SERIES 5000	2 YS 31P	SPEC	2527	3260	FLAG	39.4 cm x 22.9 cm x 80.3 cm	129 kg
SERIES 5000	2 YS 62P	SPEC	5054	6520	FLAG	69.5 cm x 22.9 cm x 80.3 cm	258.5 kg
4VOLT							L x W x H (incl terminal)
SERIES 5000	4 CS 17P	SPEC	568	733	FLAG	36.5 cm x 21.0 cm x 46.4 cm	58 kg
SERIES 5000	4 KS 21P	SPEC	1148	1481	FLAG	40.0 cm x 23.8 cm x 62.9 cm	121 kg
SERIES 5000	4 KS 25P	SPEC	1404	1811	FLAG	40.0 cm x 27.0 cm x 62.9 cm	142.5 kg
SERIES 5000	4 KS 27P	SPEC	1518	1959	FLAG	40.0 cm x 27.0 cm x 62.9 cm	153.5 kg
6VOLT							L x W x H (incl terminal)
SERIES 4000	S6 GC2	GC2	210	269	DT	25.9 cm x 18.1 cm x 27.9 cm	28 kg
SERIES 4000	S6 GC2-HC	GC2	230	294	DT	25.9 cm x 18.1 cm x 27.9 cm	31.5 kg
SERIES 4000	S6 145	GC2H	250	320	DT	25.9 cm x 18.1 cm x 29.0 cm	32 kg
SERIES 4000	S6 L16	L16	390	449	LT	31.8 cm x 18.1 cm x 42.5 cm	51 kg
SERIES 4000	S6 L16-HC	L16	445	512	LT	31.8 cm x 18.1 cm x 42.5 cm	55.5 kg
SERIES 4000	S6 L16-SC	L16	487	580	LT	31.8 cm x 18.1 cm x 42.5 cm	56.5 kg
SERIES 4500	S6 L16-EX	L16	371	479	LT	31.8 cm x 18.1 cm x 42.5 cm	59 kg
SERIES 5000	6 CS 17P	SPEC	568	733	FLAG	55.9 cm x 21.0 cm x 46.4 cm	100 kg
SERIES 5000	6 CS 21P	SPEC	710	916	FLAG	55.9 cm x 24.8 cm x 46.4 cm	122.5 kg
SERIES 5000	6 CS 25P	SPEC	853	1100	FLAG	55.9 cm x 28.6 cm x 46.4 cm	144 kg
SERIES 5000	6 CS 27P	SPEC	929	1198	FLAG	55.9 cm x 28.6 cm x 46.4 cm	155 kg
8VOLT							L x W x H (incl terminal)
SERIES 5000	8 CS 17P	SPEC	568	733	FLAG	71.8 cm x 21.0 cm x 46.4 cm	133 kg
SERIES 5000	8 CS 25P	SPEC	853	1100	FLAG	71.8 cm x 28.6 cm x 46.4 cm	192 kg
SERIES 5000	8 CS 27P	SPEC	929	1198	FLAG	71.8 cm x 28.6 cm x 46.4 cm	207 kg
12VOLT							L x W x H (incl terminal)
SERIES 4000	S12 24	24	85	106	DT	27.9 cm x 17.1 cm x 23.8 cm	21.5 kg
SERIES 4000	S12 27	27	105	140	DT	32.1 cm x 17.1 cm x 23.8 cm	24.5 kg
SERIES 4000	S12 31	31	130	173	DT	33.0 cm x 17.1 cm x 24.1 cm	29.5 kg
SERIES 4000	S12 GC	GC12	155	206	UTL	33.3 cm x 18.2 cm x 27.4 cm	37.5 kg
SERIES 4000	S12 185	921	210	279	DT	39.1 cm x 17.8 cm x 36.5 cm	52 kg
SERIES 5000	12 CS 11P	SPEC	357	504	FLAG	55.9 cm x 28.6 cm x 46.4 cm	123 kg

Rolls

FLOODED DEEP CYCLE BATTERY

CANADA

6 CS 27P



Series	5000	Warranty	See Warranty Terms
Volts	6	BCI	SPBC
Cells	3	Plates/Cell	27
Terminal Type	Flag		
Included Hardware	S/S Hex Cap Screw, Nut, Lock & Flat Washer		
Size & Thread	5/16"-18		

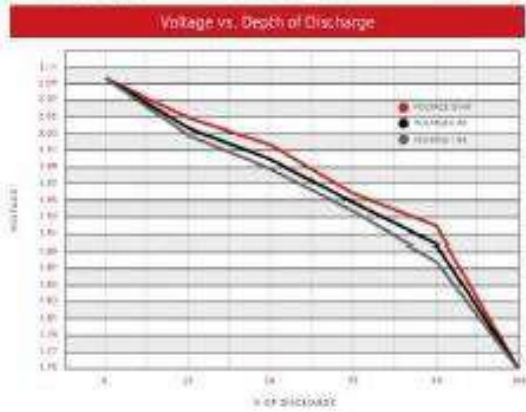
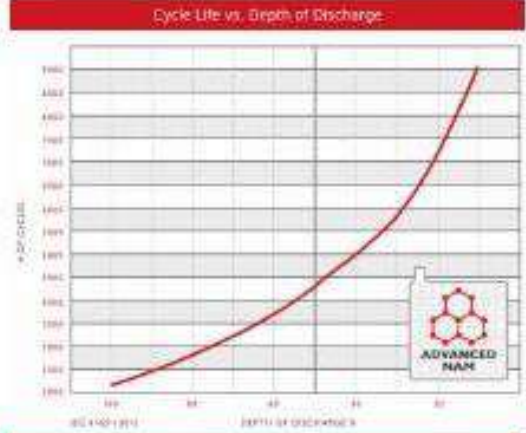
Charge	
Charge Voltage Range	2.45-2.5 Vcell @ 25°C (77°F)
Float Voltage Range	2.25 Vcell @ 25°C (77°F)
Self-Discharge Rate	5%-10% per month at 25°C (77°F)

Capacity	
Cold Crank Amps (CCA) 0°F / -17°C	2264
Marine Crank Amps (MCA) 32°F / 0°C	2836
Reserve Capacity (RC @ 25A)	2329 Minutes
Reserve Capacity (RC @ 75A)	743 Minutes

Hour Rate	Capacity / AMP Hour	Current / AMPS
@ 100 Hour Rate	1198 AH	11.98 A
@ 72 Hour Rate	1333 AH	15.74 A
@ 50 Hour Rate	1673 AH	21.45 A
@ 20 Hour Rate	929 AH	46.44 A
@ 15 Hour Rate	864 AH	57.58 A
@ 10 Hour Rate	827 AH	82.86 A
@ 8 Hour Rate	799 AH	99.84 A
@ 5 Hour Rate	743 AH	148.60 A
@ 1 Hour Rate	418 AH	417.92 A

Ampere hour capacity ratings based on specific gravity of 1.280 at 25°C (77°F). Reduce capacities 3% for specific gravity of 1.265 and 10% for 1.250.

Specifications		
	Weight	155 kg / 341.5 lbs
	Length	55.9 cm / 22"
	Width	29.6 cm / 11.25"
	Height Inc. Term.	46.4 cm / 18.25"
Electrolyte Reserve	95 mm / 3.75"	
Container (Inner)	Polypropylene	
Cover (Inner)	Polypropylene - heat sealed to inner container	
Container (Outer)	High Density Polyethylene	
Cover (Outer)	High Density Polyethylene snap-fit to outer container	
Handles	Molded	





FICHA TÉCNICA DEL PRODUCTO

Características

Medidor digital monofásico 2 hilos 220V/5(60)A DDS558 TKL



Descripción del producto:	Alta calidad y mayor durabilidad. Medición de energía activa. Sistema compacto de alta confiabilidad. Alta inmunidad al ruido. Fácil de usar
Operatividad:	El led de pulso brilla indicando que el medidor detecta impulso de energía. Registro de energía: 999999.99 kWh Los registros energéticos se mantienen durante 10 años después del corte de energía al medidor.
Estándar de referencia:	IEC 62053-21
Precisión:	Clase 1
Medición de alcance:	Energía activa (kWh)
Trabajo neto:	1 fase 2 hilos
Tensión nominal:	220V - 240V

Usos

Para redes de distribución aérea urbana y rural, con tensiones hasta 1000 V.

Descripción

Los cables CAAI-S y CAAI están conformados por dos o tres conductores de fase más uno o dos conductores para alumbrado cableados alrededor de un soporte (portante). Los conductores de fase y de alumbrado son de aluminio temple duro. El soporte es un cable de acero galvanizado, clase A, tipo Extra High Strength (EHS) para cables tipo CAAI-S y de aleación de aluminio para los cables tipo CAAI. Los conductores y el soporte son aislados con Polietileno Reticulado (XLPE). Los conductores de fase son diferenciados por nervaduras extruídas longitudinalmente sobre el aislamiento.



Características

Sección	CAAI	CAAI-S	CAAI	CAAI-S	CAAI	CAAI-S
3 x 70 + N50	0.443	1.53	215			
3 x 95 + N70	0.32	1.53	265			
2 x 16 + 1 x 16 + N25	1.91	1.15	85	1.91	1.15	85
2 x 25 + 1 x 16 + N25	1.2	1.15	114	1.91	1.15	85
2 x 35 + 1 x 16 + N25	0.868	1.15	141	1.91	1.15	85
2 x 50 + 1 x 16 + N35	0.641	1.53	171	1.91	1.15	85
2 x 70 + 1 x 16 + N50	0.443	1.53	215	1.91	1.15	85
2 x 95 + 1 x 16 + N70	0.32	1.53	265	1.91	1.15	85
3 x 16 + 1 x 16 + N25	1.91	1.15	85	1.91	1.15	85
3 x 25 + 1 x 16 + N25	1.2	1.15	114	1.91	1.15	85
3 x 35 + 1 x 16 + N25	0.868	1.15	141	1.91	1.15	85
3 x 50 + 1 x 16 + N35	0.641	1.53	171	1.91	1.15	85
3 x 70 + 1 x 16 + N50	0.443	1.53	215	1.91	1.15	85
3 x 95 + 1 x 16 + N70	0.32	1.53	265	1.91	1.15	85
3 x 120 + 1 x 16 + N70	0.253	2.04	305	1.91	1.15	85

- * TEMPERATURA MAXIMA DEL CONDUCTOR= 90°C
 TEMPERATURA AMBIENTE= 30°C
 VELOCIDAD DEL VIENTO= 2Km/h
 CONDUCTORES AISLADOS CABLEADOS (TRENZADOS)

MONOFÁSICO MF2™ 1K-3.3K



La serie monofásica está desarrollado para ser instalado en hogares de voltaje 110V, 220V o sistemas eléctricos con voltajes de hasta 550V. Con una eficiencia máxima de 97.4%, favorece un rendimiento notable y unas ganancias muy altas.

Tiene un diseño elegante para poder ser instalado en cualquier lugar del domicilio y una interface muy útil mediante pantalla LCD que facilita mucho su uso y la elección de las funciones. Además viene equipado con los estándares más altos en seguridad y diferentes funciones de protección.

PARÁMETROS TÉCNICOS INVERSOR MONOFÁSICO MF2™ 1K-3.3K

REFERENCIA	NCL-MF1.1	NCL-MF1.6	NCL-MF2.2	NCL-MF2.7	NCL-MF3	NCL-MF3.3
Parámetros entrada DC (PV)						
Max. Potencia de entrada de PV recomendada	1500Wp	2200Wp	3000Wp	3700Wp	4100Wp	4500Wp
Max. Voltaje entrada	500V	500V	500V	550V	550V	550V
Voltaje arranque	70V					
Voltaje nominal DC	360V					
Número de MPPT	1					
N° de cadenas por MPPT	1					
Rango de voltaje MPPT	50V-500V	50V-500V	50V-500V	50V-550V	50V-550V	50V-550V
Rango de voltaje MPPT max potencia	110V-450V	150V-450V	200V-450V	250V-500V	275V-500V	300V-500V
Max. Corriente entrada MPPT	12A					
Max. Corriente entrada MPPT Corto Circuito	15A					
Tipo terminal entrada	MC4/H4					
Parámetros salida AC (red)						
Potencia	1100kW	1600kW	2200kW	2700kW	3000kW	3300kW
Max. Potencia	1100VA	1600VA	2200VA	2700VA	3000VA	3300VA
Corriente	4.8A	7A	9.6A	11.8A	13A	14.3A
Max. Corriente	5.3A	7.7A	10.6A	13A	14.5A	16A
Rango voltaje	110Vac-276Vac (De acuerdo con los estándares locales)					
Frecuencia nominal	50Hz/60Hz					
Rango frecuencia	45-55Hz/54-66Hz (De acuerdo con los estándares locales)					
THDi	<3%					
Factor potencia	1 por defecto (ajutable +/-0.8)					
Eficiencia						
Eficiencia MPPT	>99.9%					
Max. Eficiencia inverter	97.5%	97.5%	97.5%	97.7%	97.7%	97.7%
Max. Eficiencia CEC	96.9%	96.9%	96.9%	97.2%	97.2%	97.2%
Protección						
Protección polaridad inversa PV	Si					
Protección fallas tierra / Monitoreo fallas tierra	Si					
Protección sobrevoltaje	Si					
Protección sobrecorriente	Si					
Protección alta temperatura	Si					
Protección anti-iso	Si					
Detección corriente residual	Si					
Parámetros del sistema						
Topología	Sin transformador					
Comunicación	RS485, Wifi/GPRS/Ethernet (Opcional), USB					
DC switch	Opcional					
Inyección Cero	Opcional					
Datos generales						
Rango temperatura de trabajo	-30°C--+60°C					
Rango de humedad	0-100%					
Aislamiento eléctrico	Clase I					
Max. Altitud de operación	2000m					
Ruido	<25dB					
Grado de protección	IP65					
Peso	5.5kg	5.5kg	5.5kg	6.3kg	6.3kg	6.3kg
Dimensiones (mm)	303x260.5x118	303x260.5x118	303x260.5x118	321x260.5x131.5	321x260.5x131.5	321x260.5x131.5
Pantalla	LCD+LED					
Tipo instalación	Soporte a pared					
Garantía	5 años (extensible a 8 y 10 años)					
Normativas	EN 61000-6-1, EN 61000-6-3, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3 IEC 62116, IEC 61727, IEC 61683, IEC 60068(1,2,14,30), IEC 62109-1/2					

SET 0,6/1 kV

Conexiones a medidores de energía eléctrica.

Descripción

Aplicación:

Conexiones a medidores de energía eléctrica, acometida aérea a medidores y salidas de éstos a interruptores de servicios, para evitar el robo de energía eléctrica.

Construcción:

1. Conductor: Cobre blando, clase 1 (alambre) ó 2 (cableado).
2. Aislamiento: Compuesto de PVC.
3. Conductor concéntrico: Alambres de cobre aplicadas helicoidalmente.
4. Cubierta externa: Compuesto de PVC.

Principales características:

Buena resistencia dieléctrica, resistencia a la humedad, intemperie, adecuada resistencia a las grasas y al calor. No propaga la llama. Resistencia a los rayos solares.

Sección:

Desde 4 mm² hasta 16 mm².

Marcación:

INDECO S.A. SET 0.6/1 kV - (Nro. conductores+ 01 cond. concéntrico) x sección
- Año - Metrado secuencial.

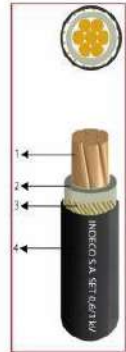
Embalaje:

En carretes de madera no retornables.

Color:

Aislamiento: Blanco, negro.

Cubierta externa: Negro.



Norma

Internacional IEC 60228;
IEC 60332-1; IEC 60502-1;
IEC 60811-1-1; IEC 60811-1-2;

IEC 60811-1-3; IEC 60811-1-4;
IEC 60811-3-1; IEC 60811-3-2

Nacional NTP-IEC 60228; NTP-IEC 60502-1; UL 1581

Normas nacionales

NTP-IEC 60228: Conductores para cables aislados.

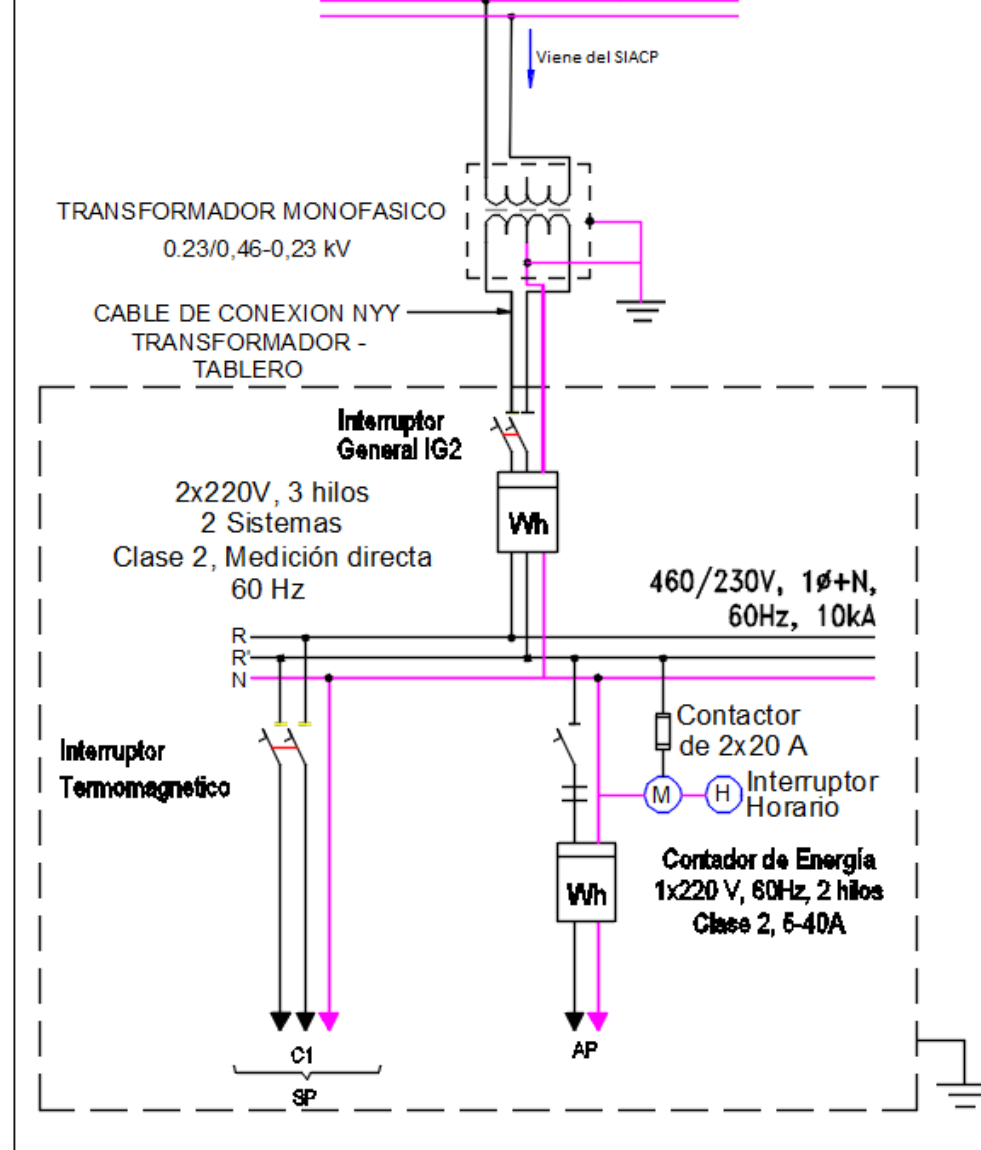
NTP-IEC 60502-1: Cables de energía con aislamiento extruido y sus aplicaciones para tensiones nominales desde 1 kV y 3 kV.



Diagramas unifilar Generación Centralizada

DIAGRAMA UNIFILAR
TABLERO DE DISTRIBUCION MONOFASICO 460/230V, 60 Hz

Conductor AUT 1x35+P/25 mm²



Fichas técnicas de materiales

FICHA TÉCNICA N° 01
TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS
POSTES DE CONCRETO



N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	FABRICANTE			
2.0	TIPO		CENTRIFUGADO	
3.0	NORMAS DE FABRICACION		INDECOPI NTP-339-027	
4.0	LONGITUD DEL POSTE	M	12 12	
5.0	DIAMETRO EN LA CIMA	mm	140 150	
6.0	DIAMETRO EN LA BASE	mm	320 330	
7.0	CARGA DE TRABAJO A 0,15 m DE LA CIMA	daN	200 300	
8.0	COEFICIENTE DE SEGURIDAD		2	
9.0	MASA POR UNIDAD	kg		

FICHA TÉCNICA N° 02
TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS
CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO

N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO (*)
1.0	CARACTERISTICAS GENERALES			
1.1	FABRICANTE / PAIS			
1.3	NUMERO DE ALAMBRES		7	
1.4	NORMA DE FABRICACION Y PRUEBAS	IEC ASTM ASTM	1089 B398 B399	
1.5	CERTIFICACION DE CALIDAD		ISO-9001	
2.0	DIMENSIONES:			
2.1	SECCION NOMINAL	mm ²	35	
2.2	SECCION REAL	mm ²	34,36	
2.3	DIAMETROS DE LOS ALAMBRES	mm	2,50	
2.4	DIAMETRO EXTERIOR DEL CONDUCTOR	mm	7,5	
3.0	CARACTERISTICAS MECANICAS:			
3.1	MASA DEL CONDUCTOR	kg/m	0,094	
3.2	CARGA DE ROTURA MINIMA	kN	10,35	
3.3	MODULO DE ELASTICIDAD INICIAL	kN/mm ²		
3.4	MODULO DE ELASTICIDAD FINAL	kN/mm ²	60,82	
3.5	COEFICIENTE DE LA DILATACION TERMICA	1/°C	23x10 ⁻⁶	
4.0	CARACTERISTICAS ELECTRICAS			
4.1	RESITENCIA ELECTRICA MAXIMA en C.C. a 20°C	Ohm/km	0,966	
4.2	COEFICIENTE TERMICO DE RESISTENCIA ELECTRICA	1/°C		

FICHA TÉCNICA Nº 03
TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS
CRUCETAS METALICAS

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	CRUCETA METALICA DE PERFIL ANGULAR			
1.1	FABRICANTE			
1.2	MATERIAL		ACERO	
1.3	CLASE DE GALVANIZACION ASTM		B	
1.4	DIMENSIONES DEL PERFIL ANGULAR			
1.4.1	LARGO	mm.	64	
1.4.2	ANCHO	mm.	64	
1.4.3	ESPEJOR	mm.	6.4	
1.4.4	LONGITUD	mm.	2400	
1.5	CONFIGURACION GEOMETRICA			
1.6	CARGA MINIMA DE ROTURA POR CORTE	kN		
1.7	NORMA PARA INSPECCION y PRUEBA		UNE 21-158-90	
1.8	MASA POR UNIDAD	Kg		

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS
RIOSTRAS METALICAS (Continuación)

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	RIOSTRA METALICA DE PERFIL ANGULAR DE 38x38x1000 mm, 5mm DE ESPEJOR.			
1.1	FABRICANTE			
1.2	MATERIAL		ACERO	
1.3	CLASE DE GALVANIZACION ASTM		B	
1.4	DIMENSIONES DEL PERFIL ANGULAR			
1.4.1	LARGO	mm.	38	
1.4.2	ANCHO	mm.	38	
1.4.3	ESPEJOR	mm.	5	
1.4.4	LONGITUD	mm.	1000	
1.5	CARGA MINIMA DE ROTURA POR CORTE	kN		
1.6	NORMA PARA INSPECCION y PRUEBA		UNE 21-158-90	

**TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION MONOFASICO PARA
CONECTARSE ENTRE FASES**

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	4 500	
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS			
2.1	FRECUENCIA NOMINAL	Hz	60	
2.2	POTENCIA NOMINAL ONAN	kVA	50 25	
2.3	ALTA TENSION NOMINAL EN VACIO	kV	23 ± 2x2,5%	
	NUMERO DE AISLADORES PASATAPAS	u	2	
2.4	BAJA TENSION NOMINAL EN VACIO	kV	0,460 - 0,230	
	NUMERO DE AISLADORES PASATAPAS	U	4	
2.5	NIVEL DE AISLAMIENTO DEL PRIMARIO:			
	- TENSION DE SOSTENIMIENTO AL IMPULSO 1.2/50 us			
	AISLAMIENTO EXTERNO	kVp	150	
	- TENSION DE SOSTENIMIENTO AL IMPULSO 1.2/50 us			
	AISLAMIENTO INTERNO	kVp	125	
	- TENSION DE SOSTENIMIENTO A LA FRECUENCIA INDUSTRIAL	kV	40	
2.6	NIVEL DE AISLAMIENTO DE BAJA TENSION Y NEUTRO			
	- TENSION DE SOSTENIMIENTO A LA FRECUENCIA INDUSTRIAL	kV	2,5	
2.7	TENSION DE CORTO CIRCUITO A 75 °C	%	3	
2.8	PERDIDAS:			
	- EN VACIO CON TENSION NOMINAL Y FRECUENCIA NOMINAL			
	EN TOMA CENTRAL.	kW		
	- EN CORTOCIRCUITO CON CORRIENTE NOM.(a 75 °C) Y FRECUENCIA NOMINAL	kW		
	- PERDIDAS TOTALES	kW		
2.9	SOBRE ELEVACION DE TEMPERATURA LIMITE A MAXIMA			
	POTENCIA (ONAN) Y A 40 °C DE TEMPERATURA AMBIENTE Y 4000 msnm			
	- EN ARROLLAMIENTOS (método de resistencia)	°C	65	
	- EN EL ACEITE, PARTE SUPERIOR (medido con termómetro)	°C	60	
3.0	MASAS, DIMENSIONES Y ESQUEMAS			
3.1	MASAS:			
	- MASA DE UNA UNIDAD	kg		
	- MASA TOTAL DEL ACEITE	kg		
3.2	DIMENSIONES:			
	- 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	

**TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS
INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS**

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALO GARAN
1.0	FABRICANTE DEL INTERRUPTOR			
2.0	FABRICANTE DEL TABLERO			
3.0	NUMERO DE POLOS	Nº	2	1
4.0	MODELO O CODIGO DEL INTERRUPTOR			
5.0	PAIS DE FABRICACIÓN DEL INTERRUPTOR			
6.0	NORMA DE FABRICACION Y PRUEBAS			
7.0	CONDICIONES AMBIENTALES DE INSTALACION DEL TABLERO DE DISTRIBUCION		Espec	
8.0	TENSION NOMINAL DE LA RED	V AC		
9.0	FRECUENCIA NOMINAL	Hz		
10.0	TENSION NOMINAL DEL INTERRUPTOR (Un)	V A		
11.0	TENSION MAXIMA DEL EQUIPO			
12.0	TENSION DE AISLAMIENTO			
13.0	CORRIENTE NOMINAL (In)			
14.0	CAPACIDAD DE INTERRUPCION ULTIMA (I LA TENSION NOMINAL DEL INTERRUPTO			
14.1	CAPACIDAD DE INTERRUPCION DE SER A TENSION NOMINAL DEL INTERRUP			
15.0	LIMITES DE LA TENSION DE OPER			
16.0	DISIPACION TERMICA			
17.0	CURVAS DE FUNCIONAMIENTO			
18.0	DURABILIDAD MECANICA En maniobra			
19.0	PAR DE APRIETE			
23.0	SECCION MINIMA DE LO CONEXIÓN TIPO THW			
15.0	DIMENSIONES			
16.0	SECCION CIRC LOS BORNES			
17.0	ACCESOR			
18.0	MASA			

**Presupuesto Referencial para las alternativas de electrificación
(Sistema Convencional)**

VALOR REFERENCIAL

SUMINISTRO DE MATERIALES LÍNEAS PRIMARIAS

UBICACIÓN : ESPINAR

SECCIÓN I : SISTEMA CONVENCIONAL EXTENSIÓN DE REDES ELECTRICAS

A: SUMINISTRO DE MATERIALES

ITEM	DESCRIPCIÓN DE PARTIDAS	UNID.	Costo		
			Metrado Total	Costo Unitario S/	Costo Total S/
LINEAS PRIMARIAS					
1.00	POSTES DE CONCRETO ARMADO CENTRIFUGADO				
1.01	Poste de C.A.C. de 12 m/300 daN (Incluye penilla)	u	112.00	1,393.21	156,039.52
1.02	Poste de C.A.C. de 12 m/400 daN (Incluye penilla)	u	44.00	1,532.07	67,411.08
	SUB-TOTAL 1:				223,450.60
2.00	AISLADORES Y ACCESORIOS				
2.01	Aislador de Porcelana Tipo Pin, Clase ANSI 56-4	u	156.00	117.52	18,333.12
2.02	Espiga de A ^o G ^o de 609 mm longitud, para Cabeza de Poste y Aislador ANSI 56-4	u	112.00	40.51	4,537.12
2.03	Espiga de A ^o G ^o para Cruzeta y Aislador 56-4, de 432 mm longitud y Accesorios	u	44.00	65.12	2,865.28
	SUB-TOTAL 2:				25,735.52
3.00	AISLADORES DE SUSPENSION Y ACCESORIOS				
3.01	Grillete Recto	u	25.00	15.65	391.25
3.02	Aislador Polimerico con Conexión Horquilla (Estructura) y Lengüeta (Linea) de 36 kV, según Especificación Técnica.	u	123.00	67.52	8,304.96
	SUB-TOTAL 3:				8,696.21
4.00	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO				
4.01	Conductor de Aleacion de Aluminio de 35 mm ²	km	15.71	3,189.38	100,210.32
	SUB-TOTAL 4:				100,210.32
5.00	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN				
5.01	Transformador Monofásico Fase - Fase de 25 kVA; 22,9 / 0,46-0,23 kV	u	2.00	8,112.54	16,225.08
5.02	Transformador Monofásico Fase - Fase de 50 kVA; 22,9 / 0,46-0,23 kV	u	1.00	10,265.56	10,265.56
	SUB-TOTAL 5:				16,225.08
6.00	ACCESORIOS PARA CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO				
6.01	Varilla de Armar preformada Simple para Conductor de 35 mm ²	u	256.00	35.79	9,162.24
6.02	Varilla de Armar preformada Doble para Conductor de 35 mm ²	u	146.00	32.61	4,761.06
6.03	Manguito de Empalme para Conductor de 35 mm ²	u	154.00	33.73	5,194.42
6.04	Manguito de Reparacion para Conductor de 35 mm ²	u	125.00	21.53	2,691.25
6.05	Grapa de Doble Via de Aluminio para Conductor de 35 mm ²	u	137.00	15.62	2,139.94
6.06	Alambre de Amarre Aluminio Recocido de 16 mm ²	m	199.50	11.47	2,288.27
	SUB-TOTAL 6:				26,237.18
7.00	MATERIAL DE FERRETERIA PARA POSTES Y CRUCETAS				
7.01	Perno Cabeza Coche de A ^o G ^o de 13 mm Ø x 152 mm longitud, con Arandela, Tuerca y Contratuerca	u	918.00	13.90	12,760.20
7.02	Perno de A ^o G ^o de 13 mm Ø x 254 mm, provisto de Tuerca y Contratuerca	u	87.00	15.85	1,378.95
7.03	Perno de A ^o G ^o de 16 mm Ø x 254 mm, provisto de Tuerca y Contratuerca	u	6.00	18.38	110.28
7.04	Perno de A ^o G ^o de 16 mm Ø x 305 mm, provisto de Tuerca y Contratuerca	u	334.00	19.03	6,356.02
7.05	Perno de A ^o G ^o de 16 mm Ø x 356 mm, provisto de Tuerca y Contratuerca	u	323.00	19.80	6,395.40
7.06	Perno de A ^o G ^o de 16 mm Ø x 508 mm, provisto de Tuerca y Contratuerca	u	4.00	23.75	95.00
7.07	Perno Doble Armado de A ^o G ^o de 16 mm Ø x 508 mm, provisto de 4 Tuercas y 4 Contratuercas	u	1,440.00	17.54	25,257.60
7.08	Perno Ojo de A ^o G ^o de 16 mm Ø x 305 mm, provisto de Tuerca y Contratuerca	u	316.00	23.60	7,457.60
7.09	Perno Ojo de A ^o G ^o de 16 mm Ø x 356 mm, provisto de Tuerca y Contratuerca	u	4.00	23.76	95.04
7.10	Tuerca-Ojo para Perno de 16 mm Ø	u	127.00	19.39	2,462.53
7.11	Tubo Espaciador de A ^o G ^o de 19 mm Ø x 38 mm longitud	u	102.00	13.44	1,370.88
7.12	Brazo-Soporte (Riostra) de Perfil Angular de A ^o G ^o de 38 x 38 x 5 mm y 710 mm longitud	u	618.00	22.12	13,670.16
7.13	Brazo-Soporte (Riostra) de Perfil Angular de A ^o G ^o de 38 x 38 x 5 mm y 1350 mm longitud	u	300.00	39.04	11,712.00
7.14	Arandela Cuadrada Plana de A ^o G ^o , 57 x 57 x 5 mm, Agujero de 18 mm Ø	u	3,775.00	11.44	43,186.00
7.15	Arandela Cuadrada curva de A ^o G ^o , 57 x 57 x 5 mm, Agujero de 18 mm Ø	u	1,420.00	11.59	16,457.80
7.16	Terminal de Compresión Bimetálico con Oreja de 9.5 mm Ø 35 mm	u	72.00	15.28	1,100.16
7.17	Plantillas para identificación y/o codificación de Postes (Peligro, identificación y/o codificación y Fases)	Ugo.	62.00	23.21	1,439.02
	SUB-TOTAL 7:				151,304.64
8.00	RETENIDAS Y ANCLAJES				
8.01	Cable de Acero Grado Siemens Martin, de 10 mm Ø, 7 hilos	m	3,592.00	16.65	59,806.80
8.02	Varilla de Anclaje de A ^o G ^o de 16 mm Ø x 2,40 m, provisto de Ojal Guardacabo en un extremo; Tuerca y Contratuerca	u	242.00	44.95	10,877.90
8.03	Mordaza Preformada de A ^o G ^o para Cable de 10 mm Ø	u	612.00	23.30	14,259.60
8.04	Alambre de Acero N° 14 para Entorchado	m	411.00	0.52	213.72
8.05	Arandela de Anclaje de A ^o G ^o , 102 x 102 x 6,35 mm, Agujero de 18 mm	u	242.00	5.76	1,393.92
8.06	SopORTE de Contrapunta de 51 mm ø x 1200 mm de longitud, con Abrazadera partida en un extremo y Grapa de Ajuste para Cable en el otro.	u	172.00	111.21	19,128.12
8.07	Abrazadera de 4 sectores para Retenida, de 75 mm de altura, 6,35 mm de espesor y 70 kN de resistencia. Diámetro según dimensiones del poste. Incluye 4 pernos de 12,7 mm Ø x 63,5 mm y 4 arandelas	u	242.00	79.62	19,268.04
8.08	Entlaco metálico, de 254 mm x 75 mm x 38 mm, de 70 kN de resistencia	u	242.00	26.29	6,362.18
8.09	Aislador Polimerico con Conexión Horquilla (Estructura) y Lengüeta (Linea) de 36 kV, según Especificación Técnica, para Retenida Aislada.	u	242.00	67.52	16,339.84
8.10	Grillete de Acero de 70 kN	u	274.00	13.65	3,740.10
8.11	Bloque de Concreto de 0,40 x 0,40 x 0,15 m	u	242.00	42.97	10,398.74
8.12	Tuerca-Ojo para perno de 16 mm Ø	u	32.00	9.39	300.48
	SUB-TOTAL 8:				162,089.44
10.00	EQUIPO DE PROTECCION Y MANIOBRA				
10.01	Seccionador Fusible Unipolar Tipo Expulsion (Cut-Out) de 27/38 kV, 100A, 150 kV-BILL.	u	21.00	330.55	6,941.55
10.02	Fusible Tipo Expulsion de 5 A, Tipo K	u	21.00	6.96	146.16
10.03	Pararrayos de Óxido Metálico, 21 kV, 10 KA Clase 1	u	21.00	259.24	5,444.04

VALOR REFERENCIAL

SUMINISTRO DE MATERIALES LÍNEAS PRIMARIAS

UBICACIÓN : ESPINAR

SECCIÓN I : SISTEMA CONVENCIONAL EXTENSIÓN DE REDES ELECTRICAS

A: SUMINISTRO DE MATERIALES

ITEM	DESCRIPCIÓN DE PARTIDAS	UNID.	Metrado Total	Costo Unitario S/	Costo Total S/
10.04	Interruptor de Recierre Automático (Recloser) con sistema de control electrónico, Tripolar de 27 kV, 150 kV-BIL, 12 kA	u	1.00	73,690.04	73,690.04
	SUB-TOTAL 10:				86,221.79
11.00	CONDUCTOR DE COBRE PARA REDES SUBTERRANEAS				
11.01	Terminal Unipolar Exterior para Cable N2XSY 18/30kv de 50 mm ² (kit de 3 terminaciones)	kit	76.00	1,271.78	96,655.28
11.02	Cable de Seco Tipo N2XSY-18/30 kV Calibre 1x50 mm ²	m	903.00	62.49	56,428.47
11.03	Tubo Plastico de PVC -SAP de 6" a x 3.0 m long.	u	112.00	13.93	1,560.16
11.04	Fleje de acero inoxidable de 19 mm provisto de hebilla	m	148.00	7.20	1,065.60
11.05	Ductos de concretos de 4 Vias	u	111.00	28.14	3,123.54
	SUB-TOTAL 11:				158,833.05
TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES				S/	1,235,742.65

VALOR REFERENCIAL

SUMINISTRO DE MATERIALES REDES SECUNDARIAS

UBICACIÓN : ESPINAR

SECCIÓN III : SISTEMA CONVENCIONAL EXTENSIÓN DE REDES ELECTRICAS

A: SUMINISTRO DE MATERIALES

ITEM	DESCRIPCIÓN DE PARTIDAS	UNID.	Costo		
			Metrado Total	Costo Unitario S/	Costo Total S/
1.00	POSTES DE CONCRETO ARMADO CENTRIFUGADO				
1.01	Poste de C.A.C. de 8 m/200 daN (incluye perilla)	u	30.00	491.74	14,752.20
1.02	Poste de C.A.C. de 8 m/500 daN (incluye perilla)	u	65.00	544.34	35,382.10
	SUB-TOTAL 1:				50,134.30
2.00	CABLES Y CONDUCTORES DE ALUMINIO				
2.01	Conductor Autoportante de Aluminio 2X25+16/25 mm ²	km	2.85	8,124.68	23,187.76
	SUB-TOTAL 2:				23,187.76
3.00	ACCESORIOS DE CABLES AUTOPORTANTES				
3.01	Grapa de Suspensión Angular para Conductor de Aleación de Aluminio de 25 mm ²	u	16.00	20.70	331.20
3.02	Grapa de Anclaje Cónica para Conductor de Aleación de Aluminio de 25 mm ²	u	66.00	36.37	2,364.06
3.03	Conector Bimetálico para Al 25 mm ² / Cu 4-10 mm ² , para Neutro Desnudo, tipo Cuña	u	55.00	26.12	1,436.60
3.04	Conector Bimetálico Aislado, para Al 16-35 mm ² / Cu 4-10 mm ² , para Fase Aislada, tipo Perforación	u	10.00	26.30	263.00
3.05	Conector para Al 25 mm ² , para Neutro Desnudo, tipo Cuña	u	19.00	28.66	544.35
3.06	Conector Aislado para Al 16-35 mm ² , para Fase Aislada, tipo Perforación	u	31.00	19.53	605.43
3.07	Correa Plástica de Amarre, color negro	u	395.00	1.42	560.90
3.08	Cinta Autofundente para extremo de cable	m	66.00	4.88	317.20
3.09	Cinta aislante	m	55.00	1.77	97.35
	SUB-TOTAL 3:				6,520.98
4.00	CABLES Y CONDUCTORES DE COBRE				
4.01	Conductor de Cobre Recocido, tipo N2XY, Tripolar, 3 x 10 mm ² , cubierta negra	m	15.60	27.71	432.26
4.02	Conductor de Cobre Recocido, tipo N2XY, Tetrapolar, 4 x 10 mm ² , cubierta negra	m	51.60	23.90	1,233.24
4.03	Conductor de Cobre Recocido, tipo N2XY, Bipolar, 2 x 2.5 mm ²	m	496.00	4.44	2,211.12
4.04	Conductor de Cobre Concéntrico, 2 x 4 mm ² , con aislamiento y cubierta de PVC	m	30,180.00	8.40	253,512.00
4.05	Cable de Acero con Recubrimiento Metálico de Cu de 4 AWG (21,15 mm ²), para Puesta a Tierra	m	2,515.00	12.22	30,733.30
	SUB-TOTAL 4:				286,121.94
7.00	ACCESORIOS DE FERRETERIA PARA ESTRUCTURAS				
7.01	Perno con Gancho de 16 mm Ø, provisto de Arandela, Tuerca y Contratuerca, longitud de 203 mm	u	361.00	11.93	4,306.73
7.02	Perno con Gancho de 16 mm Ø, provisto de Arandela, Tuerca y Contratuerca, longitud de 305 mm	u	55.00	15.14	832.70
7.03	Perno de A ³ G ³ de 13 mm Ø x 203 mm, provisto de Tuerca y Contratuerca	u	742.00	5.16	3,828.72
7.04	Perno de A ³ G ³ de 13 mm Ø x 305 mm, provisto de Tuerca y Contratuerca	u	161.00	6.39	1,028.79
7.05	Perno Ojo de A ³ G ³ de 16 mm Ø x 203 mm, provisto de Tuerca y Contratuerca	u	471.00	11.98	5,642.58
7.06	Perno Ojo de A ³ G ³ de 16 mm Ø x 305 mm, provisto de Tuerca y Contratuerca	u	137.00	13.60	1,863.20
7.07	Tuerca-Ojo para Perno de 16 mm Ø	u	257.00	9.39	2,413.23
7.08	Piezo de acero inoxidable de 19 mm provisto de hebilla	m	266.00	7.20	1,843.20
7.09	Arandela Cuadrada Plana de A ³ G ³ , 57 x 57 x 5 mm, Agujero de 14 mm Ø	u	845.00	1.89	1,597.05
7.10	Arandela Cuadrada Curva de A ³ G ³ , 57 x 57 x 5 mm, Agujero de 18 mm Ø	u	1,632.00	1.59	2,594.88
7.11	Caja de Derivación para Acometidas, Sistema 380-220 V (10 Bornetas en cada barra de cobre)	u	143.00	157.72	22,553.96
7.12	Caja de Derivación para Acometidas, Sistema 440-220 V (10 Bornetas en cada barra de cobre)	u	113.00	142.03	16,049.39
7.13	Portalineas Unipolar de A ³ G ³ , provisto de PIN de 10 mm Ø	u	959.00	7.44	7,134.96
7.14	Extensor metálico prefabricado con perfiles de F ³ G ³ tipo 1	u	56.00	201.77	11,097.35
7.15	Extensor metálico prefabricado con perfiles de F ³ G ³ tipo 2	u	125.00	212.69	26,586.25
7.16	Plantillas para Identificación y/o codificación de Postes (Peligro, Identificación y/o codificación y Fases)	Jgo.	152.00	23.21	3,527.92
	SUB-TOTAL 7:				112,900.91
TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES				S/	480,864.99

Presupuesto Referencial para las alternativas de electrificación
(Sistema De Generación Fotovoltaico Centralizado)

VALOR REFERENCIAL

SUMINISTRO DE MATERIALES DE SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO

UBICACIÓN : ESPINAR

SECCIÓN II : SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO

A: SUMINISTRO DE MATERIALES

ITEM	DESCRIPCIÓN DE PARTIDAS	UNID.	Metrado Total	Costo Unitario S/	Costo Total S/
1.00	GENERACION FOTOVOLTAICA				
1.01	Modulos Fotovoltaicos monocristalino de 640 Wp, 144 celdas	u	288.00	2,008.42	578,424.00
	SUB-TOTAL 1:				578,424.00
2.00	SISTEMA DE ACONDICIONAMIENTO DE ENERGIA				
2.01	Cable de tierra total desde estructuras 4mm2	m	7,420.00	3.54	26,266.80
2.02	Par de conectores MC4 6mm2	C/lo	912.00	13.48	12,293.76
2.03	Curvas PVS SAP 1 1/4"	u	530.00	17.51	9,280.30
2.04	Cajas de interruptores DC 1kV 25A 8p	u	349.00	120.30	41,984.70
2.05	ITM DC 25A 0.5kV	u	56.00	430.47	24,106.32
2.06	Transformador de Aislamiento monofásico 25kVA Y 50kVA 230/460-230VAC	u	3.00	5,815.79	17,447.37
	SUB-TOTAL 2:				131,379.25
3.00	SISTEMA DE ACUMULACION E INVERSORES BIDIRECCIONALES				
3.01	Módulos de acumulación de LiFePO4, incluido BMS, 4800Wh	u	65.00	6,792.83	441,533.95
3.02	Controladores de carga 450/200 con puerto de comunicación	u	25.00	7,087.59	177,189.75
3.03	Switch seccionador 250A para controladores MPPT	u	188.00	514.53	96,731.64
3.04	Cable desde cajas de conexión a tablero busbar 2 AWG SGT	m	2,570.00	26.60	68,362.00
#jREFI	Cable lado AC para inversor de 5kVA 6mm2 RV-K Tripolar inc. Tierra	m	520.00	8.87	4,612.40
#jREFI	Cable lado AC para inversor de 10kVA 10mm2 RV-K Tripolar inc. Tierra	m	220.00	8.87	1,951.40
#jREFI	Cable LSOH 4mm2 para alimentación de HUBS y centro microgrid	m	1,824.00	3.54	6,456.96
#jREFI	Terminal de ojo p/ cable 95 mm2	u	100.00	18.80	1,880.00
	SUB-TOTAL 3:				798,718.10
TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES				S/	1,508,521.35

**Presupuesto Referencial para las alternativas de electrificación
(Sistema Fotovoltaico Domestico Individual)**

VALOR REFERENCIAL

SUMINISTRO DE MATERIALES SISTEMA FOTOVOLTAICO DOMESTICO INDIVIDUAL

UBICACIÓN : ESPINAR

SECCIÓN III : SISTEMA FOTOVOLTAICO DOMESTICO INDIVIDUAL

A: SUMINISTRO DE MATERIALES

ITEM	DESCRIPCIÓN DE PARTIDAS	UNID.	Metrado Total	Costo Unitario S/	Costo Total S/
1.00	UNIDAD DE GENERACIÓN				
1.01	Módulo Fotovoltaico 250 Wp 12/24Vdc, silicio cristalino	u	178.00	910.58	162,083.24
1.02	Módulo Soporto de F" G" para SFV 400 Wp según lámina de detalle. Incluye accesorios	u	178.00	1,568.38	279,171.64
	SUB-TOTAL 1:				441,254.88
2.00	UNIDAD DE CONTROL				
2.01	Tablero de protección adosable de PVC, con puerta, 12/24 Vdc, 0 2 polos, IP 54, con riel DIN y accesorios de fijación	u	178.00	13.86	2,457.08
2.02	Interruptor termomagnético 12/24 Vdc, 20 A	u	178.00	50.26	8,946.28
2.03	Interruptor termomagnético 12/24 Vdc, 40 A	u	1.00	59.73	59.73
2.04	Conector rectangular hermético tipo CONDUIT, de A" G" para tubería flexible de 3/4"	u	368.00	5.70	2,130.72
2.05	Caja de control de carga adosable de PVC, con puerta, IP54, con riel DIN, borne de puesta a tierra y accesorios de fijación	u	184.00	57.43	10,567.12
2.06	Controlador de carga tipo MPPT 12/24 Vdc, 60A	u	1.00	1,301.07	1,301.07
2.07	Tubería eléctrica tipo CONDUIT flexible corrugada de F" G", con toro corrugado de PVC y 3/4" de diámetro	m	185.00	10.67	1,973.95
2.08	Interruptor termomagnético 24 Vdc, 50 A (De requerirse)	u	1.00	81.91	81.91
	SUB-TOTAL 2:				27,527.95
3.00	UNIDAD DE ALMACENAMIENTO				
3.01	Batería de electrolito gelificado, 200 Ah- 12/24 Vdc	u	256.00	1,944.39	497,763.84
3.02	Terminales para batería y elementos de fijación	par	185.00	53.67	9,928.95
3.03	Conector de puesta a tierra para conductor de cobre de 10mm ²	u	184.00	8.14	1,497.76
3.04	Tubería eléctrica flexible de PVC corrugada de 3/4" de diámetro	m	184.00	1.67	307.28
3.05	Cinta autofundente para bornes de baterías	u	369.00	5.60	2,056.40
	SUB-TOTAL 3:				511,564.23
4.00	UNIDAD DE INVERSOR DC/AC				
4.01	Inversor de 500W continuo 12/24Vdc/220Vac, 60 Hz	u	183.00	968.49	177,233.67
4.02	Conector rectangular hermético tipo CONDUIT, de A" G" para tubería flexible de 3/4"	u	738.00	5.79	4,273.02
4.03	Conector rectangular hermético de PVC para tubería eléctrica flexible de PVC corrugada de 3/4"	u	369.00	1.95	719.55
4.04	Tubería eléctrica flexible de PVC corrugada de 3/4" de diámetro	m	185.00	1.67	308.95
	SUB-TOTAL 4:				182,535.19
TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES				S/	1,162,892.16