

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

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

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**ANALISIS DE ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO ELECTRICO
DE IMPACTO SOSTENIDO PARA MEJORAR LA CALIDAD DE
VIDA EN LA COMUNIDAD RURAL NACION Q'UEROS –
PAUCARTAMBO - 2024**

PRESENTADO POR:

Br. ELVIN OVIEDO BEJAR

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

ASESOR:

Ing. PABLO APAZA HUANCA

CUSCO – PERÚ

2025



Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

INFORME DE SIMILITUD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-321-2025-UNSAAC)

El que suscribe, el **Asesor** Pablo Apaza Huanca
..... quien aplica el software de detección de similitud al
trabajo de investigación/tesis titulada:
ANALISIS DE ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO ELECTRICO DE IMPACTO SOSTENIDO
PARA MEJORAR LA CAUDAD DE VIDA EN LA COMUNIDAD RURAL NACION
QUIEROS - PAUCARTAMBO - 2024

Presentado por: Elvin Oviedo Bejar DNI N° 42895698 ;
presentado por: DNI N°:
Para optar el título Profesional/Grado Académico de INGENIERO
ELECTRICISTA

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 02 veces, mediante el
Software de Similitud, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso del Sistema Detección de**
Similitud en la UNSAAC y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 9 %.

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 sobrepasa el porcentaje aceptado de similitud.	☒
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las subsanaciones.	☐
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, conforme al reglamento, quien a su vez eleva el informe al Vicerrectorado de Investigación 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**
las primeras páginas del reporte del Sistema de Detección de Similitud.

Cusco, 16 de enero de 2026

Pablo Apaza Huanca
Firma
Post firma Pablo Apaza Huanca
Nro. de DNI 23842746
ORCID del Asesor 0000-0002-3941-1347

Se adjunta:

- Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
- Enlace del Reporte Generado por el Sistema de Detección de Similitud: oid: 27259:546334755|ocale
=ES-MX

ELVIN OVIEDO BEJAR

ANALISIS DE ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO ELECTRICO DE IMPACTO SOSTENIDO PARA MEJORAR LA CALIDAD DE VIDA ...



Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:546334755

Fecha de entrega

14 ene 2026, 11:42 p.m. GMT-5

Fecha de descarga

14 ene 2026, 11:55 p.m. GMT-5

Nombre del archivo

tesis_final_Oviedo_12-01-26.pdf

Tamaño del archivo

14.9 MB

307 páginas

74.833 palabras

401.301 caracteres

9% 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)

Exclusiones

- N.º de coincidencias excluidas

Fuentes principales

- 9%  Fuentes de Internet
- 1%  Publicaciones
- 3%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

No se han detectado manipulaciones de texto sospechosas.

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.

Presentación

Señor:

Decano de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica.

Señores:

Miembros del Jurado de Tesis.

Conforme al Reglamento de Grados y Títulos de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, vigente al año de presentación de este trabajo; como aspirante al título profesional de Ingeniero Electricista, pongo a vuestra consideración el presente trabajo de tesis intitulado:

***ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO DE IMPACTO SOSTENIDO
PARA MEJORAR LA CALIDAD DE VIDA EN LA COMUNIDAD RURAL NACIÓN Q'UEROS –
PAUCARTAMBO - 2024.***

La investigación analiza diferentes opciones de suministro, considerando fuentes convencionales y renovables, evaluando su viabilidad técnica, económica y ambiental. Se priorizan soluciones de impacto sostenido, que no solo garanticen el acceso inmediato a la energía, sino que también promuevan la autosuficiencia energética a largo plazo. Entre las alternativas evaluadas se incluyen sistemas fotovoltaicos autónomos, microredes híbridas y extensión de redes convencionales, con un enfoque en eficiencia, bajo mantenimiento y adaptabilidad a las condiciones geográficas y culturales de la comunidad.

El estudio busca proporcionar una propuesta técnica óptima que pueda ser replicada en otras comunidades rurales con características similares, contribuyendo así al desarrollo sostenible y al bienestar de poblaciones históricamente marginadas.

Br. Elvin Oviedo Bejar

Dedicatoria

Primeramente, doy infinitamente gracias a Dios, la Virgen del Carmen y al Sr. de Qoyllurit'i, por haberme dado fortaleza y valor para terminar mi tesis. De la misma manera agradezco también la confianza y el apoyo de mi esposa Ana y mi hijo Duván, también a mis padres Cornelio y Julia, de mis hermanos Dalmiro, Dilson, Joanna y Ronny por el apoyo moral que me brindaron, en la ejecución de este trabajo.

Elvin.

Agradecimientos

El autor de la presente tesis, expresa su profundo agradecimiento a:

La **Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica** por la formación en tópicos varios dedicados a la ingeniería en sistemas eléctricos, energías renovables y electrificación rural; conocimientos que fueron fundamentales para el desarrollo de este trabajo.

Al **Ing. Pablo Apaza Huanca**; mi asesor de tesis, por su valiosa guía, dedicación y apoyo constante durante el planteamiento, desarrollo y redacción de esta investigación. Sus aportes fueron decisivos para alcanzar los objetivos propuestos.

A los **ingenieros Ronald Dueñas Ponce de León y Edgar Z. Alarcón Valdivia**, primeros revisores de este trabajo, cuyas observaciones y sugerencias permitieron mejorar la calidad técnica y metodológica de la investigación.

A las **autoridades y especialistas de Gerencia Regional de Energía, Minas e Hidrocarburos**, en especial a los ingenieros de la Subgerencia de Cobertura Energética, por facilitar información relevante y compartir su experiencia en electrificación rural, lo cual enriqueció el análisis de alternativas para la comunidad de Nación Q'ueros.

A los **líderes comunales de Nación Q'ueros**, por su disposición al diálogo y su colaboración en la recopilación de datos sobre las necesidades energéticas de la zona.

Cada uno de ustedes contribuyó de manera significativa a que este estudio logre su propósito: proponer soluciones energéticas sostenibles que mejoren la calidad de vida en comunidades rurales como Nación Q'ueros.

Contenido

PRESENTACIÓN	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
CONTENIDO	V
LISTA DE TABLAS.....	X
LISTA DE FIGURAS.....	XV
GLOSARIO DE TÉRMINOS	XVIII
RESUMEN	XXI
ABSTRACT	XXII
CAPÍTULO I GENERALIDADES.....	20
1.1 INTRODUCCIÓN	20
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	20
1.3 EL PROBLEMA	15
1.3.1 Planteamiento del problema	15
1.4 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	19
1.4.1 Pregunta General	19
1.4.2 Preguntas específicas.....	19
1.5 OBJETIVO.....	19
1.5.1 Objetivo General	19
1.5.2 Objetivos Específicos	19
1.6 JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO	20
1.6.1 Justificación Social.....	20
1.6.2 Justificación técnica – económica	20
1.6.3 Justificación académica	21
1.7 ALCANCES Y LIMITACIONES.....	21
1.7.1 Alcances	21
1.7.2 Limitaciones.....	22
1.8 HIPÓTESIS	22
1.8.1 Hipótesis general.....	22
1.8.2 Hipótesis específicas	23
1.9 TIPO DE INVESTIGACIÓN	23
1.10 DISEÑO DEL ESTUDIO	23
1.11 MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN.....	24
1.12 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	24
1.13 VARIABLES E INDICADORES	24

1.13.1	<i>Variables</i>	24
a)	<i>Variables Independientes</i>	24
	<i>Indicadores</i>	24
b)	<i>Variables Dependientes</i>	24
	<i>Indicadores</i>	24
1.14	ÁRBOL DE CAUSA-EFECTO	24
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO Y NORMATIVO		26
2.1	ANTECEDENTES	26
2.2	BASES TEÓRICAS QUE FUNDAMENTA LA INVESTIGACIÓN	28
2.2.1	<i>La Teoría del Cambio</i>	28
2.2.2	<i>Sistema de suministro eléctrico</i>	30
2.2.3	<i>Electrificación Rural</i>	32
2.2.4	<i>Diagnostico General</i>	33
2.2.5	<i>Calidad de vida</i>	33
2.2.6	<i>Suministro de energía eléctrica</i>	34
2.2.7	<i>Coordinación de aislamiento</i>	35
2.2.8	<i>Calidad de suministro</i>	35
2.2.9	<i>Sistemas de distribución rural</i>	35
2.3	MARCO NORMATIVO	36
3. CAPÍTULO III EVALUACIÓN SOCIOECONÓMICO Y ENERGÉTICO DE LA NACIÓN		
Q'UEROS.....		37
3.1	INTRODUCCIÓN	37
3.2	DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL.....	37
3.2.1	<i>Ubicación Geográfica</i>	37
3.2.2	<i>Características Geográficas</i>	37
3.2.3	<i>Proyección de población y vivienda</i>	38
3.2.4	<i>Vías de acceso</i>	40
3.3	PARTICIPACIÓN DE LAS ENTIDADES INVOLUCRADAS Y DE LOS BENEFICIARIOS	40
3.3.1	<i>Comunidades de la Nación Q'ueros</i>	40
3.3.2	<i>Municipalidad provincial de Paucartambo</i>	41
3.3.3	<i>Gobierno Regional del Cusco</i>	41
3.4	SITUACIÓN SOCIO-ECONÓMICO DE LA NACIÓN Q'UEROS	42
3.4.1	<i>Gravedad de la situación</i>	42
3.4.2	<i>Cambio climático y migración forzada</i>	43
3.4.3	<i>Filosofía Andina</i>	43

3.4.4	<i>Actividades Económicas</i>	44
3.5	CONDICIÓN ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Q'UEROS	45
3.6	CÁLCULO DE LA DEMANDA MÁXIMA REQUERIDA	45
3.6.1	<i>Bases de Calculo</i>	45
3.6.2	<i>Calificación eléctrica para Electrificación Rural</i>	47
3.6.3	<i>Análisis general de la demanda del servicio</i>	47
3.6.4	<i>Análisis del mercado eléctrico para redes convencionales - calificación eléctrica</i>	51
4.	CAPÍTULO IV ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA EL LUGAR EN ESTUDIO	57
4.1	SUMINISTRO ELÉCTRICO MEDIANTE LA EXTENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN	57
4.1.1	<i>Ubicación Técnica</i>	57
4.1.2	<i>Descripción del sistema eléctrico cercano a la zona de estudio</i>	57
4.1.3	<i>Subestación eléctrica Paucartambo</i>	58
4.1.4	<i>Alimentador de MT Paucartambo 01 (PA-01)</i>	59
4.1.5	<i>Descripción de ultimo nodo de media tensión</i>	62
4.1.6	<i>Descripción de línea en media tensión</i>	63
4.2	SUMINISTRO ELÉCTRICO CON SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICO	63
4.2.1	<i>Introducción</i>	63
4.2.2	<i>Energía solar fotovoltaica</i>	64
4.2.3	<i>Estimación de potencial solar con PVGIS</i>	64
4.2.4	<i>Disponibilidad de datos y correlaciones entre ellos</i>	68
4.2.5	<i>Cálculo de radiación global a partir de los datos de horas de sol</i>	69
4.2.6	<i>Estación meteorológica Paucartambo</i>	69
4.2.7	<i>Consistencia entre datos satelitales (PVGIS) y registros locales en Paucartambo</i>	71
4.2.8	<i>Sistema solar fotovoltaico</i>	72
4.2.9	<i>Mantenimiento del sistema solar fotovoltaico</i>	76
4.2.10	<i>Ventajas y Desventajas del Uso de Sistemas Solares Fotovoltaicos</i>	76
4.2.11	<i>Aplicación de la Normativa Técnica Peruana para Sistemas Fotovoltaicos Aislados</i>	77
4.3	SUMINISTRO ELÉCTRICO CON SISTEMAS MICRO CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	81
4.3.1	<i>Introducción</i>	81
4.3.2	<i>Energía hidroeléctrica</i>	81
4.3.3	<i>Evaluación del recurso hídrico en la zona del proyecto</i>	83

4.3.4	<i>Medición del área, velocidad y caudal por el Método del Flotador</i>	85
4.3.5	<i>Aforo del río Pucapause</i>	87
4.3.6	<i>Aforo del río Riticcasa</i>	88
4.3.7	<i>Aforo del río Chucupillamayo</i>	90
4.3.8	<i>Aforo del río Maltamayo</i>	91
4.3.9	<i>Sistema micro hidroeléctrico</i>	93
4.3.10	<i>Ventajas y desventajas del sistema micro hidroeléctrico de pasada</i>	109
5.	CAPÍTULO V ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	111
5.1	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA ALTERNATIVA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO MEDIANTE LA EXTENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN	111
5.1.1	<i>Análisis técnico de la extensión de la red de distribución</i>	111
5.1.2	<i>Costos de Metrado y Presupuesto</i>	175
5.1.3	<i>Análisis económico de la extensión de la red de distribución</i>	176
5.2	ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA EL USO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	185
5.2.1	<i>Elección del tipo de sistema</i>	185
5.2.2	<i>Dimensionamiento técnico del sistema solar fotovoltaico</i>	185
5.2.3	<i>Costos de Metrado y Presupuesto</i>	208
5.2.4	<i>Análisis económico del sistema solar fotovoltaico</i>	209
5.3	ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA EL USO DE SISTEMAS MICRO HIDROELÉCTRICOS	213
5.3.1	<i>Evaluación del recurso hidroenergético para el caso de estudio</i>	213
5.3.2	<i>Dimensionamiento técnico del sistema micro hidroeléctrico para la nación Q'ueros...</i>	219
5.3.3	<i>Costos de Metrado y Presupuesto</i>	229
5.3.4	<i>Análisis económico del sistema micro-hidroeléctrico</i>	231
6.	CAPÍTULO VI DETERMINACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	238
6.1	CONTEXTO DE LA EVALUACIÓN.....	238
6.2	COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN UTILIZADAS.....	238
6.2.1	<i>Comparación Técnica y Económica Resumida</i>	239
6.2.2	<i>Comparación Técnica y Social Detallada</i>	239
6.2.3	<i>Análisis Multicriterio de Sostenibilidad (ponderación por criterios)</i>	239
6.2.4	<i>Consideraciones Legales y Normativas</i>	240
6.2.5	<i>Decisión Final para la Nación Q'ueros</i>	240
6.3	EVALUACIÓN SOCIAL.....	240
6.3.1	<i>Beneficios Sociales.</i>	240

6.3.2	<i>Costos Sociales.....</i>	243
6.3.3	<i>Evaluación privada (a precios de mercado).</i>	248
6.3.4	<i>Análisis de sostenibilidad del PIP</i>	249
6.3.5	<i>Financiamiento de la inversión del proyecto.</i>	251
CONCLUSIONES		255
RECOMENDACIONES		257
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		259
ANEXOS		262

Lista de tablas

TABLA 1.1 ZONA DEL PROYECTO	20
TABLA 1.2 LOCALIDADES BENEFICIARIAS – PROVINCIA DE PAUCARTAMBO	17
TABLA 1.3 INDICADORES DE GRUPOS SOCIALES DE LA ZONA DEL PROYECTO	19
TABLA 1.4 OPERACIONALIZACION DE VARIABLES.....	25
TABLA 3.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO	37
TABLA 3.2 DESCRIPCIÓN GEOGRÁFICA	37
TABLA 3.3 VÍAS DE ACCESO AL PROYECTO	40
TABLA 3.4 POBLACIÓN BENEFICIADA POR LOCALIDADES Y CARGAS ELÉCTRICAS REQUERIDAS	40
TABLA 3.5 ENTIDADES INVOLUCRADAS Y BENEFICIARIOS	41
TABLA 3.6 CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA PERMISIBLE UTILIZADA.....	46
TABLA 3.7 FACTOR DE POTENCIA UTILIZADA	46
TABLA 3.8 FACTOR DE SIMULTANEIDAD UTILIZADA	46
TABLA 3.9 CALIFICACIÓN ELÉCTRICA UTILIZADA	47
TABLA 3.10 CALIFICACIÓN ELÉCTRICA PARA LA ELABORACIÓN DE PROYECTOS DE SUBSISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA DE ACUERDO A LA R.D. N° 015-2004-EM/DGE.....	47
TABLA 3.11 VARIABLES CLAVE DEL MODELO.....	48
TABLA 3.12 RESUMEN DE ANÁLISIS DE DEMANDA HASTA EL AÑO 2050.....	50
TABLA 3.13 DEMANDA MÁXIMA EN LA COMUNIDAD DE CHALLMA CHIPANA	51
TABLA 3.14 DEMANDA MÁXIMA EN LA COMUNIDAD DE CHUA CHUA	52
TABLA 3.15 DEMANDA MÁXIMA EN LA COMUNIDAD DE CHARCCAPATA.....	52
TABLA 3.16 DEMANDA MÁXIMA EN LA COMUNIDAD DE CCOLLPA CCUCHO ALTA	52
TABLA 3.17 DEMANDA MÁXIMA EN LA COMUNIDAD DE CCOLLPA CCUCHO BAJA (MUNAYTICA)	53
TABLA 3.18 DEMANDA MÁXIMA EN LA COMUNIDAD DE CCOCHAMOCOCO	53
TABLA 3.19 DEMANDA MÁXIMA EN LA COMUNIDAD DE MARCACHIA I.....	53
TABLA 3.20 DEMANDA MÁXIMA EN LA COMUNIDAD DE MARCACHIA II	54
TABLA 3.21 DEMANDA MÁXIMA EN LA COMUNIDAD DE CCOLOYOC	54
TABLA 3.22 DEMANDA MÁXIMA EN LA COMUNIDAD DE TANDAÑA.....	54
TABLA 3.23 DEMANDA MÁXIMA EN LA COMUNIDAD DE QUIKO GRANDE	55
TABLA 3.24 DEMANDA MÁXIMA EN LA COMUNIDAD DE QUIKO CHICO.....	55
TABLA 3.25 DEMANDA MÁXIMA EN LA COMUNIDAD DE JAPU	55
TABLA 3.26 DEMANDA MÁXIMA EN LA COMUNIDAD DE YANARUMA.....	56
TABLA 3.27 SUMATORIA TOTAL DE LA DEMANDA MÁXIMA DE LAS 14 COMUNIDADES BENEFICIADAS	56
TABLA 4.1 CARACTERÍSTICAS DE SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO PROPUESTO.....	57
TABLA 4.2 DATOS TÉCNICOS SED KALLACANCHA	62
TABLA 4.3 DATOS TÉCNICOS ULTIMO NODO MT	62
TABLA 4.4 DATOS TÉCNICOS LÍNEA MT	63

TABLA 4.5	DATA DE IRRADIACIÓN SOLAR MENSUAL EN LA PROVINCIA DE PAUCARTAMBO	65
TABLA 4.6	DATA TÉCNICA DE ESTACIÓN METEOROLÓGICA DE PAUCARTAMBO	70
TABLA 4.7	INDICADORES DE RADIACIÓN Y SOLUBLE EN PAUCARTAMBO	70
TABLA 4.8	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL USO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS	77
TABLA 4.9	PERÍMETROS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS RÍOS DE LA CUENCA DE QUICO GRANDE.....	84
TABLA 4.10	FACTOR DE CORRECCIÓN (K) SEGÚN TIPO DE CANAL	86
TABLA 4.11	DATA DE AFORO DEL RIO PUCAPAUSE EN ESTIAJE	87
TABLA 4.12	DATA DE AFORO DEL RIO PUCAPAUSE EN AVENIDA.....	88
TABLA 4.13	DATA DE AFORO DEL RIO RITICCASA EN ESTIAJE.....	88
TABLA 4.14	DATA DE AFORO DEL RIO RITICCASA EN AVENIDA	89
TABLA 4.15	DATA DE AFORO DEL RIO CHUCUPILLAMAYO EN ESTIAJE.....	90
TABLA 4.16	DATA DE AFORO DEL RIO CHUCUPILLAMAYO EN AVENIDA	90
TABLA 4.17	DATA DE AFORO DEL RIO MALTAMAYO EN ESTIAJE	91
TABLA 4.18	DATA DE AFORO DEL RIO MALTAMAYO EN AVENIDA.....	92
TABLA 4.19	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS MICRO CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE PASADA COMO OPCIÓN PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE ZONAS RURALES	110
TABLA 5.1	CALIFICACIÓN ELÉCTRICA UTILIZADA	113
TABLA 5.2	VALORES DE LOS PARÁMETROS PARA LAS DIFERENTES SECCIONES DEL CONDUCTOR A ADOPTARSE EN LA CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA	115
TABLA 5.3	PARÁMETROS Y SECCIONES DEL CONDUCTOR A USARSE.....	116
TABLA 5.4	PARÁMETROS DE TRANSFORMADORES	118
TABLA 5.5	VALORES DEL SISTEMA MONOFÁSICO 22.9kV.....	119
TABLA 5.6	CAPACIDAD DE FUSIBLES TIPO K	120
TABLA 5.7	CAPACIDAD DE FUSIBLES TIPO K	120
TABLA 5.8	COORDINACION ENTRE FUSIBLES TIPO K Y H	120
TABLA 5.9	DATOS GENERALES PARA SELECCIÓN DE NIVEL DE AISLAMIENTO	124
TABLA 5.10	AISLADORES TIPO PIN	124
TABLA 5.11	AISLADORES TIPO SUSPENSIÓN (POLIMÉRICOS)	125
TABLA 5.12	NIVEL DE AISLAMIENTO	125
TABLA 5.13	AISLADOR TIPO SUSPENSION	126
TABLA 5.14	AISLADOR TIPO PIN	126
TABLA 5.15	AISLADOR TIPO SUSPENSION	127
TABLA 5.16	AISLADOR TIPO PIN	127
TABLA 5.17	AISLADOR TIPO SUSPENSIÓN	128
TABLA 5.18	AISLADOR TIPO SUSPENSIÓN	128
TABLA 5.19	AISLADOR TIPO SUSPENSIÓN	136
TABLA 5.20	AISLADOR TIPO SUSPENSIÓN	137

TABLA 5.21	DATOS GENERALES PARA LA SELECCIÓN DE PARARRAYOS	137
TABLA 5.22	RESULTADOS DEL CÁLCULO DE EDS	144
TABLA 5.23	HIPÓTESIS DE ESTADO PARA CÁLCULOS MECÁNICOS DE CONDUCTOR	147
TABLA 5.24	VALORES DE RESISTENCIAS Y REACTANCIAS DE CABLES AUTOPORTANTES	165
TABLA 5.25	CUADRO DE CARGA DE LAMPARAS	168
TABLA 5.26	CARGAS DE LA LÁMPARA DE ALUMBRADO PÚBLICO	168
TABLA 5.27	CONDUCTORES AUTOPORTANTES	170
TABLA 5.28	CONDUCTORES AUTOPORTANTES	171
TABLA 5.29	RESUMEN DE COSTOS DE METRADO Y PRESUPUESTO	175
TABLA 5.30	VIABILIDAD ECONÓMICA SEGÚN INDICADORES	177
TABLA 5.31	VIABILIDAD ECONÓMICA SEGÚN INDICADORES	179
TABLA 5.32	TARIFA SEGÚN RANGO DE CONSUMO	181
TABLA 5.33	ESTIMADO DE RESUMEN DE INGRESOS	182
TABLA 5.34	ESTIMADO DE FLUJO DE CAJA	182
TABLA 5.35	INDICADORES ECONOMICOS.....	183
TABLA 5.36	FLUJO DE CAJA ANUAL PARA LA ALTERNATIVA DE EXTENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	183
TABLA 5.37	INDICADORES ECONÓMICOS CON DESCUENTO EL 12%.....	184
TABLA 5.38	INDICADORES ECONÓMICOS CON DISTINTAS TASAS DE DESCUENTO	184
TABLA 5.39	FLUJO DE CAJA CONSOLIDADO.....	185
TABLA 5.40	CONSUMO VIVIENDAS FAMILIARES.....	186
TABLA 5.41	CONSUMO EN LA CASA COMUNAL Y TEMPLO CEREMONIAL	187
TABLA 5.42	INSOLACIÓN MENSUAL MEDIA GLOBAL HORIZONTAL	188
TABLA 5.43	INCLINACION OPTIMA DE PANEL SOLAR.....	189
TABLA 5.44	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PANEL FOTOVOLTAICO.....	190
TABLA 5.45	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS BATERÍA	192
TABLA 5.46	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE PANEL SOLAR SELECCIONADO.....	193
TABLA 5.47	TABLA RESUMEN DE CARGAS (VIVIENDA):.....	194
TABLA 5.48	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS – REGULADOR DE CARGA SELECCIONADO	195
TABLA 5.49	POTENCIAS NOMINALES DE LOS ARTEFACTOS DE CONSUMO DE VIVIENDA.....	196
TABLA 5.50	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE INVERSOR SELECCIONADO	198
TABLA 5.51	DIMENSIONADO FINAL DEL SISTEMA (CONSUMO POR VIVIENDA).....	200
TABLA 5.52	DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	200
TABLA 5.53	GENERADOR FOTOVOLTAICO SELECCIONADO PARA SALÓN COMUNAL	201
TABLA 5.54	CORRIENTE NOMINAL DE EQUIPOS CONECTADOS.....	204
TABLA 5.55	REGULADOR DE CARGA: PHOCOS CX 40	204
TABLA 5.56	POTENCIAS NOMINALES DE ARTEFACTOS	205
TABLA 5.57	DIMENSIONAMIENTO FINAL DEL SISTEMA (CASA COMUNAL / IGLESIA).....	207

TABLA 5.58 GENERADOR FOTOVOLTAICO	208
TABLA 5.59 RESUMEN DE COSTOS Y PRESUPUESTOS	208
TABLA 5.60 GENERADOR FOTOVOLTAICO	210
TABLA 5.61 FLUJO DE CAJA ECONÓMICO PROYECTADO	211
TABLA 5.62 ESCENARIOS COMPARATIVOS POR TASA DE DESCUENTO.....	212
TABLA 5.63 MEDICIONES EN EL TRAMO DEL RIO RITICCASA.....	216
TABLA 5.64 MEDICIONES EN EL TRAMO DEL RIO RITICCASA.....	218
TABLA 5.65 DIÁMETRO ESCOGIDO DENTRO DEL CATÁLOGO DE TUBERÍA DE PVC.....	223
TABLA 5.66 RANGOS DE APLICACIÓN DE LAS TURBINAS	224
TABLA 5.67 RESUMEN DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS Y MECÁNICOS DEL GENERADOR	227
TABLA 5.68 NIVELES DE TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR.....	228
TABLA 5.69 PARÁMETROS PRINCIPALES	228
TABLA 5.70 TUBERÍA DE PRESIÓN.....	229
TABLA 5.71 TURBINA HIDRAULICA	229
TABLA 5.72 GENERADOR Y TRANSFORMADOR.....	229
TABLA 5.73 RESUMEN DE COSTOS Y PRESUPUESTOS	230
TABLA 5.74 INVERSIÓN INICIAL	232
TABLA 5.75 COSTOS ANUALES DE O&M.....	232
TABLA 5.76 COSTOS BENEFICIO SOCIAL.....	232
TABLA 5.77 COSTOS BENEFICIO SOCIAL	233
TABLA 5.78 RESUMEN DE INDICADORES ECONÓMICOS CON SUBSIDIO Y BENEFICIO SOCIAL.....	233
TABLA 5.79 ESCENARIOS POR TASA DE DESCUENTO	233
TABLA 5.80 SUPUESTOS CLAVE PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO	234
TABLA 5.81 INVERSIÓN INICIAL DETALLADA	235
TABLA 5.82 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M).....	235
TABLA 5.83 BENEFICIO SOCIAL (VALORADO).....	236
TABLA 5.84 FLUJO DE CAJA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	236
TABLA 5.85 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	236
TABLA 6.1 CUADRO RESUMEN COMPARATIVO DE ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA – NACIÓN Q’UEROS	238
TABLA 6.2 COMPARACIÓN TÉCNICA Y SOCIAL DETALLADA.....	239
TABLA 6.3 ANÁLISIS MULTICRITERIO DE SOSTENIBILIDAD.....	239
TABLA 6.4 BENEFICIOS POR CONSUMO DE LOS POBLADORES RURALES	241
TABLA 6.5 BENEFICIOS ECONÓMICOS DE LOS POBLADORES RURALES.....	242
TABLA 6.6 BENEFICIOS INCREMENTALES	243
TABLA 6.7 FACTORES DE CORRECCIÓN.....	244
TABLA 6.8 PRESUPUESTO DE OBRA - INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA – A PRECIOS SOCIALES	244

TABLA 6.9 PRESUPUESTO O&M CON PROYECTO	245
TABLA 6.10 COSTOS INCREMENTALES A PRECIO SOCIAL	245
TABLA 6.11 INDICADORES DE RENTABILIDAD	246
TABLA 6.12 SENSIBILIDAD DEL PROYECTO CON VARIACIÓN DE LA INVERSIÓN	247
TABLA 6.13 SENSIBILIDAD DEL PROYECTO CON VARIACIÓN DEL COSTO DE O&M.....	247
TABLA 6.14 SENSIBILIDAD DEL PROYECTO CON VARIACIÓN DE BENEFICIOS	248
TABLA 6.15 EVALUACIÓN PRIVADA (A PRECIOS DE MERCADO).....	249
TABLA 6.16 MATRIZ DE MARCO LÓGICO	254

Lista de figuras

FIGURA 1.1 UBICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE COMUNIDADES RURALES DE LA NACIÓN Q'UEROS.....	21
FIGURA 1.2 PLANO DE UBICACIÓN DE LA NACIÓN Q'UEROS RESPECTO A LA RED ELÉCTRICA EXISTENTE.	16
FIGURA 1.3 ABASTECIMIENTO DE 20 PANELES SOLARES PARA LOS HABITANTES DE LA NACIÓN Q'UEROS.....	18
FIGURA 1.4 PROYECTO DE FUTURAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DEL RIO ÁRAZA QUE TUVO PARTICIPACIÓN EN PROCESO DE CONSULTA PREVIA A LOS REPRESENTANTES DE LA NACIÓN DE Q'UEROS	18
FIGURA 1.5 ÁRBOL DE CAUSA-EFECTO	25
FIGURA 2.1 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UNA TEORÍA DEL CAMBIO, SESIÓN DEL GRUPO DE EXAMEN ENTRE PARES.	29
FIGURA 2.2 TEORÍA DEL CAMBIO LA ELECTRIFICACIÓN RURAL PARA MEJORAR EL BIENESTAR DE LOS HOGARES	30
FIGURA 3.1 UBICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE COMUNIDADES RURALES DE LA NACIÓN Q'UEROS.	39
FIGURA 3.2 INTERIOR DE VIVIENDA DE UNA FAMILIA Q'UERO SIN ACCESO A ENERGÍA ELÉCTRICA	45
FIGURA 4.1 DIAGRAMA UNIFILAR VALLE SAGRADO 3.....	58
FIGURA 4.2 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA S.E. PAUCARTAMBO	58
FIGURA 4.3 S.E. PAUCARTAMBO. BARRA DE 22.9 KV Y SALIDAS PA-01 Y PA-02.	59
FIGURA 4.4 ALIMENTADOR DE MT PAUCARTAMBO 01, PA-01.	60
FIGURA 4.5 PLANO DE FIJACIÓN DE PUNTO DE DISEÑO.	61
FIGURA 4.6 LA CELDA FOTOVOLTAICA Y EL EFECTO FOTOVOLTAICO.	64
FIGURA 4.7 CALCULADORA DE ENERGÍA SOLAR PVGIS.	65
FIGURA 4.8 MAPA DE POTENCIAL ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO.	66
FIGURA 4.9 ENERGÍA SOLAR INCIDENTE DIARIA DEL DEPARTAMENTO DEL CUSCO.	67
FIGURA 4.10 RADIACIÓN SOLAR MENSUAL DE ESTACIÓN METEOROLÓGICA PAUCARTAMBO - CUSCO	71
FIGURA 4.11 COMPONENTES DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	73
FIGURA 4.12 MÓDULO O PANEL FOTOVOLTAICO	73
FIGURA 4.13 BATERIA EMPLEADA EN APLICACIONES FOTOVOLTAICAS	74
FIGURA 4.14 REGULADORES O CONTROLADORES DE CARGA	75
FIGURA 4.15 CARGAS EFICIENTES	76
FIGURA 4.16 ÁNGULO DE INCLINACIÓN B.....	79
FIGURA 4.17 ÁNGULO DE AZIMUT A.....	79
FIGURA 4.18 ESQUEMA DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	82
FIGURA 4.19 SISTEMA MICRO HIDROELÉCTRICO DE PASADA	93
FIGURA 4.20 SISTEMA MICRO HIDROELÉCTRICO DE PASADA	94
FIGURA 4.21 ELEMENTOS DE LA CASA DE MAQUINAS.....	95
FIGURA 4.22 COMPONENTES DE UN SISTEMA MICRO HIDROELÉCTRICO DE PASADA	96
FIGURA 4.23 BOCATOMA	97
FIGURA 4.24 CANAL REVESTIDO CON CONCRETO	98
FIGURA 4.25 DESARENADOR A LA ENTRADA DE LA CÁMARA	98

FIGURA 4.26 INTERIOR DE LA CÁMARA DE CARGA	99
FIGURA 4.27 EXTERIOR DE LA CÁMARA DE CARGA	99
FIGURA 4.28 TUBERÍA FORZADA	100
FIGURA 4.29 CASA DE FUERZA	101
FIGURA 4.30 EQUIPO ELECTROMECAÁNICO	101
FIGURA 4.31 TURBINA MICHELL-BANKI	103
FIGURA 4.32 COMPONENTES DE LA TURBINA MICHELL-BANKI.....	103
FIGURA 4.33 CURVA DE RENDIMIENTO DE UNA TURBINA MICHELL-BANKI CON ADMISIÓN PARCIAL	104
FIGURA 4.34 TRANSMISIÓN POR ENGRANAJES CÓNICOS	105
FIGURA 4.35 TRANSMISIÓN POR CORREA PLANA	106
FIGURA 4.36 GENERADOR ASÍNCRONO.....	107
FIGURA 4.37 GENERADOR SÍNCRONO	107
FIGURA 4.38 REGULADOR ELECTRÓNICO DE CARGA	109
FIGURA 5.1 CURVA CARACTERÍSTICA DE LOS FUSIBLES TIPO K.....	122
FIGURA 5.2 CURVA CARACTERÍSTICA DE LOS FUSIBLES TIPO K.....	123
FIGURA 5.3 CURVA CARACTERÍSTICA DE LOS FUSIBLES TIPO K.....	123
FIGURA 5.4 MÉTODO WENNER.....	129
FIGURA 5.5 MODELAMIENTO DEL SUELO DE DOS ESTRATOS.....	131
FIGURA 5.6 CURVA TÍPICA PARA K NEGATIVO	132
FIGURA 5.7 CURVA TÍPICA PARA K NEGATIVO	132
FIGURA 5.8 CURVA DE ESFUERZO Y DEFORMACIÓN DEL CONDUCTOR	141
FIGURA 5.9 CURVA DE ESFUERZO Y DEFORMACIÓN SEGÚN MÓDULO DE ELASTICIDAD INICIAL	142
FIGURA 5.10 CURVA DE ESFUERZO Y DEFORMACIÓN SEGÚN MÓDULO DE ELASTICIDAD FINAL	143
FIGURA 5.11 MÉTODO DEL CÁLCULO DEL EDS FINAL E INICIAL.....	144
FIGURA 5.12 MÉTODO DEL CÁLCULO DEL EDS FINAL E INICIAL.....	155
FIGURA 5.13 DATOS GENERALES DE RETENIDA SIMPLE	159
FIGURA 5.14 CALCULO MECÁNICO DE RETENIDAS	174
FIGURA 5.15 RESULTADOS DE CÁLCULO DE RETENIDAS.....	174
FIGURA 5.16 INSOLACIÓN DE LA ZONA DEL PROYECTO	188
FIGURA 5.17 MEDICIONES EN EL RIO RITICCASA.....	213
FIGURA 5.18 UBICACIÓN DE LA CÁMARA DE CARGA Y LA CASA DE MAQUINAS	214
FIGURA 5.19 PERFIL DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL	218
FIGURA 5.20 ESQUEMA DEL SISTEMA MICRO-HIDROELÉCTRICO	220
FIGURA 5.21 PRESIÓN NOMINAL A DIFERENTES ALTURAS	221
FIGURA 5.22 DIAGRAMA DE MOODY.....	222
FIGURA 5.23 APLICACIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS DE TURBINAS SEGÚN ALTURA Y CAUDAL	223
FIGURA 5.24 RANGOS DE APLICACIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS DE TURBINAS SEGÚN ALTURA Y CAUDAL	224

FIGURA 5.25 DIMENSIONES BÁSICAS DE UNA TURBINA MICHELL-BANKI.....	226
FIGURA 5.26 GENERADOR SÍNCRONO TRIFÁSICO CON CONEXIÓN MONOFÁSICA – 12 TERMINALES.....	227
FIGURA 6.1 SENSIBILIDAD DEL PROYECTO	248
FIGURA 6.2 ORGANIZACIÓN Y GESTIÓN.....	253

Glosario de términos

Término	Definición
<i>Alternativa de suministro eléctrico</i>	Opciones técnicas para proveer energía eléctrica a una zona, que pueden incluir extensión de red convencional, sistemas solares fotovoltaicos o microcentrales hidroeléctricas.
<i>Análisis beneficio/costo (B/C)</i>	Método económico que compara el valor actual de los beneficios generados por un proyecto con el valor actual de sus costos para determinar su viabilidad.
<i>Área de sección transversal</i>	Superficie perpendicular al flujo de agua, usada para calcular el caudal.
<i>Autonomía (en sistemas fotovoltaicos)</i>	Periodo durante el cual un sistema puede suministrar energía a la carga sin generación solar, utilizando la energía almacenada en baterías.
<i>Banco de baterías</i>	Conjunto de baterías interconectadas en serie/paralelo para almacenar energía eléctrica en sistemas fotovoltaicos autónomos.
<i>Caída de tensión</i>	Pérdida de voltaje experimentada en una línea eléctrica debido a la resistencia y reactancia del conductor.
<i>Calidad de suministro</i>	Conjunto de parámetros que reflejan continuidad, estabilidad y nivel adecuado de tensión y frecuencia en la provisión de energía eléctrica.
<i>Calidad de vida</i>	Bienestar general de una persona o comunidad, incluyendo aspectos materiales, sociales, físicos, emocionales y ambientales.
<i>CAPEX</i>	Gastos de capital o inversión inicial en infraestructura de un proyecto.
<i>Caudal</i>	Volumen de agua que pasa por una sección de un río por unidad de tiempo, expresado en m ³ /s.
<i>Caudal ecológico</i>	Porcentaje del caudal de un río que debe mantenerse para preservar el ecosistema, según normativa peruana.
<i>Código Nacional de Electricidad</i>	Norma técnica peruana que regula el diseño y operación de instalaciones eléctricas.
<i>Código Nacional de Electricidad (CNE)</i>	Normativa peruana que establece criterios técnicos para la planificación, diseño y operación de sistemas eléctricos.
<i>Coefficiente k</i>	Factor que ajusta la velocidad superficial para obtener la velocidad media del flujo en ríos.
<i>Conductor AAAC</i>	Conductor de aleación de aluminio con alta resistencia mecánica y conductividad eléctrica, usado en líneas aéreas.

<i>Controlador o regulador de carga</i>	Dispositivo que regula la carga y descarga de las baterías en un sistema fotovoltaico para evitar daños por sobrecarga o sobredescarga.
<i>Demanda eléctrica máxima</i>	Máximo valor de potencia requerida por los usuarios en un determinado periodo de tiempo.
<i>Eficiencia hidráulica</i>	Relación entre la energía útil obtenida y la energía potencial disponible del agua.
<i>Energía solar fotovoltaica</i>	Tecnología que convierte la radiación solar en energía eléctrica mediante celdas semiconductoras.
<i>Estación elevadora</i>	Subestación situada junto a una central generadora que eleva la tensión para su transporte.
<i>Factor de fricción (f)</i>	Coeficiente utilizado para calcular la pérdida de energía por fricción en tuberías.
<i>Flujo de carga</i>	Cálculo que determina las corrientes, tensiones y pérdidas en un sistema eléctrico bajo condiciones específicas de carga.
<i>Generador eléctrico</i>	Dispositivo que convierte energía mecánica rotacional en energía eléctrica.
<i>Microcentral hidroeléctrica</i>	Pequeña planta que genera electricidad a partir de la energía del agua, con potencias menores a 300 kW, adecuada para zonas rurales.
<i>Módulo fotovoltaico (panel solar)</i>	Conjunto encapsulado de celdas solares que convierte la luz solar en corriente eléctrica continua.
<i>NTCSE</i>	Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico en Perú, establece parámetros de calidad para usuarios.
<i>OPEX</i>	Gastos operativos o costos recurrentes de operación y mantenimiento.
<i>Pararrayos de óxido de zinc (OZn)</i>	Dispositivo de protección contra sobretensiones atmosféricas que utiliza material de óxido de zinc para desviar los impulsos eléctricos.
<i>Pérdidas de carga</i>	Reducción de presión o energía en un sistema hidráulico debido a fricción y accesorios en las tuberías.
<i>Puesta a tierra (PAT)</i>	Sistema de conductores que conecta las partes metálicas instaladas eléctricamente a la tierra para seguridad y protección.
<i>Radiante solar global horizontal (Hh)</i>	Energía total de radiación solar incidente sobre una superficie horizontal.
<i>Regulador de carga</i>	Sistema que mantiene estable la frecuencia y tensión eléctrica en microcentrales.
<i>Rugosidad (K)</i>	Medida de aspereza interna de una tubería, afecta la pérdida de carga.
<i>Salto neto (Hn)</i>	Altura útil entre la cámara de carga y la casa de máquinas, restando las pérdidas de carga.

<i>Sistema de pasada</i>	Tipo de central hidroeléctrica sin embalse, donde el agua se capta y se devuelve al río sin almacenamiento.
<i>Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)</i>	Red eléctrica principal del Perú que conecta las grandes zonas de generación, transmisión y distribución.
<i>Sistema microhidroeléctrico de pasada</i>	Sistema hidroeléctrico sin embalse que aprovecha el flujo natural del río mediante una bocatoma, canal de conducción y turbina.
<i>Sistema monofásico 220/440 V</i>	Sistema eléctrico de baja tensión común en zonas rurales, con un conductor fase y un neutro.
<i>Sistema radial</i>	Configuración de red eléctrica en la que la alimentación proviene de un único punto, sin redundancia.
<i>Tasa interna de retorno (TIR)</i>	Tasa de descuento que iguala el valor presente neto de beneficios y costos de un proyecto.
<i>Teoría del cambio</i>	Marco conceptual que describe cómo y por qué una intervención conduce a resultados deseados mediante una cadena lógica de actividades y efectos.
<i>TIR</i>	Tasa Interna de Retorno: tasa de interés que iguala los flujos futuros con la inversión inicial.
<i>Turbina Michell-Banki</i>	Turbina de flujo cruzado usada en microcentrales por su eficiencia en bajos saltos y caudales medios.
<i>Valor Actual Neto (VAN)</i>	Diferencia entre el valor presente de beneficios y costos de un proyecto, usado para evaluar su rentabilidad.
<i>VAN</i>	Valor Actual Neto: indicador financiero que evalúa la rentabilidad de un proyecto descontando sus flujos de caja.

Resumen

La Nación Q'ueros, comunidad rural ubicada en la provincia de Paucartambo, departamento del Cusco, presenta una significativa exclusión energética que limita su desarrollo social, económico y productivo. La ausencia de un suministro eléctrico continuo y confiable restringe el acceso a servicios básicos como educación, salud, comunicación y actividades productivas, afectando directamente la calidad de vida de la población y perpetuando condiciones de pobreza y aislamiento.

La presente investigación tiene como objetivo evaluar y comparar alternativas de suministro eléctrico de impacto sostenido que permitan mejorar la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q'ueros. Para ello, se analizaron tres opciones tecnológicas: la extensión de la red de distribución convencional, los sistemas fotovoltaicos y la implementación de microcentrales hidroeléctricas. El estudio se desarrolló bajo un enfoque técnico-económico, social y ambiental, considerando condiciones geográficas, climáticas y culturales propias de la zona de estudio.

Metodológicamente, se realizó la estimación de la demanda eléctrica actual y futura, el dimensionamiento técnico de cada alternativa, el metrado y presupuesto de inversión, así como la evaluación económica mediante indicadores financieros y sociales.

Los resultados obtenidos indican que, si bien todas las alternativas presentan factibilidad técnica, la extensión de la red de distribución convencional constituye la opción más favorable, al garantizar mayor continuidad y calidad del servicio eléctrico y una integración al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Finalmente, la investigación propone una solución energética replicable para comunidades rurales con características similares, contribuyendo al desarrollo sostenible y a la reducción de brechas de acceso a la energía en el Perú.

Palabras Claves: *Electrificación rural, Energías renovables, Desarrollo sostenible, Microredes.*

Abstract

The Q'ueros Nation, a rural community located in the province of Paucartambo, Cusco region, faces significant energy exclusion that limits its social, economic, and productive development. The lack of a continuous and reliable electricity supply restricts access to basic services such as education, healthcare, communication, and productive activities, directly affecting the population's quality of life and perpetuating conditions of poverty and isolation.

This research aims to evaluate and compare sustainable electricity supply alternatives to improve the quality of life of the rural Q'ueros Nation community. To this end, three technological options were analyzed: the extension of the conventional electricity distribution network, photovoltaic systems, and the implementation of micro-hydroelectric power plants. The study was conducted under a comprehensive technical-economic, social, and environmental approach, considering the geographic, climatic, and cultural conditions of the study area.

Methodologically, the current and future electricity demand was estimated, the technical sizing of each alternative was performed, investment takeoffs and cost estimates were developed, and the economic evaluation was carried out using financial and social indicators.

The results indicate that, although all the analyzed alternatives are technically feasible, the extension of the conventional distribution network represents the most favorable option, as it ensures greater continuity and quality of electricity service and enables integration into the National Interconnected Electric System. Finally, this research proposes an energy solution that can be replicated in rural communities with similar characteristics, contributing to sustainable development and the reduction of energy access gaps in Peru.

Keywords: *Rural electrification, Renewable energy, Sustainable development, Microgrids.*

Capítulo I

Generalidades

1.1 Introducción

La Nación Q'ueros, comunidad indígena ubicada en Paucartambo (Cusco) entre 3,800-4,500 msnm, enfrenta una crítica situación socioeconómica debido a la ausencia de suministro eléctrico confiable, con solo 15% de cobertura actual. Se establece el marco problemático que afecta a 540 familias, limitando su acceso a servicios básicos, educación, salud y desarrollo productivo. Se presentan la situación geográfica, demográfica y técnica que justifican el estudio, de acuerdo a los criterios de sostenibilidad energética. El análisis considera variables técnicas, económicas y sociales, bajo un enfoque que integra la preservación cultural. Las limitaciones incluyen accesibilidad geográfica y disponibilidad de datos, considerando el estudio de flujo de carga y posibles interconexiones con el alimentador PA-01 existente.

1.2 Ubicación geográfica

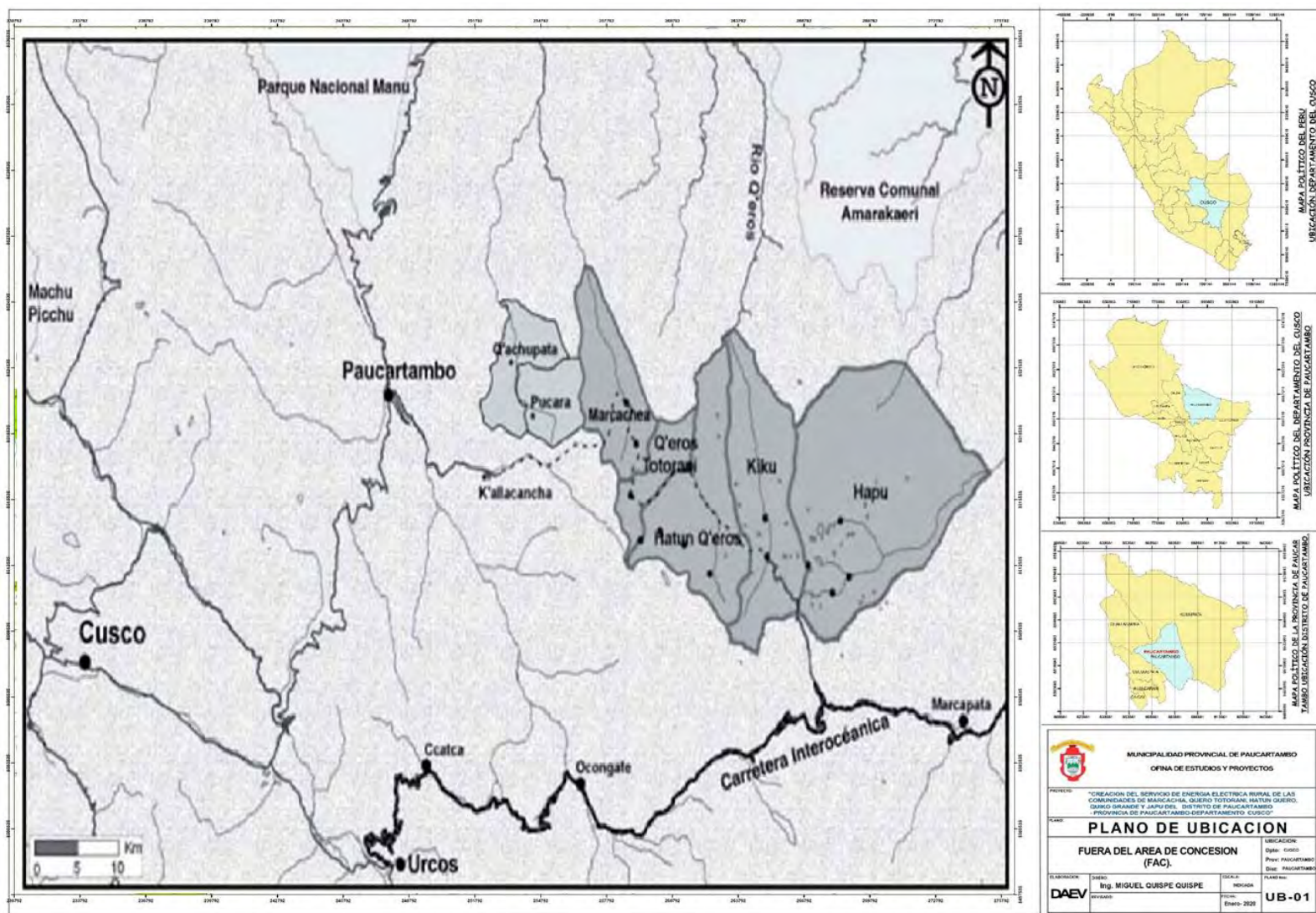
El área geográfica comprendida por el sistema eléctrico rural evaluado en este estudio incluye un total de 14 sectores distribuidos en cinco comunidades pertenecientes al distrito y provincia de Paucartambo, en el departamento de Cusco, tal como se muestra en la **Figura 1.1**. La comunidad de la Nación Q'ueros tiene acceso por la pista asfaltada Cusco - Paucartambo luego Trocha Carrozable: Paucartambo-K'allacancha, -- Chunchubamba –Q'uerdo Totorani.

Tabla 1.1
Zona del Proyecto

Departamento	Sector Eléctrico / Administrativo	Provincia	Comunidad
Cusco	Paucartambo	Paucartambo	Nación Q'ueros

Fuente: *Elaboración propia.*

Figura 1.1 Ubicación y localización de comunidades rurales de la nación Q'ueros.



Fuente: GREMH-Cusco

1.3 El problema

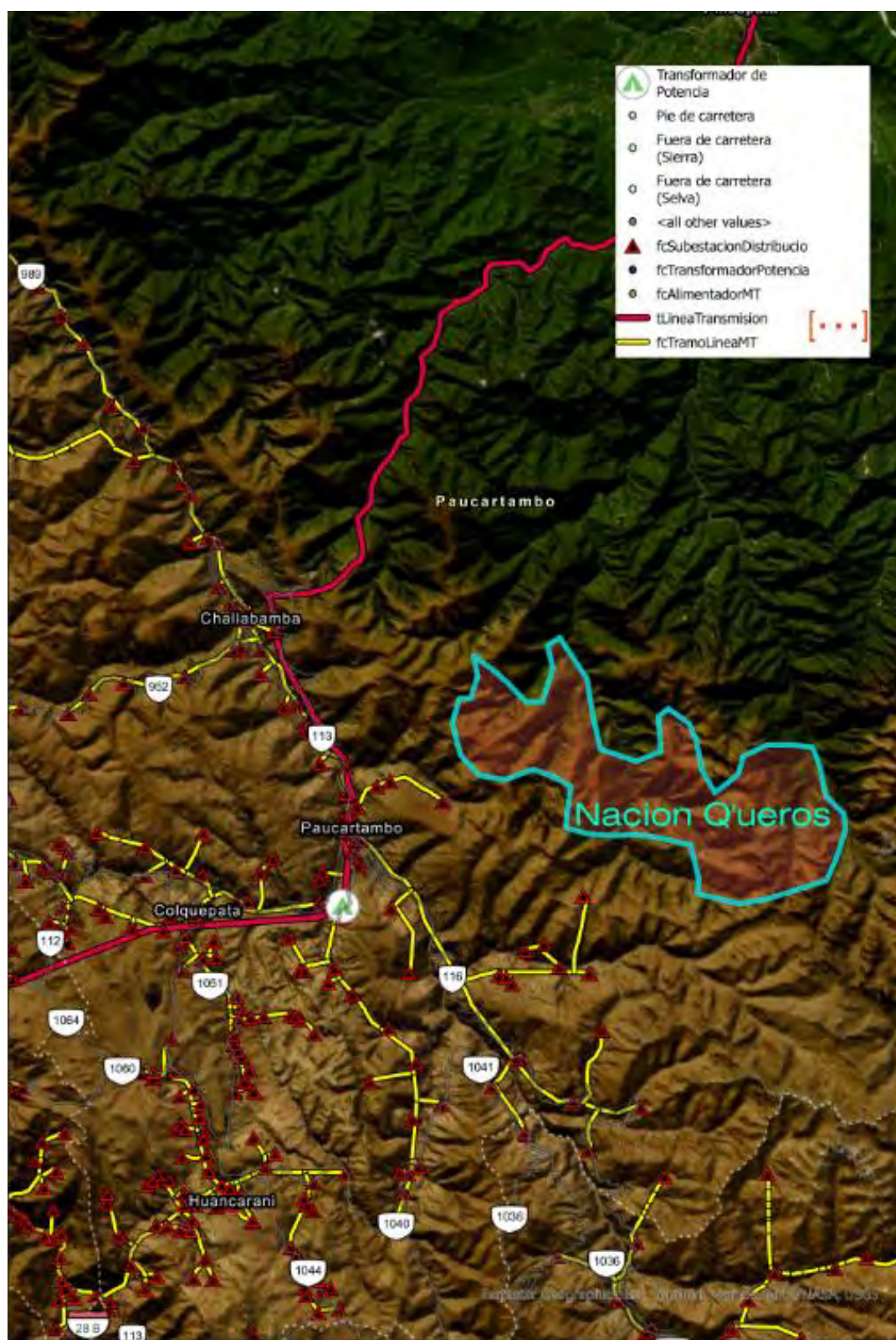
1.3.1 Planteamiento del problema

Las Comunidades de la Nación Q'ueros con una población aproximada de 1200 comuneros en la actualidad, conformado 540 familias, no han sido beneficiados con servicio eléctrico debido a que proyectos previos no contemplaban a las comunidades de la Nación Queros, considerado como "El último ayllu inca", o la última comunidad Inca de Perú, por preservar y promover su identidad cultural y étnica indígena.

Esta zona posee un notable potencial en recursos energéticos renovables, tales como afluentes hídricos, radiación solar, energía geotérmica y eólica, además de su cercanía a una línea de distribución primaria. Dado que el acceso a la electricidad constituye un insumo esencial para el desarrollo integral de las comunidades, resulta prioritario garantizar el suministro eléctrico en la Comunidad de la Nación Q'ueros, con el fin de cubrir esta necesidad básica y contribuir a la mejora de su calidad de vida y bienestar social. Tal como se plantea en la **Figura 1.2**.

El escaso acceso a la energía eléctrica en estas comunidades determina que algunos comuneros usen energías alternativas insuficientes como paneles solares como se observa en la **Figura 1.3**,e ineficientes como vela y mechero para iluminación, uso de baterías para iluminación con linternas así también para hacer funcionar su radio y TV; uso de baterías para poner en operación equipos de sonidos en ocasiones importantes, el uso de todas estas alternativas de energía no satisface completamente de forma sostenida el desarrollo socio económico, deterioro del medio ambiente y la salud de los comuneros que limita el desarrollo de la educación comunal al restringir la hora de estudio y tareas escolares solo a la luz natural desaprovechando el horario nocturno, consumo y desperdicio de productos perecibles por efectos de la calor por no contar con energía que haga que funcione un refrigerador para conservar los productos, así mismo la capacidad de producción agropecuaria es para consumo familiar, desaprovechamiento de pequeñas despulpadoras de café que pueden funcionar a energía eléctrica que es uno de los productos de sustento económico de esta zona y casi el 100% tiene este tipo de herramienta, en lo que respecta a la comunicación la falta de energía eléctrica ha limitado a que los comuneros estén

Figura 1.2 Plano de ubicación de la nación Q'ueros respecto a la red eléctrica existente.



Fuente: Elaboración propia y GIS ELSE

aislados de las operaciones bancarias tanto en el ámbito local, regional, nacional e internacional que pueden afectar en su aspecto económico (variación de precios del café, por ejemplo) entre otros, el sano esparcimiento con tecnología que funcionan con energía eléctrica es limitado, afectando negativamente en el carácter y comportamiento de los comuneros. [1]

Existe en la actualidad diversos proyectos propuestos de tecnologías para producir energía entre las más principales tenemos: los paneles fotovoltaicos, eólicas y micro centrales hidroeléctricas tal como se observa en la **Figura 1.4**, que por falta de iniciativa de los comuneros, autoridades locales y regionales y asesoramiento de profesionales así como el alto costo de inversión en alguno de ellos, además la poca oferta que provee cada una de esta tecnología por la demanda que existe no genera buena expectativa para los beneficiarios al ver como sus vecinos cercanos gozan de una cobertura total a su requerimiento de su demanda. La limitada disponibilidad de energía representa una barrera significativa para el desarrollo socioeconómico de la comunidad. El acceso a la electricidad es un factor clave para la provisión de servicios esenciales, los cuales, como se ha mencionado previamente, inciden directamente en la mejora de las condiciones de vida de sus habitantes. Esta falta de energía por el contrario acentúa su condición de pobreza, por la que las autoridades involucradas en lograr el desarrollo sostenible de este distrito deberían priorizar su electrificación, a fin de atender y beneficiar al total de sus habitantes.

Tabla 1.2
Localidades Beneficiarias – Provincia de Paucartambo

Comunidad	Población Total	Nº de viviendas	Población a ser electrificada	Viviendas a ser electrificada	Cargas Especiales				
					CEI	CE	POS	IG	OT
Nación Q'ueros	1200	540	1200	540	14	14	2	0	0
TOTAL	1200	540	1200	540	14	14	2	0	0

Nota. Fuente: Registro de Campo GREMH

Figura 1.3 *Abastecimiento de 20 paneles solares para los habitantes de la Nación Q'ueros*



Fuente: Registro de Campo GREMH

Figura 1.4 *Proyecto de futuras Centrales Hidroeléctricas del río Araza que tuvo participación en proceso de consulta previa a los representantes de la nación de Q'ueros*



Fuente: Registro de Campo GREMH

La comunidad presenta un nivel socioeconómico bajo, evidenciado por la limitada disponibilidad de tecnología y la escasa capacidad para transformar sus productos agropecuarios. Sus ingresos económicos, principalmente provenientes de actividades agrícolas de subsistencia, se estiman en un promedio diario de 20 soles por familia. [2]

La comunidad no dispone de un sistema de agua potable ni de saneamiento adecuado; los pobladores se abastecen de manantiales, riachuelos y quebradas, y utilizan letrinas sin tratamiento sanitario. En cuanto al servicio eléctrico, la Nación Q'ueros no está conectada a la red, recurriendo a fuentes energéticas ineficientes como baterías, pilas, kerosene y paneles solares de baja capacidad.

En la **Tabla 1.3** se muestra un resumen de los indicadores de los grupos sociales característicos de la zona del proyecto, donde se observa:

Tabla 1.3
Indicadores de grupos sociales de la zona del proyecto

Comunidad	Sexo		Grupo de edad (años)				Ocupación			Alumbrado eléctrico	
	H	M	0-4	5-14	15-ms	160				SI	NO
Nación Q'ueros	590	610	50	104	182	160	8	30	20	0	128

Fuente: Datos estadísticos INEI censo 2019

1.4 Formulación del problema

1.4.1 Pregunta General

Entonces planteado el problema se formula la siguiente interrogante:

¿Cómo se puede suministrar energía eléctrica para mejorar la calidad de vida de la comunidad Nación Q'ueros de la provincia de Paucartambo – 2024?

1.4.2 Preguntas específicas

- ¿En qué medida el desaprovechamiento de los recursos energéticos de la zona de estudio impacta en la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q'ueros de la provincia de Paucartambo - 2024?
- ¿Qué alternativas para el suministro de energía eléctrica cuida la identidad cultural, étnica y ambiental sostenible para mejorar la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q'ueros de la provincia de Paucartambo – 2024?
- ¿Cómo el estudio de la alternativa de suministro de energía eléctrica seleccionada será factible y viable para mejorar la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q'ueros de la provincia de Paucartambo– 2024?

1.5 Objetivo

1.5.1 Objetivo General

Evaluar la mejor alternativa de suministro de energía eléctrica para mejorar la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q'ueros de la provincia de Paucartambo – 2024.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Determinar en qué medida el desaprovechamiento de los recursos energéticos de la zona de estudio impacta en la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q'ueros de la provincia de Paucartambo - 2024.

- b) Analizar alternativas para el suministro de energía eléctrica cuidando la identidad cultural, étnica y ambiental sostenible para mejorar la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q'ueros de la provincia de Paucartambo – 2024.
- c) Desarrollar el estudio de la alternativa de suministro de energía eléctrica seleccionada factible y viable para mejorar la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q'ueros de la provincia de Paucartambo– 2024.

1.6 Justificación del estudio

1.6.1 *Justificación Social*

La implementación del servicio de energía eléctrica en la comunidad de la Nación Q'ueros constituye un factor clave para su desarrollo socioeconómico integral. Este proceso permitirá mejorar significativamente las condiciones de vida de los habitantes al facilitar el acceso a servicios básicos como iluminación, telecomunicaciones y atención en salud. Asimismo, la electrificación creará condiciones favorables para el fortalecimiento de la economía local, al incentivar la creación de pequeñas unidades productivas, generar empleo y dinamizar la actividad económica en la zona.

Por otro lado, la disponibilidad continua de energía eléctrica posibilitará la ejecución de programas educativos y de formación técnica, promoviendo el desarrollo de capacidades locales con potencial de traducirse en oportunidades laborales y emprendimientos sostenibles. En conjunto, esta intervención contribuirá a cerrar brechas de acceso a servicios esenciales, favoreciendo la equidad social, el desarrollo territorial equilibrado y la autonomía económica de la comunidad Q'ueros.

1.6.2 *Justificación técnica – económica*

La implementación del suministro eléctrico en la comunidad Nación Q'ueros, con el respaldo del municipio de Paucartambo y otras organizaciones, se sustenta técnica y operativamente como un eje estratégico para impulsar su desarrollo integral. Este proyecto busca establecer una fuente de energía confiable y continua que facilite el acceso a servicios esenciales como iluminación, telecomunicaciones, refrigeración, educación y salud, generando mejoras directas en la calidad de vida de la población.

Desde el punto de vista técnico, la propuesta considera las condiciones geográficas y climáticas propias del territorio, permitiendo el diseño de una infraestructura robusta y eficiente. Se plantea el uso de

tecnologías sostenibles y apropiadas, como los sistemas de generación distribuida (por ejemplo, microhidroeléctricas o fotovoltaicos), con el objetivo de minimizar pérdidas energéticas y optimizar la operación del sistema. Además, se contempla la capacitación de comuneros para la gestión básica del suministro, así como la implementación de protocolos de operación y mantenimiento preventivo, lo cual garantizará la continuidad del servicio y su resiliencia ante contingencias.

En términos económicos, el sistema propuesto evita los elevados costos asociados a la expansión de la red convencional del SEIN, y presenta ventajas frente a esta, como una menor inversión inicial y menores costos operativos a largo plazo. A su vez, promueve la autonomía energética local, fomenta el empleo mediante la capacitación en operación y mantenimiento, y mejora el acceso a servicios básicos, fortaleciendo así las condiciones para un desarrollo económico y social sostenible en la Nación Q'ueos.

1.6.3 Justificación académica

Este proyecto de tesis está orientado principalmente a estudiantes de pregrado y futuros ingresantes de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, así como a lectores interesados en temas relacionados con la ampliación de sistemas eléctricos de distribución. Además, constituye un recurso de consulta útil para el estudio y comprensión de aspectos técnicos vinculados al análisis de flujo de carga, estudios de cortocircuito y diseño de protecciones eléctricas en sistemas de distribución.

1.7 Alcances y limitaciones

1.7.1 Alcances

- La presente propuesta de estudio abarca el diseño integral del sistema de distribución eléctrica, incluyendo red primaria, subestaciones de distribución, red secundaria, alumbrado público y acometidas domiciliarias, con el objetivo de abastecer de energía eléctrica a 14 sectores pertenecientes a cinco comunidades del distrito y provincia de Paucartambo, en el departamento de Cusco. Su propósito principal es implementar la infraestructura eléctrica necesaria que permita mejorar la calidad de vida de los pobladores, impulsando el desarrollo socioeconómico sostenible en la zona de intervención.

- Debido a su naturaleza y al nivel de tensión empleado, la red del sistema de distribución proyectado no generará impactos negativos sobre el ambiente, ni provocará contaminación del aire, agua o suelo. Asimismo, su implementación no afectará las costumbres ni el modo de vida de la población local, ya que no implica desplazamientos ni riesgos para la salud de los habitantes. Los postes y estructuras de soporte serán instalados respetando criterios ecológicos de ubicación. Además, el sistema contará con puestas a tierra y dispositivos de protección adecuados, con el fin de mitigar los efectos de posibles descargas atmosféricas, frecuentes en la zona.
- El estudio incluye el análisis de flujo de carga y considera la interconexión al alimentador de media tensión PA-01, que opera a 22.9 kV, como fuente de suministro eléctrico para la zona de intervención.

1.7.2 Limitaciones

- Por la diversidad y amplitud del sistema eléctrico del presente estudio, la interconexión u operación desde el alimentador PA-01 se realizará desde el nodo N° 3646 (Kallacancha) con un numero de fases Monofásico (bifilar) siendo su nivel de tensión 22.9/0.44 kV.
- La viabilidad de la solución propuesta se evaluará con base en criterios técnicos y económicos establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).
- Para validar las propuestas de solución se harán uso del software especializados como el DIgSILENT Power Factory.
- Se realizará el estudio de suministro de energía eléctrica mediante el alimentador PA-01 planteando una propuesta de solución que no contempla los siguientes estudios:
 - Coordinación de protección y aislamiento.
 - Análisis de cortocircuito.
 - Evaluación de sobretensiones.

1.8 Hipótesis

1.8.1 Hipótesis general

Con el suministro de energía eléctrica factible y viable seleccionada mejorara la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q'ueros de la provincia de Paucartambo -2024.

1.8.2 Hipótesis específicas

- a) El desaprovechamiento de los recursos energéticos locales impacta negativamente en la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q'ueros, limitando el acceso a servicios básicos y al desarrollo socioeconómico.
- b) Existen alternativas de suministro de energía eléctrica que respetan la identidad cultural y el entorno ambiental, y que pueden contribuir a mejorar la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q'ueros.
- c) La alternativa seleccionada de suministro eléctrico es técnicamente factible, económicamente viable y tiene un alto potencial de generar un impacto sostenido en la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q'ueros.

1.9 Tipo de investigación

➤ *Según el Propósito u Objetivo Externo*

Es aplicada porque se utiliza la teoría de suministro de energía eléctrica para mejorar la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q'ueros

➤ *Según el Nivel u Objetivo Interno*

Es explicativo por que se pretende en base a estudios, explicar y analizar la actual demanda de energía eléctrica para uso de servicios básicos, salud, telecomunicación y educación del área en estudio, además que también es propositivo ya que cuenta con uno de sus objetivos se propone analizar las alternativas para el suministro de energía eléctrica, donde busca garantizar la identidad cultural, étnica y ambiental para mejorar la calidad de vida.

➤ *Según el Enfoque o Datos Empleados*

Es cuantitativo ya que busca cuantificar el uso y demanda de energía eléctrica para desarrollar el estudio de la alternativa de suministro eléctrico factible y viable y comparar los resultados en base a la norma NTCSE.

➤ *Según el Tiempo o Temporalidad*

Es transversal ya que se analiza los datos e indicadores de las alternativas suministro eléctrico

1.10 Diseño del estudio

Es cuasi-experimental porque solo la variable dependiente (Calidad de vida) se puede mejorar con el suministro de energía eléctrica.

1.11 Método de la investigación

Es hipotético-deductivo porque se trata de mejorar la calidad de vida a partir de conocimientos teóricos generales para explicar y satisfacer la demanda eléctrica de la zona .

1.12 Población y muestra

El método de muestreo es no probabilístico de propósito específico de la de la comunidad rural Nación Q'ueiros de la provincia de Pucartambo.

1.13 Variables e indicadores

Para definir las variables e indicadores se hace uso de la matriz de operacionalización, que mostramos en la *Tabla 1.4*.

1.13.1 Variables

a) Variables Independientes

- Alternativas de suministro eléctrico de impacto sostenido

Indicadores

- Tipo de alternativa energética.
- Sostenibilidad técnica y económica
- Costos de inversión y operación

b) Variables Dependientes

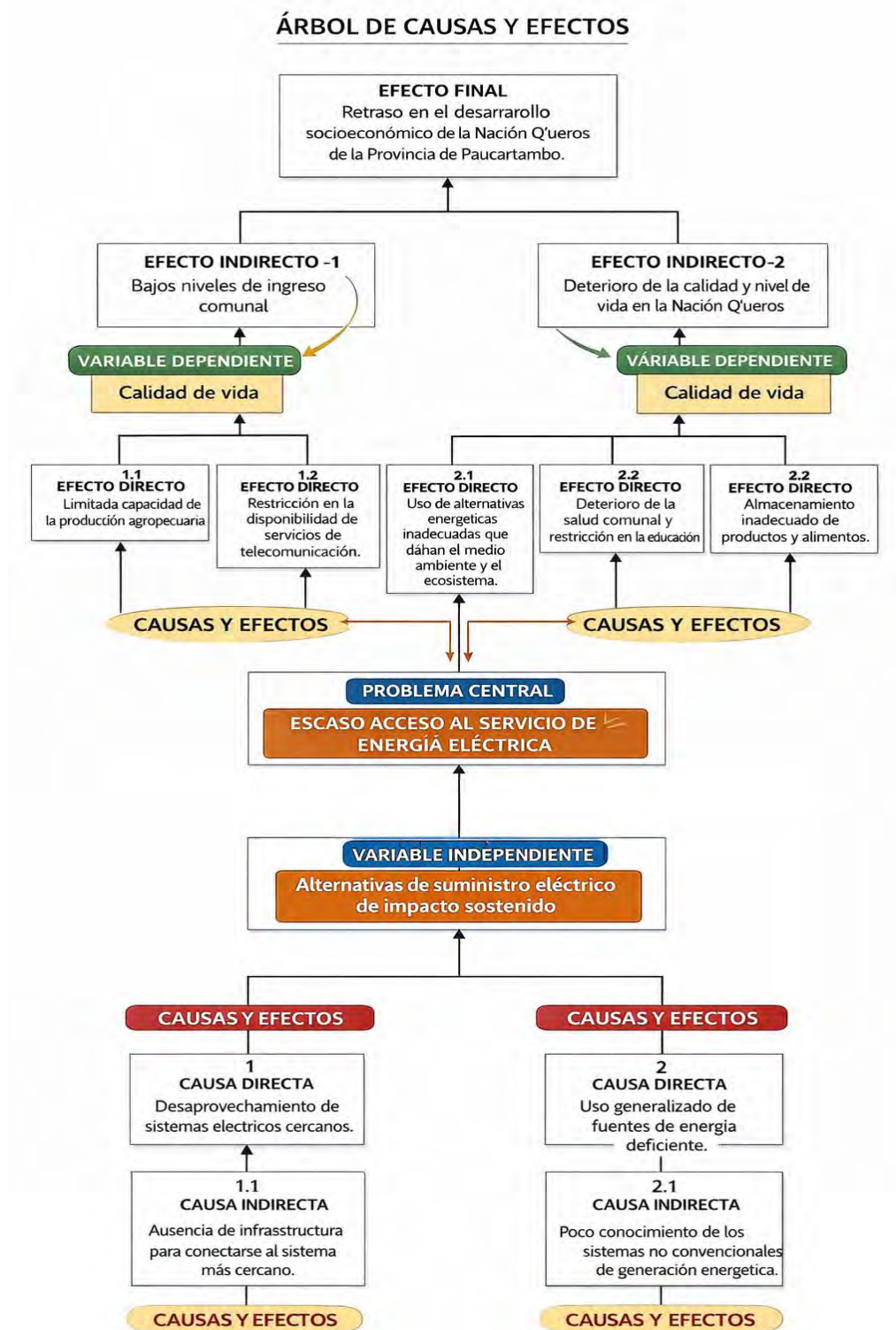
- Calidad de vida de la comunidad rural Nación Q'ueiros

Indicadores

- Servicios básicos y salud.
- Telecomunicación y educación.

1.14 Árbol de causa-efecto

Figura 1.5 Árbol de Causa-Efecto



Fuente: GREMH

Tabla 1.4
Operacionalización de variables

Variable Independiente	Definición	Dimensiones	Indicadores	Unidad/Índice	Instrumentos
1. <u>Alternativas de suministro eléctrico.</u> (Variable Independiente)	Conjunto de opciones técnicas para el suministro de energía eléctrica que garantizan continuidad, confiabilidad y sostenibilidad en el tiempo, considerando criterios técnicos, económicos y operativos, orientados a mejorar las condiciones de vida de comunidades rurales[3].	• Alternativa energética • Sostenibilidad • Costos	• Tipo de alternativa energética. • Sostenibilidad técnica y económica. • Costos de inversión y operación.	• Cualitativo (red convencional, solar fotovoltaico, microhidroeléctrico). • Nivel de confiabilidad, vida útil, costos O&M. • N° de usos identificados / frecuencia de uso. • S/., VAN, TIR, relación B/C. • S/. por hogar. • % población económicamente activa. • % de hogares con acceso a cada servicio. • % de hogares con acceso. • Años promedio de escolaridad / % niños escolarizados.	• Análisis documental, evaluación técnica. • Análisis técnico-económico. • Presupuesto, flujo de caja.
2. <u>Calidad de vida</u> (Variable Dependiente)	Condición de bienestar integral de la población que comprende el acceso a servicios básicos, oportunidades educativas, atención en salud y medios de comunicación, influenciada directamente por la disponibilidad de energía eléctrica continua y confiable[4].	• Bienestar social • Desarrollo humano	• Servicios básicos y salud. • Telecomunicación y educación.		• Encuesta y entrevista de beneficiarios • Diagnóstico de situación socio-económico.
3. <u>Plan de suministro de energía eléctrica viable y factible.</u> (Variable Propositiva)	Es la estrategia planificada para garantizar una provisión eficiente y sostenible de electricidad. Debe considerar la viabilidad económica, tecnológica y medioambiental, asegurando la rentabilidad y la implementación práctica. Involucra evaluaciones detalladas de fuentes de energía, infraestructura, costos y regulaciones. La viabilidad y factibilidad son fundamentales para garantizar un suministro eléctrico estable, asequible y respetuoso con el medio ambiente a largo plazo[5].	• Electrificación rural	• Ampliación del alimentador PA-01 como mejor alternativa técnica y económica. • Creación de servicios de energía eléctrica.	• kW disponibles. • N° viviendas. • S/ totales o S/ por kWh generado. • VAN en S/, TIR en %. • kg CO₂ evitados por año.	• Modelamiento y simulación de la ampliación del alimentador PA-01. • Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE).

Capítulo II

Marco Teórico y Normativo

2.1 Antecedentes

Como antecedentes del estudio se tiene los siguientes trabajos de investigación:

- Tesis de grado, “*Proyecto de suministro de energía eléctrica para las comunidades del valle Kumpirushiato-La Convención*”, tesis realizada por Jesus Eleazar Yucra Huacasi y Hugo Perez Atauchí (Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco) – 2016. En este trabajo de investigación se propone la realización de un Plan de Desarrollo Eléctrico Rural, mediante un estudio para el suministro de energía eléctrica de las zonas rurales del valle de Kumpirushiato, con una estructura de acuerdo a “Los Contenidos Mínimos Generales del Estudio de Pre Inversión a Nivel de Perfil de un Proyecto de Inversión Pública (Anexo SNIP 05)” para un proyecto de desarrollo, optando tres alternativas de suministro convenientes dentro del área de estudio. [3] Concluyendo que el proyecto es factible y viable desde el punto de vista privado y social en el horizonte de 20 años de evaluación del proyecto
- Tesis de doctorado, “*Elaboración y evaluación de modelos energéticos sostenibles en entornos rurales aislados de la amazonía del ecuador*”, tesis realizada por Luis Enrique Manzano Villafuerte (Universidad de Zaragoza) – 2021. Este trabajo de tesis a través de un proyecto piloto implementado en una comunidad amazónica del Ecuador, se ha construido una propuesta de marco regulatorio para electrificación rural aislada, en la cual se identifican como prioritarios los siguientes aspectos: Un mecanismo de financiación sostenible, así como la estructuración de lineamientos de política pública para electrificación rural aislada, a través de la gestión adecuada de la demanda de energía, con la finalidad de cubrir dos características de los mismos, a saber, que sean sostenibles en el tiempo y que sean productivos para que garanticen el desarrollo, y específicamente la mejora de la calidad de vida de los pobladores de estas comunidades. [6]
- Tesis de grado de maestría, “*Evaluación del impacto de la electrificación rural en el bienestar de los hogares de la región central del Perú en el año 2019*”, tesis realizada por Pool Omar Alegre Paredes (Universidad Nacional del Centro del Perú) – 2023. Este trabajo de tesis se desarrolló pensando en la puesta del servicio básico de electricidad a través de los proyectos de electrificación rural promovidos por el ministerio de Energía y Minas, gobierno regional, local y empresas de concesión, generan que las familias beneficiadas accedan a los beneficios que trae la electricidad a sus hogares principalmente para la educación, determinando que estos proyectos

generan un impacto significativo en los hogares de la región central en el año 2019.[5] La conclusión a la que se llegó, determina que los proyectos de electrificación rural generan un impacto mínimo significativo en el bienestar de los hogares de la región central en el año 2019, este impacto es determinado a través de la significancia del p-valúe que es 0.039780.

- Tesis de grado de maestría, ***“Planificación de la demanda eléctrica en su influencia de la calidad de vida en las zonas rurales del sur del Perú en el periodo 2017 – 2022”***, tesis realizada por Deniz Gonzalo Miranda Choquehuanca (Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa) – 2021. En esta tesis muestra un estudio de alcance descriptivo; se utilizó una muestra del distrito de Chiguata, se obtuvo una muestra de 336 personas; para la recolección de la información se ha empleado como técnica la encuesta, análisis documental y la observación, los instrumentos que se utilizaron son el cuestionario, Ficha de Observación y Ficha Documental. Donde los datos obtenidos, se ordenaron en una matriz de sistematización las cuales fueron posteriormente procesadas en el programa estadísticos Excel y SPSS 20.0.[4] Concluyendo que, una óptima planificación de la demanda nacional eléctrica del País afectara e influirá notablemente en el mejoramiento de la calidad de vida, donde se beneficiara a los pobladores de las zonas rurales del Perú
- Artículo ENERGIES DOI: 10.3390/es13102410, ***“The Effects of Rural Electrification on Quality of Life: A Southeast Asian Perspective”***, publicación realizada por Jordi Cravioto, Hideaki Ohgaki, Hang Seng Che (Kyoto University, Japan) – 2020. En este artículo, en un esfuerzo multidisciplinario e interinstitucional, un grupo de científicos naturales y sociales ha estudiado tres esquemas de electrificación (extensión de la red, sistemas híbridos centralizados y solares domésticos) en cuatro aldeas rurales de Malasia, Camboya y Myanmar. Utilizando un enfoque novedoso con escalas en varias medidas de calidad de vida (CdV auto informada y cinco subdominios de calidad de vida; bienestar psicológico, físico, social y económico; ocupaciones; y tiempo activo total), este artículo presenta un análisis de los efectos de la electrificación rural en el bienestar humano. Con datos originales relevados en las aldeas a través de una línea de base antes de la electrificación y un punto final varios meses después, los efectos se examinaron mediante métodos estadísticos adecuados.[7]El artículo concluye discutiendo diferencias determinadas por aspectos culturales y limitaciones tecnológicas en cada uno de los sistemas bajo estudio.
- Artículo ScienceDirect DOI: 10.1016/j.jdeveco.2020.102520, ***“The effects of rural electrification in India: An instrumental variable approach at the household level”***, publication realizada por Daniel Rober Thomas, S.P. Harish, Ryan Kennedy (Columbia University, USA) – julio 2020. En este artículo, considera que la electrificación tiene un impacto

positivo en los hogares, las empresas y la economía de un país en general. Estas asociaciones positivas han estimulado a los países a ampliar el acceso a su red eléctrica principal. Sin embargo, estas asociaciones generalmente se basan en correlaciones y no identifican el efecto causal de la electrificación. Esto es problemático porque la expansión de la red suele estar impulsada por consideraciones tanto económicas como políticas. Además, algunos estudios que han intentado identificar el impacto causal de la electrificación han presentado un panorama mucho más heterogéneo.[8] Para superar algunas de estas limitaciones, implementamos un enfoque de variables instrumentales prerregistradas a nivel de hogares, explotando una discontinuidad geográfica en el acceso legal a la electricidad para identificar causalmente el efecto de la electrificación legal en una variedad de resultados.

2.2 Bases teóricas que fundamenta la investigación

2.2.1 *La Teoría del Cambio*

La Teoría del Cambio (TdC) permite visualizar y comprender cómo las actividades propuestas dentro de un proyecto generan productos, resultados y efectos que, de manera lógica y secuencial, contribuyen a alcanzar el impacto final deseado. Esta herramienta metodológica puede aplicarse a diferentes niveles de intervención, ya sea para eventos específicos, proyectos, programas, políticas, estrategias o incluso a nivel institucional.

La TdC puede desarrollarse tanto en contextos donde los objetivos y actividades están claramente definidos y planificados desde el inicio, como también en entornos donde la intervención requiere adaptabilidad, dependiendo de nuevos desafíos, decisiones de los actores involucrados o cambios en el contexto.

En su forma más básica, la Teoría del Cambio puede expresarse mediante una cadena de resultados —entradas, actividades, productos, resultados intermedios y efectos— acompañada de supuestos y condiciones que explican cómo se espera que ocurran los cambios. Esta herramienta no solo facilita la planificación estratégica, sino que también fortalece la evaluación de impacto y la rendición de cuentas [5] (análisis en la ***Figura 2.1***), o con un marco lógico que muestra la misma información en una matriz.

Figura 2.1 Representación esquemática de una teoría del cambio, sesión del grupo de examen entre pares.



Fuente: [5]

Para describir de forma específica los planes de cambio, se utilizan representaciones que detallan a los agentes involucrados y las relaciones causa-efecto entre actividades, resultados e impactos esperados (ver **Figura 8**). La Teoría del Cambio permite identificar factores que facilitan o dificultan el logro de resultados, así como los supuestos clave que sustentan la intervención. Esta herramienta puede aplicarse a la planificación estratégica, programática o política, ya que ayuda a analizar la situación actual, definir objetivos alcanzables y establecer acciones concretas para lograr el cambio deseado. Además, contribuye a clarificar responsabilidades, alinear estrategias y generar una visión compartida entre los actores involucrados. Un ejemplo práctico es el Plan Estratégico 2014–2017 de UNICEF, donde se empleó la Teoría del Cambio para escalar innovaciones y fortalecer capacidades institucionales, comunitarias y familiares. [5]

La Teoría del Cambio establece métricas claras y guía a equipos, patrocinadores y socios sobre cómo aplicar una intervención en contextos reales. Es útil en la evaluación de impacto, ya que orienta la recolección y análisis de datos, brindando estructura al proyecto. Más allá de llenar formatos, debe demostrar con claridad el propósito de la intervención y cómo se logrará el cambio deseado. Una teoría del cambio efectiva no solo conecta acciones y resultados, sino que explica cómo se producirá una transformación real y equitativa.

Figura 2.2 Teoría del cambio la electrificación rural para mejorar el bienestar de los hogares



Fuente:[5]

2.2.2 Sistema de suministro eléctrico

Un sistema de suministro eléctrico está conformado por el conjunto de componentes destinados a la generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Este sistema incluye además dispositivos de control, seguridad y protección, que garantizan su operación eficiente, continua y segura. [9]

El sistema de suministro eléctrico constituye una estructura integrada que, además de contar con sistemas de control distribuidos, opera bajo un sistema de control centralizado. Este control permite gestionar de forma eficiente los recursos de generación y garantizar un servicio eléctrico de calidad, compensando posibles fallas o contingencias en la red.

Para cumplir este objetivo, tanto la red de transporte como las subestaciones asociadas pueden ser propiedad de entidades diferentes, pero su operación y gestión están a cargo de un operador independiente del sistema, separado de los generadores, distribuidores o comercializadores de electricidad.

A continuación, se detallan las principales etapas del sistema eléctrico: generación, transmisión, distribución y consumo final, cada una con funciones específicas dentro del proceso integral de suministro de energía.

2.2.2.1 Generación

La energía eléctrica se produce en centrales eléctricas, donde una fuente de energía primaria impulsa una turbina que acciona un generador. Como la electricidad no puede almacenarse fácilmente a gran escala, debe consumirse al momento de su generación, lo que exige contar con plantas de alta potencia y operación flexible para responder a las variaciones de la demanda. [10]

2.2.2.2 Transporte

La red de transporte tiene la función de conectar las centrales generadoras con los centros de consumo. Para garantizar un uso eficiente de la energía, estas líneas deben estar interconectadas mediante una estructura mallada, lo que permite el flujo bidireccional de electricidad entre zonas distantes, minimizando las pérdidas y mejorando la confiabilidad del sistema. [10]

2.2.2.3 Subestaciones

Las subestaciones eléctricas son instalaciones transformadoras ubicadas tanto junto a las centrales generadoras (como estaciones elevadoras), como en las cercanías de las zonas de consumo. Estas están interconectadas a través de la red de transporte y cumplen la función de modificar el nivel de tensión, elevándola para el transporte o reduciéndola para su posterior distribución. [10]

2.2.2.4 Distribución

A partir de las subestaciones situadas cerca de los centros de consumo, la energía es entregada por la empresa distribuidora, responsable de construir y mantener las líneas que permiten llevar el servicio hasta los usuarios finales. Estas líneas, operando a distintos niveles de tensión y acompañadas de equipos que reducen la tensión a valores aptos para el consumo, conforman la red de distribución. Dicha red puede estar compuesta por líneas aéreas o subterráneas, según las condiciones técnicas y urbanísticas del entorno. [11]

2.2.2.5 Centros de Transformación

Los centros de transformación son instalaciones equipadas con transformadores o autotransformadores que reciben energía desde las líneas de media tensión. Su función principal es realizar la última etapa de transformación eléctrica, reduciendo la tensión de distribución hasta niveles adecuados para el uso final por parte de los usuarios. [12]

2.2.2.6 Continuidad de Suministro

La continuidad del suministro eléctrico es un indicador de la calidad del servicio que evalúa la frecuencia y duración de las interrupciones del suministro. Según la normativa vigente en el Perú, solo se consideran aquellas interrupciones cuya duración excede los tres minutos.[13]

Interrupción del suministro

Según el Reglamento de Calidad de los Servicios Eléctricos (RCS), una interrupción se produce cuando la tensión efectiva en el punto de suministro cae por debajo del 10 % de la tensión nominal declarada durante un período superior a 3 minutos. En este caso, se considera que el usuario queda sin suministro de energía.

2.2.2.7 Mantenimiento de la frecuencia y la tensión

La frecuencia del sistema eléctrico refleja el equilibrio instantáneo entre la generación y la demanda. Para mantenerla estable, es necesario ajustar continuamente la generación en función del consumo. Este control se realiza mediante tres niveles de regulación: primaria, secundaria y terciaria, cada una actuando en distintos plazos de tiempo para corregir desviaciones y garantizar la estabilidad del sistema.” [14]

2.2.3 Electrificación Rural

La electrificación rural busca mejorar las condiciones de vida y reducir las brechas sociales existentes en las zonas más aisladas. En este contexto, el acceso a la energía eléctrica se considera una herramienta clave para promover el buen vivir y el desarrollo rural sostenible, como lo señalan Mendieta Vicuña y Escribano Pizarro (2015). Cuando se garantiza un suministro eléctrico confiable y sostenible, se fortalece el acceso a servicios básicos que inciden directamente en la calidad de vida. No obstante, aunque la cobertura y la calidad del servicio eléctrico en áreas rurales han avanzado, persiste la necesidad de desarrollar proyectos de inversión pública basados en metodologías de identificación energética, tal como se plantea en estudios previos y lineamientos del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) para proyectos de electrificación rural. [15]

La energía eléctrica es un servicio esencial, por lo cual el Estado tiene la responsabilidad de garantizar su acceso universal para todos los peruanos. Su disponibilidad permite optimizar el uso del tiempo en las labores familiares, fomenta el acceso a herramientas de comunicación y contribuye significativamente a mejorar la calidad de vida de los hogares, tal como lo señala Comex Perú (2020).

2.2.4 *Diagnostico General*

Según el Ministerio de Energía y Minas (2020), el diagnóstico de electrificación rural en el Perú identifica características estructurales como la lejanía y difícil accesibilidad de las zonas, el bajo consumo energético por usuario, la dispersión geográfica de viviendas y población, así como una débil demanda eléctrica. Estas comunidades, además, suelen carecer de infraestructura vial adecuada y de servicios sociales básicos en salud, educación, saneamiento, vivienda y soporte agrícola.

Esta realidad limita la rentabilidad económica de los proyectos de electrificación rural, reduciendo su atractivo para la inversión privada, lo que exige una intervención activa del Estado. No obstante, estos proyectos generan significativos beneficios sociales, ya que promueven la inclusión de comunidades aisladas, fortalecen la identidad cultural en diálogo con la modernidad, mejoran el acceso a la salud, educación y comunicación, y fomentan el uso productivo de la energía, contribuyendo así al desarrollo integral de las familias rurales.[16]

2.2.5 *Calidad de vida*

Se refiere al bienestar general de un individuo o comunidad, abarcando aspectos físicos, mentales, sociales y emocionales. Incluye la satisfacción con la salud, el entorno, las relaciones interpersonales, el acceso a la educación y recursos económicos. Una alta calidad de vida implica un equilibrio satisfactorio entre estos elementos, promoviendo la felicidad y el desarrollo personal. Políticas sociales, servicios de salud y condiciones socioeconómicas influyen directamente en la calidad de vida de las personas.[17]

En ese sentido tenemos que la calidad de vida cubre 5 grandes áreas:

- ***Bienestar físico*** El bienestar físico se refiere al correcto funcionamiento de todos los sistemas y órganos del cuerpo humano, operando en armonía para responder eficientemente a las demandas cotidianas. Este estado permite realizar funciones básicas como respirar, ver, oír, oler y tocar, así como procesos más complejos como la digestión de nutrientes, la oxigenación

celular, la eliminación de toxinas, la coordinación motora, el pensamiento lógico y la reproducción.

- **Bienestar material:** El nivel de vida de una sociedad está estrechamente relacionado con la capacidad de consumo y ahorro de sus integrantes, es decir, con su poder adquisitivo. Sin embargo, medir esta capacidad con precisión es complejo, ya que implica no solo factores cuantitativos como ingresos, impuestos, inflación y precios relativos, sino también elementos cualitativos como la calidad de bienes, servicios públicos, infraestructura, condiciones de seguridad, medio ambiente y niveles de inclusión social.
- **Bienestar social:** El bienestar social se entiende como un estado alcanzado por la sociedad, el cual se refleja en distintos ámbitos de la vida de las personas dentro de su interacción comunitaria. Dichos ámbitos pueden evaluarse considerando el grado en que se satisfacen las necesidades sociales básicas.
- **Bienestar emocional:** El bienestar emocional se refiere a un estado interno en el que la persona experimenta calma, equilibrio y satisfacción consigo misma y con su entorno. Implica reconocer y aceptar las propias capacidades para enfrentar de manera adecuada y estable las tensiones cotidianas de la vida.
- **El optimismo** Se trata de una emoción vinculada al equilibrio de la salud mental y física, caracterizada por una mayor presencia de sentimientos positivos como entusiasmo, alegría, gratitud o ilusión. Del mismo modo, la vitalidad, la fortaleza y la eficiencia están estrechamente asociadas con un adecuado estado de salud mental.

2.2.6 Suministro de energía eléctrica

De acuerdo con la normativa peruana, específicamente el Reglamento de Calidad de los Servicios Eléctricos (D.S. N.º 020-97-EM), el suministro de energía eléctrica se define como el conjunto de actividades técnicas, operativas, administrativas y contractuales que aseguran el traslado de la electricidad desde las centrales de generación hasta los usuarios finales (hogares, comercios, instituciones educativas, entre otros) mediante las redes de transmisión y distribución. [18]

2.2.7 Coordinación de aislamiento.

Hace referencia a la elección de la capacidad de soportar o resistir eléctricamente de un equipo y a su aplicación frente a las sobretensiones que puedan presentarse en el sistema donde se utilice. Para ello, se consideran las características de los dispositivos de protección disponibles, con el fin de disminuir a niveles técnica y económicamente aceptables la probabilidad de que las solicitaciones de tensión ocasionen daños en el aislamiento o interrumpan la continuidad del servicio. [19]

2.2.8 Calidad de suministro

La calidad del suministro eléctrico se mide principalmente por la continuidad del servicio brindado a los usuarios, lo que implica considerar las interrupciones que puedan ocurrir. Para su evaluación, se utilizan indicadores que registran la frecuencia de cortes, la duración de estos y la cantidad de energía que dejó de entregarse como resultado. [20]

2.2.9 Sistemas de distribución rural

Los sistemas de distribución eléctrica en zonas rurales están concebidos para abastecer de energía a comunidades alejadas o de difícil acceso, donde la red convencional resulta insuficiente o no está disponible. Su implementación resulta clave para elevar la calidad de vida de la población rural, ya que facilita el acceso a servicios esenciales y contribuye al impulso del desarrollo económico local.[14] Aquí hay algunas características clave de los sistemas de distribución rural:

- **Energías Renovables:** En numerosos proyectos de electrificación rural se prioriza el uso de energías renovables, tales como sistemas fotovoltaicos, aerogeneradores o pequeñas centrales hidroeléctricas. Estas alternativas resultan especialmente adecuadas en zonas aisladas, donde la extensión de la red convencional representa altos costos o dificultades técnicas que hacen inviable su implementación.
- **Mini-redes y Micro-redes:** En lugar de depender de una red de distribución extensa, los sistemas de distribución rural a menudo utilizan mini-redes o micro-redes. Estas son redes eléctricas más pequeñas y descentralizadas que pueden operar de manera autónoma, mejorando la resiliencia y reduciendo las pérdidas de energía.
- **Participación Comunitaria:** La intervención directa de la comunidad resulta fundamental en las etapas de planificación, ejecución y sostenimiento de los sistemas de distribución eléctrica

en zonas rurales. Una estrategia eficaz puede ser la creación de cooperativas locales o el trabajo conjunto con organizaciones comunitarias.

- **Tecnologías Apropriadas:** La elección de tecnologías apropiadas para las necesidades y condiciones locales es clave. Esto puede incluir sistemas de almacenamiento de energía, sistemas de iluminación eficientes y electrodomésticos diseñados para entornos rurales.
- **Financiamiento y Apoyo Gubernamental:** Los proyectos de distribución rural a menudo requieren apoyo financiero y político para ser viables. Subsidios, financiamiento asequible y políticas gubernamentales favorables pueden desempeñar un papel crucial.

2.3 Marco Normativo

- a) Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento DL. Nro. 25844
- b) Reglamento de Calidad de los Servicios de Electricidad DS Nro. 009-93-EM.
- c) Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento respectivamente DL. Nro. 28749 y DS. Nro. 042-2011.
- d) Código Nacional de Electricidad. Suministro 2011.
- e) Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos D.S. Nro 020-97-EM.
- f) OSINERGMIN a través de la Resolución de Consejo Directivo N° 008-2017-OS/CD.

Capítulo III

Evaluación Socioeconómico y Energético de la Nación Q'ueros

3.1 Introducción

En el presente capítulo se describe el estado actual del sistema eléctrico que abastece a la provincia de Paucartambo, incluyendo la configuración de sus líneas y subestaciones, así como las fuentes alternativas cercanas a las comunidades de la Nación Q'ueros. Se evalúa su funcionamiento en relación con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), con énfasis en la conformidad con los parámetros técnicos establecidos.

3.2 Diagnóstico de la situación actual

3.2.1 Ubicación Geográfica

Tabla 3.1
Ubicación del Proyecto

DISTRITO	PROVINCIA	REGION	ALTITUD
PAUCARTAMBO	PAUCARTAMBO	CUSCO	2500-4500 m.s.n.m.

Fuente: *Elaboración propia.*

3.2.2 Características Geográficas

La zona que comprende el Proyecto posee una topografía Accidentada, presentando una vegetación de zona alto andina cuyas características climáticas se detalla en el presente cuadro:

Tabla 3.2
Descripción Geográfica

DESCRIPCIÓN	SEMESTRE	
	Mayo - Octubre	Noviembre - Abril
Clima	Frio-Templado	Templado
Temp.min °C	-15	05
Temp.max °C	20	28
Temp.med °C	12	14
Humedad relativa %	65	75
Velocidad / Viento	90	90

Fuente: *Elaboración propia.*

Es importante describir la geografía donde se asientan las comunidades Q'ero existe un conjunto de montañas de la cordillera de los Andes que atraviesa la provincia de Paucartambo y forma un abanico medio abierto, cuya parte superior alcanza una altitud de 5,600 y su vértice extremo una altitud de 1,400

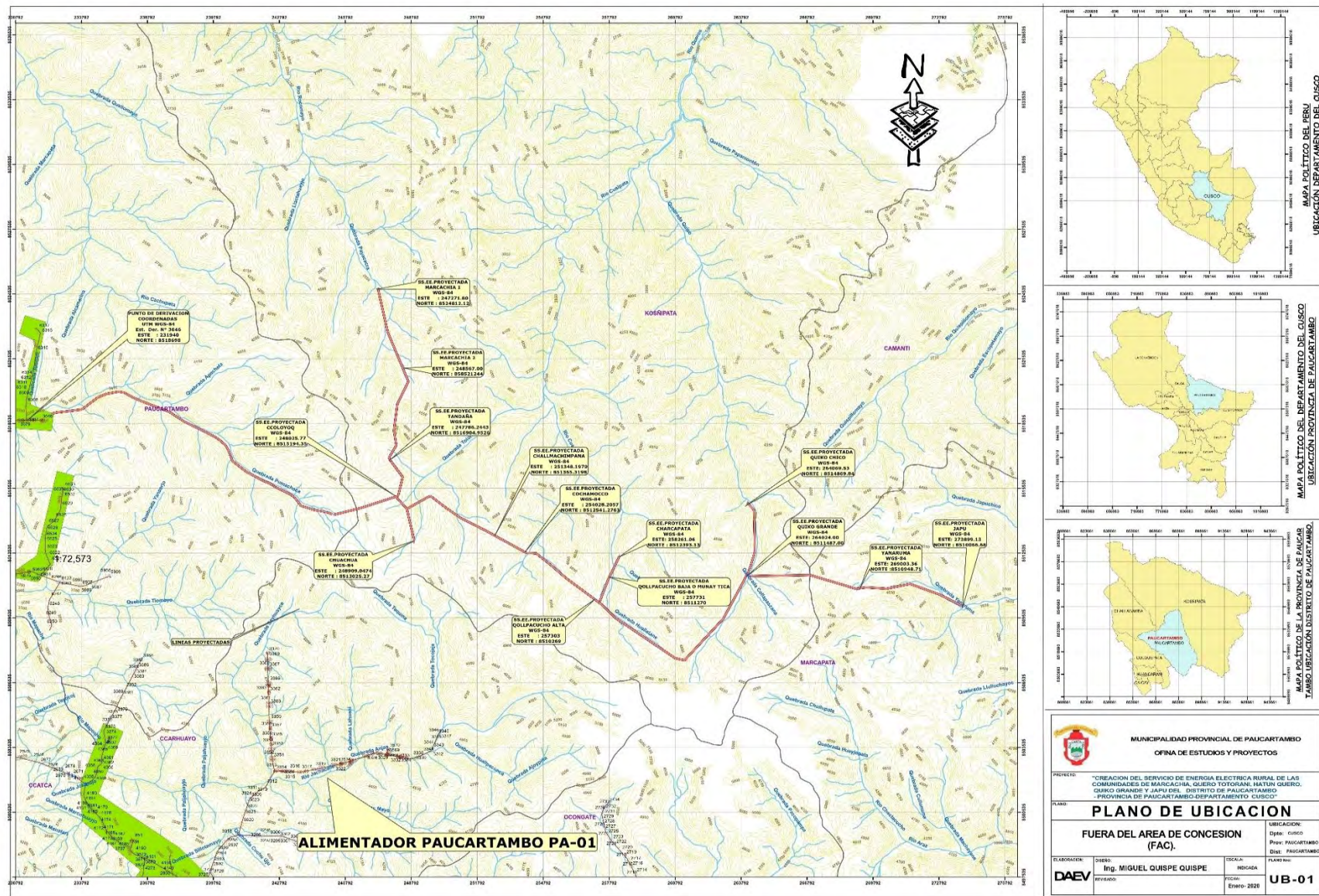
metros de altura, dando lugar a un territorio de geografía abrupta que van desde valles glaciares, valles interandinos y zonas bajas de ceja de selva. Las comunidades Q'uero se asientan en estos tres niveles explotando sus recursos naturales de la siguiente manera: el primer nivel entre 4,000 y 4,800 metros de altura donde realizan el pastoreo de camélidos y cultivo de papa de altura destinada exclusivamente para la elaboración del chuño y moraya o papa deshidratada. En el segundo nivel, que se ubica entre 3,300 y 3,400 metros de altitud, realizan la agricultura de tubérculos andinos (papa, ollucos, ocas y año), la ganadería de ganado ovino, caballar, vacuno y la crianza de animales menores como puercos y gallinas. El tercer nivel entre 1,400 y los 2,000 metros de altitud, recibe la denominación de "monte". Este nivel es ocupado temporalmente de acuerdo al periodo de siembra o cosecha del maíz y otros productos como la raqacha, el llakhum, la khumara, rocotos, la papaya de olor, la achira y calabaza. [1]

De esta manera, se muestra que los Q'uero han desarrollado un tipo de adaptación ambiental o ecológica que consiste en la explotación de múltiples zonas ecológicas. Patrón de adaptación a los Andes desde épocas prehispánicas que algunas comunidades practican. actualmente, demostrando la gran habilidad del hombre andino para manejar zonas extremas del ambiente.

3.2.3 *Proyección de población y vivienda*

La tasa de crecimiento poblacional se ha determinado teniendo como base los datos de población y vivienda de los censos del 1981, 1993, 2007 y 2019, en base a las tasas calculadas se proyectó la población y vivienda para cada año y cada localidad hasta el año horizonte 0.5%.

Figura 3.1 *Ubicación y localización de comunidades rurales de la nación Q'ueros.*



Fuente: *GREMH-Cusco*

3.2.4 Vías de acceso

Tabla 3.3
Vías de acceso al proyecto

Carretera	VÍA ASFALTADA CUSCO -- PAUCARTAMBO Trocha Carrozable: Paucartambo - K'allacancha,-- Chunchubamba-Quero -- Totorani.
	VÍA ASFALTADA CUSCO -- OCONGATE -- QUIKO Trocha Carrozable: Ocongate -- Quiko.
Vía Férrea	NO APLICA
Vía Aérea	NO APLICA

Fuente: *Elaboración propia.*

3.3 Participación de las entidades involucradas y de los beneficiarios

Para el desarrollo del proyecto será necesario la participación activa y decidida de las autoridades locales, de la empresa concesionaria y de los comuneros (beneficiarios) y otros para garantizar la ejecución del mismo.

3.3.1 Comunidades de la Nación Q'ueros

La Nación Q'eros fue declarada por el Ministerio de Cultura del Perú como “Patrimonio Cultural Vivo de la Nación”, por preservar tradiciones andinas ancestrales que fortalecen su identidad cultural y étnica. En esta zona se practican la agricultura ecológica, el tejido de ponchos, la artesanía, el cultivo de papas nativas y la crianza de cuyes en menor escala. La población beneficiaria actual es de 1,200 habitantes en 540 viviendas por electrificar, estimándose 1,800 pobladores al 2035. La

Tabla 3.4 muestra las comunidades beneficiarias y sus demandas eléctricas.

Tabla 3.4
Población beneficiada por localidades y cargas eléctricas requeridas

Nº	LOCALIDAD	Nº DE USUARIOS	CARGAS ESPECIALES	Nº DE LUMINARIAS	MAXIMA DEMANDA (KW)	POTENCIA INSTALADA (KVA)
1	CHALLMA CHIPANA	38		13	8.25	10
2	CHUA CHUA	42	02	15	13.15	25
3	CHARCCAPATA	33		12	7.20	10
4	COLLPA CCUCHO ALTA	21		07	4.55	10
5	CCOLLPA CCUCHO BAJA(MUNAYTICA)	26		09	5.65	10
6	CCOCHAMOCCO	45	02	16	13.80	15
7	MARCACHIA I	38	02	14	12.30	25
8	MARCACHIA II	34		12	7.40	10
9	CCOLOYOC	36	03	14	13.90	15
10	TANDAÑA	33	01	12	9.20	10
11	QUIKO GRANDE	95	03	34	26.70	37.5
12	QUIKO CHICO	26		10	5.70	10
13	JAPU	38	02	14	12.30	25
14	YANARUMA	19	01	07	6.15	10
TOTAL		524	16	188		

Fuente: *Elaboración propia.*

3.3.2 *Municipalidad provincial de Paucartambo*

Será responsable de formular el estudio del proyecto en nivel de perfil y expediente técnico, a través de la Unidad Formuladora y la oficina de Estudios y Proyectos. Para ello deberá coordinar de manera permanente con los comuneros y el comité de electrificación, a fin de recopilar la información necesaria. Además, tendrá a su cargo la evaluación de los recursos energéticos de la zona, así como la supervisión de la ejecución de las obras mediante la oficina de Electrificación. Finalmente, deberá establecer el modelo de gestión (privada, particular o mediante la empresa pública distribuidora) que garantice una adecuada operación y mantenimiento.

3.3.3 *Gobierno Regional del Cusco*

El Gobierno Regional del Cusco ha implementado una intervención técnica significativa en el desarrollo de proyectos de electrificación para municipios provinciales, como Paucartambo. Uno de los proyectos más destacados es el de La Nación Queros en Paucartambo, que busca proporcionar electricidad a comunidades rurales. Este proyecto es parte de una inversión mayor de más de S/ 212 millones que busca beneficiar a más de 100,000 familias en diversas provincias, incluida Paucartambo.

Además, es responsable del financiamiento de la intervención técnica incluye la instalación de infraestructura eléctrica, como postes y cables, así como la construcción de subestaciones y la conexión a la red eléctrica principal. Además, se realizan estudios de factibilidad y se llevan a cabo trabajos de ingeniería para asegurar que la electricidad llegue de manera segura y eficiente a las comunidades.

A fin de identificar la relación que existe entre estos grupos y el proyecto, se ha elaborado un cuadro de involucrados, en la cual se muestra el interés, los problemas percibidos, los recursos o mandatos y los conflictos potenciales que pudiera existir entre los diversos grupos.

Tabla 3.5
Entidades involucradas y beneficiarios

Grupo	Interés	Problemas percibidos	Recursos y mandatos	Conflictos potenciales
Municipalidad Provincial de Paucartambo	Mejorar y Ampliar el servicio de energía eléctrica a la provincia de Paucartambo.	Solicitud de los pobladores para acceder al servicio de electricidad	Ley Orgánica de Municipalidades	Relación con la población y los gobiernos del estado.
Población o beneficiarios	Percibir una mejor calidad de energía eléctrica.	Población eléctrica insatisfecha por inadecuada calidad de servicio eléctrico	Mano de obra no calificada disponible	Relación con los gobiernos locales, los gobiernos del estado

Gobierno Local	Mejorar y ampliar el servicio de energía eléctrica en sectores de la jurisdicción.	Los pobladores solicitan y gestionan la aprobación de sus proyectos de electrificación, no logrando cubrir sus requerimientos, generando descontentos.	Ley Orgánica de Municipalidades	Relación con la población
Unidad Ejecutora	Es mantener una estrecha relación con la empresa ejecutora, (MDE) teniendo la participación activa de la población en la ejecución del proyecto.	Descontento de la población por la mala gestión de los recursos y presupuestos disponibles.	Ley Orgánica de Municipalidades	Relación con la población
DGPM	Mejorar la calidad de la Inversión	Incumplimiento en la aplicación de los procedimientos establecido en el INVIERTE.PE	Normatividad del INVIERTE.PE	Relación con la Población
Ministerio de Energía y Minas	Ampliar la frontera eléctrica	Bajo coeficiente de electrificación nacional	Ley de Concesiones Eléctricas	Relación con la población

Fuente: *Elaboración propia.*

3.4 Situación socio-económico de la nación Q'ueros

3.4.1 Gravedad de la situación

La carencia del servicio básico de energía eléctrica en las comunidades de la Nación Q'ueros ha generado procesos de migración progresiva hacia centros poblados cercanos y hacia la ciudad del Cusco, en búsqueda de mejores condiciones de vida. Esta situación ha provocado el abandono parcial de las comunidades rurales, así como una disminución significativa de la producción agrícola, principal actividad económica de la zona.

La población presenta un bajo nivel socioeconómico; aproximadamente el 20 % corresponde a personas en edad escolar y cerca del 60 % sustenta su economía en actividades agropecuarias, comerciales y artesanales. Los habitantes carecen de acceso a tecnología y de medios adecuados para transformar sus productos, lo que se traduce en ingresos promedio cercanos a 15 soles diarios provenientes principalmente de la agricultura. Una parte de la población complementa sus ingresos mediante actividades laborales en la ciudad del Cusco. Frente a esta realidad, el presente proyecto de suministro eléctrico plantea una evaluación técnica, social y económica orientada a determinar la alternativa más adecuada para atender esta problemática. [1]

La Nación Q'ueros, ubicada al este de la ciudad del Cusco, en la provincia de Paucartambo, se caracteriza por conservar de manera excepcional elementos de la cultura andina que no se observan con frecuencia en otras comunidades quechuas. Según la Dirección Regional de Cultura Cusco (2011), los Q'ueros han preservado manifestaciones del patrimonio cultural inmaterial como la elaboración de vestimentas tradicionales, la música, las prácticas agropecuarias, la cosmovisión

andina, la etnobotánica y la medicina tradicional (p. 2), lo que los convierte en un grupo culturalmente singular.

No obstante, ante las limitaciones económicas existentes, los Q'ueros han establecido vínculos con el entorno urbano, desarrollando actividades económicas en la ciudad del Cusco basadas en su conocimiento ancestral. Entre estas destacan la artesanía textil, en la cual poseen reconocida destreza, y la práctica de rituales de la espiritualidad andina como paq'os o sacerdotes andinos. Estas actividades, aunque realizadas en condiciones muchas veces desfavorables, han representado una alternativa para generar ingresos y enfrentar las condiciones de pobreza, evidenciando la necesidad de soluciones estructurales que mejoren de manera sostenible su calidad de vida mediante el acceso a servicios básicos como la energía eléctrica.[1]

3.4.2 *Cambio climático y migración forzada*

La migración forzada, movilidad involuntaria y compulsiva será uno de los efectos del fenómeno del cambio climático en la población. Los inmigrantes climáticos, actualmente se estiman en 50 millones y aproximadamente 150 millones al 2050, quienes se desplazarán como consecuencia de la desertificación, la desglaciación, la escasez del agua, el incremento del nivel del mar, la contaminación ambiental, al incremento de huracanes, monzones y a la abundancia de lluvias. Así, el desplazamiento de la población se da cuando las condiciones de vida son afectadas directa o indirectamente debido a que la relación entre la ecología y la población se quiebran y consecuentemente es insostenible su habitabilidad, no existen posibilidades de una adaptación positiva, se reduce la capacidad de resiliencia y ante esta situación el individuo inicia un proceso de desplazamiento a lugares más seguros. Según Altamirano, este desplazamiento causa mayor vulnerabilidad de los individuos desplazados que para adaptarse a las nuevas condiciones climáticas, ambientales, económicas, sociales y culturales dependerá bastante de su capacidad de resiliencia frente al cambio; de su capacidad organizativa; de sus redes sociales y experiencias previas y de la unidad familiar.[1]

3.4.3 *Filosofía Andina*

La filosofía andina el hombre andino no solo es un ser racional Y productor sino es un ser natural que forma parte de la naturaleza con quien se comunica Y dialoga a través de los distintos fenómenos naturales astronómicos, meteorológicos, geológicos, zoológicos o botánicos. Así mismo, el hombre andino se relaciona con la naturaleza por las actividades agrícolas pero sobre todo a través

de diferentes formas ceremoniales de unión con estas fuerzas vitales. En la concepción andina, la Pachamama o Madre Tierra es la fuente de vida, de fecundidad y hasta principio cósmico femenino que Pachacuti Yamqui la representó como deidad complementaria y opuesta de Wiraqocha, deidad masculina del Hanaq pacha. En tanto que los Apus o Achachilas son deidades sagradas consideradas mediadoras o chakanas entre la Pachamama y Wiraqocha, aunque, también sustituían a este último, de tal manera que a veces funcionaban como esposos de la Pachamama. La relación del hombre andino con la Pachamama o Madre Tierra es permanente. Observa y guarda los días considerados intocables que están relacionados con eventos astronómicos: solsticio de verano y solsticio de invierno; fechas agrícolas: antes de la siembra (del 1 al 6 de agosto) donde se le brinda ofrendas o pagos o waxt 'a; tiempo de cosecha antes de arar para poder abrirla se le solicita permiso o licencia mediante otra ofrenda o despacho o luqta y se devuelve simbólicamente algunos de sus productos; y en fiestas religiosas: domingo de Trinidad; martes de la Semana Santa. Además, cuando se bebe se tiene que rociar o t'inkar o ch 'aliar algo del líquido sobre la tierra, porque la Pachamama o Madre Tierra tiene sed. [1]

3.4.4 *Actividades Económicas*

Según la Dirección Regional de Cultura Cusco (2005), la actividad agrícola constituía la principal fuente económica de las comunidades Q'ueros, cuya producción estaba orientada principalmente al autoconsumo. La comercialización de los productos agrícolas era limitada debido a diversos factores, entre ellos la lejanía de las ferias semanales, que implicaba desplazamientos aproximados de 25 kilómetros, y los bajos precios de venta, los cuales no compensaban los costos y esfuerzos del traslado. No obstante, en cuanto a la articulación al mercado, la misma institución señala la existencia de diferencias socioeconómicas entre las comunidades, destacando a Quico y K'allakancha como las más integradas, debido a la presencia de una trocha carrozable que dinamizó el comercio local y convirtió a K'allakancha en un punto de concentración dominical de comerciantes. [1]

De manera complementaria, la economía de las comunidades Q'ueros se sustentaba en la venta de artesanía textil, la prestación de servicios rituales (pagos y despachos) y la oferta de mano de obra mediante migraciones temporales. La comercialización de la artesanía se realizaba principalmente a través de la venta directa en la ciudad del Cusco, aunque también incluía la venta a turistas que visitaban las comunidades, a intermediarios, a través de un museo con tienda en la ciudad

del Cusco y mediante empresas intermediarias extranjeras. Por su parte, la demanda de servicios rituales estuvo incentivada principalmente por las agencias de viaje y el turismo místico, constituyéndose en una fuente adicional de ingresos para las familias Q'ueros.[1]

3.5 Condición Energética de la nación Q'ueros

La Nación Q'ueros presenta una situación de exclusión energética severa, caracterizada por la ausencia total de sistemas formales de suministro eléctrico en sus 14 comunidades. Actualmente, las familias se abastecen de energía mediante fuentes tradicionales como la quema de leña y bosta para cocinar y calentarse, el uso de velas o linternas con pilas para iluminación básica, y en algunos casos limitados, el aprovechamiento directo de la luz solar para secar alimentos o con paneles solares rudimentarios no integrados a ningún sistema eléctrico.[1]

Esta condición limita gravemente el acceso a servicios básicos como salud, educación, comunicación y desarrollo productivo. La evaluación socioeconómica evidencia una necesidad urgente de implementar soluciones sostenibles de electrificación rural, adaptadas al entorno geográfico, cultural y climático de la Nación Q'ueros, con el objetivo de mejorar su calidad de vida y promover un desarrollo integral y justo para estas comunidades originarias.[1]

Figura 3.2 Interior de vivienda de una familia Q'uevo sin acceso a energía eléctrica



Fuente: GREMH-Cusco

3.6 Cálculo de la demanda máxima requerida

3.6.1 Bases de Calculo

El diseño del sistema de distribución eléctrica de la comunidad Nación Q'ueros se efectuó de acuerdo con la normativa técnica peruana vigente, tomando como referencia los siguientes documentos normativos:

- Código Nacional de Electricidad – Suministro 2023 (CNE-Suministro)
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)
- Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley N° 25844 y su Reglamento
- Resolución Ministerial N° 015-2004-MEM/DM (calificación eléctrica mínima)
- Normas INDECOPI e IEC para equipamiento eléctrico rural

Se consideraron los siguientes parámetros técnicos:

a. Caída de Tensión máxima permisible.

Tabla 3.6
Caída de tensión máxima permisible utilizada

Tipo de red	Límite según CNE-Suministro
Red primaria y secundaria urbana	$\leq 5.0 \%$
Red primaria rural	$\leq 6.0 \%$
Red secundaria rural	$\leq 7.5 \%$ (según NTCSE)
Recomendación técnica	$\leq 4.0 \%$ para cargas futuras

Fuente: *Elaboración propia.*

Nota: Aunque la NTCSE permite hasta 7.5 % en baja tensión, se sugiere un límite del 4 % como buena práctica para prevenir pérdida de eficiencia, desbalance de cargas y permitir crecimiento futuro.

b. Factor de Potencia ($\cos \phi$)

Tabla 3.7
Factor de potencia utilizada

Tipo de carga	Valor mínimo recomendado
Servicio particular	≥ 0.90
Alumbrado público	≥ 0.90
Equipamiento comunitario	≥ 0.92

Fuente: *Elaboración propia.*

Normado en CNE-Suministro: valores inferiores implican penalizaciones por energía reactiva.

c. Factor de Simultaneidad.

Tabla 3.8
Factor de simultaneidad utilizada

Tipo de carga	Factor de simultaneidad
Uso doméstico rural	0.7 – 1.0 (según densidad)
Alumbrado público	1.0
Cargas especiales	1.0

Fuente: *Elaboración propia.*

Nota técnica: Para comunidades dispersas como Q'ueros, se recomienda inicialmente un valor conservador de 1.0 ante la baja densidad y ausencia de datos históricos.

3.6.2 Calificación eléctrica para Electrificación Rural

La calificación eléctrica corresponde al valor de carga promedio por vivienda, en vatios (W), empleado para diseñar los sistemas de electrificación rural. Este valor debe cumplir con lo establecido en la:

- RM N° 015-2004-MEM/DM, que establece 200 W/vivienda como nivel de servicio mínimo aceptable.
- Guía para la Planificación de Proyectos de Electrificación Rural (MINEM, 2020)

Tabla 3.9
Calificación eléctrica utilizada

Categoría	Calificación Eléctrica (W)	Factor de Simultaneidad	Fuente normativa
Vivienda rural básica	200	1.0	RM N°015-2004-MEM/DM
Electrificación ampliada	300–500	0.8–0.9	Guía MINEM / CNE-Suministro
Vivienda con uso productivo	500–1000	0.7	Plan Bicentenario / Programas PER

Fuente: *Elaboración propia.*

Para la Nación Q'ueros se considera un valor de **200 W/vivienda**, ampliable según se incorpore usos productivos (molinos, refrigeración comunitaria, radiocomunicación, etc.).

Tabla 3.10
Calificación eléctrica para la Elaboración de Proyectos de Subsistemas de Distribución Secundaria de acuerdo a la R.D. N° 015-2004-EM/DGE

Tipo de habilitación	Sector de Distribución Típico 1 W	Sector de Distribución Típico 2 W	Sector de Distribución Típico 3 W	Sector de Distribución Típico 4 W	Sector de Distribución Típico 5 W
a) Habilitaciones de baja densidad poblacional, tipo 1 (Zonas R1-S y R1)	1 500 + 3 W/m ² hasta un máximo de 10 kW (suministro trifásico)	800 + 1 W/m ² hasta un máximo de 5 kW (suministro trifásico)	¾	¾	¾
b) Habilitaciones de baja densidad poblacional, tipo 2 (Zona R2)	1 500	800	¾	¾	¾
c) Habilitaciones de media densidad poblacional, tipo 3 (Zona R3)	1 300	700	500	¾	¾
d) Habilitaciones de media densidad poblacional, tipo 4 (Zona R4)	900 (suministro monofásico)	900 (suministro monofásico)	700 (suministro monofásico)	¾	¾
e) Habilitaciones de alta densidad poblacional, para viviendas multifamiliares	11 W/m ² del área techada total, con un mínimo de 900 W	11 W/m ² del área techada total, con un mínimo de 700 W	¾	¾	¾
f) Habilitaciones para vivienda taller (Zona I1-R)	1 000	1 000	1 000	¾	¾
g) Habilitaciones para vivienda en vías de regularización (parcial o totalmente edificadas), calificados como Centros Poblados, incluyendo agrupaciones de vivienda en zonas rurales	700 300 (*) (suministro monofásico)	300 200 (*) (suministro monofásico)	250 200 (*) (suministro monofásico)	250 200 (*) (suministro monofásico)	200 (suministro monofásico)
h) Habilitaciones para vivienda en vías de regularización (parcial o totalmente edificadas), calificados como Asentamientos Humanos Marginales o Pueblos Jóvenes	700 (suministro monofásico)	400 (suministro monofásico)	300 (suministro monofásico)	300 (suministro monofásico)	250 (suministro monofásico)
i) Habilitaciones pre-Urbana, tipos pecuarios o huertas (Zona P-U)	2 000	1 500	1 500	1 000	1 000
j) Lotizaciones para la industria elemental y complementaria de apoyo a la industria de mayor escala (Zona I1)	4 000	1 100	¾	¾	¾

Fuente: [16]

3.6.3 Análisis general de la demanda del servicio

El análisis de la demanda eléctrica permite estimar cuánta energía necesitará una comunidad (de la Nación Q'ueños) a lo largo del tiempo. Se basa en variables poblacionales, características del consumo doméstico y factores de crecimiento.

3.6.3.1 Variables Clave del Modelo

Tabla 3.11
Variables Clave del Modelo

Variable	Definición	Importancia en el modelo	Unidad de medida
Población Electrificada Actual (P_0)	Número de personas que cuentan con acceso a electricidad en el año base (por ejemplo, 2024). Es el punto de partida para proyectar la evolución de la demanda energética.	Permite definir la magnitud inicial del sistema eléctrico a proyectar.	Habitantes
Tasa de Crecimiento Anual de la Población Electrificada (r)	Porcentaje anual estimado de incremento de la población con acceso al servicio eléctrico. Se aplica sobre la población base para obtener proyecciones.	Permite modelar el crecimiento sostenido del sistema a lo largo de los años. $P_t = P_0(1 + r)^t$	Decimal (ejemplo: 0.005 equivale a 0.5%)
Habitantes por Vivienda (H/A)	Promedio de personas por unidad habitacional en la zona de estudio.	Permite estimar el número de viviendas o abonados desde la población total.	Habitantes por vivienda
Número de Abonados Domésticos (N_{ab})	Número de viviendas que cuentan con conexión eléctrica. Se obtiene dividiendo la población electrificada proyectada entre el número de habitantes por vivienda.	Clave para dimensionar el sistema de distribución y la capacidad instalada. $N_{ab} = \frac{P_t}{H/A}$	Abonados o viviendas
Consumo Promedio Anual por Vivienda (C_{dom})	Energía eléctrica que una vivienda consume en promedio en un año. Determina la demanda base por usuario.	Variable esencial para calcular la demanda total proyectada del sistema.	kWh/año
Demanda Total Anual Proyectada (D_t)	Energía total que se espera consumir en el sistema eléctrico proyectado, en base al número de abonados y su consumo medio anual.	Permite dimensionar generación, transformadores, y conductores del sistema. $D_t = N_{ab} * C_{dom}$	kWh/año
Factor de Simultaneidad (F_s)	Coeficiente que representa la probabilidad de que todos los usuarios demanden energía al mismo tiempo.	Fundamental para dimensionar correctamente la potencia demandada en punta.	Adimensional (valor entre 0 y 1)
Factor de Potencia (FP)	Relación entre potencia activa y potencia aparente del sistema. Determina la eficiencia con la que se usa la energía.	Afecta directamente las pérdidas y penalizaciones por energía reactiva.	Adimensional (valor entre 0 y 1)
Caída de Tensión Permitida ($\Delta V\%$)	Porcentaje máximo de pérdida de tensión permitida desde la subestación hasta el punto de suministro.	Garantiza la calidad del servicio eléctrico al usuario final.	Porcentaje (%)
Calificación Eléctrica por Vivienda	Potencia promedio asignada por vivienda en proyectos de electrificación rural.	Se utiliza para establecer el mínimo de servicio aceptable conforme a normativas.	Watts (W)

Fuente: [16]

3.6.3.2 Expresiones utilizadas

a) Proyección de la población electrificada

Es una fórmula de crecimiento exponencial que permite estimar cuánta población tendrá acceso al servicio eléctrico cada año, a partir de una población inicial (P_0), considerando una tasa de crecimiento anual r .

$$P_t = P_0(1 + r)^t$$

Donde:

P_t : población electrificada en el año t

P_0 : población base (2024) = 2700

r : tasa de crecimiento anual = 0.005

t : número de años desde el año base

b) Número de abonados domésticos

Calcula cuántas viviendas o abonados representan a la población estimada. Para ello, se divide la población por el promedio de personas por vivienda (habitantes por abonado).

$$N_{ab} = \frac{P_t}{H/A}$$

Se redondea al entero inferior, ya que representa viviendas.

c) Proyección de la demanda eléctrica anual

$$D_t = N_{ab} * C_{dom}$$

Donde:

D_t : demanda eléctrica estimada en el año t (en kWh/año)

N_{ab} : número de abonados domésticos

C_{dom} : consumo anual promedio por vivienda (kWh/año)

3.6.3.3 Tabla Resumida de la demanda eléctrica hasta el año 2050

Tabla 3.12
Resumen de análisis de demanda hasta el año 2050

[illegible]

3.6.4 *Análisis del mercado eléctrico para redes convencionales - calificación eléctrica*

Para determinar la calificación eléctrica se ha considerado un solo sector basado en su desarrollo socio económico y a su configuración urbana de cada una de ellas.

3.6.4.1 *Localidad tipo único*

Se trata de localidades rurales sin desarrollo urbano consolidado, donde las viviendas suelen ubicarse a lo largo de caminos, carreteras o dentro de las chacras. Presentan baja densidad poblacional ($\leq 1\ 000$ habitantes) y limitadas perspectivas de crecimiento. Para ellas se asigna una calificación de 200 W por lote.

3.6.4.2 *Alumbrado público*

La ubicación de los puntos de alumbrado público seguirá lo indicado por la Norma de la DGE para vías públicas. Se utilizarán lámparas de vapor de sodio de 50 W, añadiéndose 9,50 W por pérdidas en los equipos auxiliares.

3.6.4.3 *Oferta de potencia y energía*

El suministro de energía eléctrica para las comunidades de la Nación Q'ueros está garantizado desde la subestación Paucartambo de 3 MVA – 60/22,9 kV, con energía proveniente de la subestación de Cachimayo perteneciente al SEIN. La cual tiene las siguientes características:

En las siguientes *Tablas* se muestra los valores del cálculo de la demanda eléctrica de las 14 comunidades de la Nación Q'ueros se basa en una estimación detallada de la carga instalada y perfiles de consumo diarios. Se consideran usos residenciales, productivos y comunitarios, aplicando factores de simultaneidad y demanda máxima. Esta evaluación permite diseñar sistemas energéticos dimensionados con criterios de eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad.

Tabla 3.13
Demanda Máxima en la comunidad de Challma Chipana

CUADRO DE CARGAS CHALLMA CHIPANA											
N° de S.E.	Circ.	SERV. PARTICULAR				ALUM. PUBLI.			PÉRDIDAS DE POT. kW	SUB TOTAL kW	POTENCIA DE DISEÑO kVA
		N°	C.E.	P	I	N°	P	I			
		Lotes	kW	kW	Amp	Lámp.	kW	Amp			
	C-I	11	0	2.2	5.56	10	0.45	2.27	0.01	2.66	
	C-II	27	0	5.4	13.64	3	0.14	0.68	0.01	5.55	
TOTAL S.E. 1		38	0	7.6	19.19	13	0.59	2.95	0.02	8.21	

Fuente: *Elaboración propia.*

Tabla 3.14

Demanda Máxima en la comunidad de Chua Chua

<u>CUADRO DE CARGAS CHUA CHUA</u>											
N° de S.E.	Circ.	SERV. PARTICULAR				ALUM. PUBLI.			PÉRDIDAS	SUB	POTENCIA
		N°	C.E.	P	I	N°	P	I	DE POT.	TOTAL	DE DISEÑO
		Lotes	kW	kW	Amp	Lámp.	kW	Amp	kW	kW	kVA
2	C-I	16	2	5.2	13.13	9	0.405	2.05	0.02	5.63	25
	C-II	26	0	5.2	13.13	6	0.27	1.36	0.01	5.48	
TOTAL S.E. 2		42	2	10.4	26.26	15	0.675	3.41	0.03	11.11	

Fuente: *Elaboración propia.*

Tabla 3.15

Demanda Máxima en la comunidad de Charccapata

<u>CUADRO DE CARGAS CHARCCAPATA</u>											
N° de S.E.	Circ.	SERV. PARTICULAR				ALUM. PUBLI.			PÉRDIDAS	SUB	POTENCIA
		N°	C.E.	P	I	N°	P	I	DE POT.	TOTAL	DE DISEÑO
		Lotes	kW	kW	Amp	Lámp.	kW	Amp	kW	kW	kVA
3	C-I	21	0	4.2	10.61	7	0.315	1.59	0.01	4.53	10
	C-II	12	0	2.4	6.06	5	0.225	1.14	0.01	2.64	
TOTAL S.E. 3		33	0	6.6	16.67	12	0.54	2.73	0.02	7.16	

Fuente: *Elaboración propia.*

Tabla 3.16

Demanda Máxima en la comunidad de Ccollpa Ccucho Alta

<u>CUADRO DE CARGAS CCOLLPA CCUCHO ALTA</u>											
N° de S.E.	Circ.	SERV. PARTICULAR				ALUM. PUBLI.			PÉRDIDAS	SUB	POTENCIA
		N°	C.E.	P	I	N°	P	I	DE POT.	TOTAL	DE DISEÑO
		Lotes	kW	kW	Amp	Lámp.	kW	Amp	kW	kW	kVA
4	C-I	8	0	1.6	4.04	3	0.135	0.68	0.01	1.75	10
	C-II	13	0	2.6	6.57	4	0.18	0.91	0.01	2.79	
TOTAL S.E. 4		21	0	4.2	10.61	7	0.315	1.59	0.02	4.54	

Fuente: *Elaboración propia.*

Tabla 3.17

Demanda Máxima en la comunidad de Ccollpa Ccucho Baja (Munaytica)

<u>CUADRO DE CARGAS CCOLLPA CCUCHO BAJA(MUNAYTICA)</u>											
N° de S.E.	Circ.	SERV. PARTICULAR				ALUM. PUBLI.			PÉRDIDAS	SUB	POTENCIA
		N°	C.E.	P	I	N°	P	I	DE POT.	TOTAL	DE DISEÑO
		Lotes	kW	kW	Amp	Lámp.	kW	Amp	kW	kW	kVA
5	C-I	13	0	2.6	6.57	5	0.225	1.14	0.01	2.84	10
	C-II	13	0	2.6	6.57	4	0.18	0.91	0.01	2.79	
TOTAL S.E. 5		26	0	5.2	13.13	9	0.405	2.05	0.02	5.63	

Fuente: *Elaboración propia.*

Tabla 3.18

Demanda Máxima en la comunidad de Ccochamocco

<u>CUADRO DE CARGAS CCOCHAMOCCO</u>											
N° de S.E.	Circ.	SERV. PARTICULAR				ALUM. PUBLI.			PÉRDIDAS	SUB	POTENCIA
		N°	C.E.	P	I	N°	P	I	DE POT.	TOTAL	DE DISEÑO
		Lotes	kW	kW	Amp	Lámp.	kW	Amp	kW	kW	kVA
6	C-I	8	0	1.6	4.04	6	0.27	1.36	0.01	1.88	25
	C-II	30	2	8	20.20	8	0.36	1.82	0.01	8.37	
	C-III	7	0	1.4	3.54	2	0.09	0.45	0.02	1.51	
TOTAL S.E. 6		45	2	11	27.78	16	0.72	3.64	0.04	11.76	

Fuente: *Elaboración propia.*

Tabla 3.19

Demanda Máxima en la comunidad de Marcachia I

<u>CUADRO DE CARGAS MARCACHIA I</u>											
N° de S.E.	Circ.	SERV. PARTICULAR				ALUM. PUBLI.			PÉRDIDAS	SUB	POTENCIA
		N°	C.E.	P	I	N°	P	I	DE POT.	TOTAL	DE DISEÑO
		Lotes	kW	kW	Amp	Lámp.	kW	Amp	kW	kW	kVA
7	C-I	27	2	7.4	18.69	10	0.45	2.27	0.02	7.87	25
	C-II	11	0	2.2	5.56	4	0.18	0.91	0.02	2.40	
TOTAL S.E. 7		38	2	9.6	24.24	14	0.63	3.18	0.04	10.27	

Fuente: *Elaboración propia.*

Tabla 3.20

Demanda Máxima en la comunidad de Marcachia II

<u>CUADRO DE CARGAS MARCACHIA II</u>											
N° de S.E.	Circ.	SERV. PARTICULAR				ALUM. PUBLI.			PÉRDIDAS DE POT. kW	SUB TOTAL kW	POTENCIA DE DISEÑO kVA
		N°	C.E.	P	I	N°	P	I			
		Lotes	kW	kW	Amp	Lámp.	kW	Amp			
8	C-I	15	0	3	7.58	5	0.225	1.14	0.02	3.25	10
	C-II	19	0	3.8	9.60	7	0.315	1.59	0.02	4.14	
TOTAL S.E. 8		34	0	6.8	17.17	12	0.54	2.73	0.04	7.38	

Fuente: *Elaboración propia.*

Tabla 3.21

Demanda Máxima en la comunidad de Ccoloyoc

<u>CUADRO DE CARGAS CCOLOYOC</u>											
N° de S.E.	Circ.	SERV. PARTICULAR				ALUM. PUBLI.			PÉRDIDAS DE POT. kW	SUB TOTAL kW	POTENCIA DE DISEÑO kVA
		N°	C.E.	P	I	N°	P	I			
		Lotes	kW	kW	Amp	Lámp.	kW	Amp			
9	C-I	7	1	2.4	6.06	6	0.27	1.36	0.01	2.68	15
	C-II	16	1	4.2	10.61	5	0.23	1.14	0.01	4.44	
	C-III	13	1	3.6	9.09	3	0.14	0.68	0.01	3.75	
TOTAL S.E. 9		36	3	10.2	25.76	14	0.63	3.18	0.03	10.86	

Fuente: *Elaboración propia.*

Tabla 3.22

Demanda Máxima en la comunidad de Tandaña

<u>CUADRO DE CARGAS TANDAÑA</u>											
N° de S.E.	Circ.	SERV. PARTICULAR				ALUM. PUBLI.			PÉRDIDAS DE POT. kW	SUB TOTAL kW	POTENCIA DE DISEÑO kVA
		N°	C.E.	P	I	N°	P	I			
		Lotes	kW	kW	Amp	Lámp.	kW	Amp			
10	C-I	13	1	3.6	9.09	7	0.32	1.59	0.01	3.93	10
	C-II	8	0	1.6	4.04	3	0.14	0.68	0.01	1.75	
	C-III	12	0	2.4	6.06	2	0.09	0.45	0.01	2.50	
TOTAL S.E. 10		33	1	7.6	19.19	12	0.54	2.73	0.03	8.17	

Fuente: *Elaboración propia.*

Tabla 3.23*Demanda Máxima en la comunidad de Quiko Grande*

<u>CUADRO DE CARGAS QUIKO GRANDE</u>											
N° de S.E.	Circ.	SERV. PARTICULAR				ALUM. PUBLI.			PÉRDIDAS	SUB	POTENCIA
		N°	C.E.	P	I	N°	P	I	DE POT.	TOTAL	DE DISEÑO
		Lotes	kW	kW	Amp	Lámp.	kW	Amp	kW	kW	kVA
11	C-I	24	0	4.8	12.12	6	0.27	1.36	0.02	5.09	37.5
	C-II	43	3	11.6	29.29	18	0.81	4.09	0.02	12.43	
	C-III	28	0	5.6	14.14	10	0.45	2.27	0.03	6.08	
TOTAL S.E. 11		95	3	22	55.56	34	1.53	7.73	0.07	23.60	

Fuente: *Elaboración propia.***Tabla 3.24***Demanda Máxima en la comunidad de Quiko Chico*

<u>CUADRO DE CARGAS QUIKO CHICO</u>											
N° de S.E.	Circ.	SERV. PARTICULAR				ALUM. PUBLI.			PÉRDIDAS	SUB	POTENCIA
		N°	C.E.	P	I	N°	P	I	DE POT.	TOTAL	DE DISEÑO
		Lotes	kW	kW	Amp	Lámp.	kW	Amp	kW	kW	kVA
12	C-I	10	0	2	5.05	6	0.27	1.36	0.01	2.28	10
	C-II	16	0	3.2	8.08	3	0.14	0.68	0.01	3.35	
TOTAL S.E. 12		26	0	5.2	13.13	9	0.41	2.05	0.02	5.63	

Fuente: *Elaboración propia.***Tabla 3.25***Demanda Máxima en la comunidad de Japu*

<u>CUADRO DE CARGAS JAPU</u>											
N° de S.E.	Circ.	SERV. PARTICULAR				ALUM. PUBLI.			PÉRDIDAS	SUB	POTENCIA
		N°	C.E.	P	I	N°	P	I	DE POT.	TOTAL	DE DISEÑO
		Lotes	kW	kW	Amp	Lámp.	kW	Amp	kW	kW	kVA
13	C-I	28	2	7.6	19.19	9	0.41	2.05	0.01	8.02	25
	C-II	10	0	2	5.05	5	0.23	1.14	0.02	2.25	
TOTAL S.E. 13		38	2	9.6	24.24	14	0.63	3.18	0.03	10.26	

Fuente: *Elaboración propia.*

Tabla 3.26
Demanda Máxima en la comunidad de Yanaruma

<u>CUADRO DE CARGAS YANARUMA</u>											
N° de S.E.	Circ.	SERV. PARTICULAR				ALUM. PUBLI.			PÉRDIDAS	SUB	POTENCIA
		N°	C.E.	P	I	N°	P	I	DE POT.	TOTAL	DE DISEÑO
		Lotes	kW	kW	Amp	Lámp.	kW	Amp	kW	kW	kVA
14	C-I	7	1	2.4	6.06	3	0.14	0.68	0.01	2.55	10
	C-II	12	0	2.4	6.06	4	0.18	0.91	0.01	2.59	
TOTAL S.E. 14		19	1	4.8	12.12	7	0.32	1.59	0.02	5.14	

Fuente: *Elaboración propia.*

Tabla 3.27
Sumatoria total de la Demanda Máxima de las 14 comunidades beneficiadas

<u>SUMATORIA TOTAL DE CARGAS</u>											
N° de S.E.	Nro Circuitos	SERV. PARTICULAR				ALUM. PUBLI.			PÉRDIDAS	SUB	POTENCIA
		N° Lotes	C.E. kW	P kW	I Amp	N° Lámp.	P kW	I Amp	DE POT. kW	TOTAL kW	DE DISEÑO kVA
1	2	38	0	7.60	19.19	13	0.59	2.95	0.02	8.21	10.00
2	2	42	2	10.40	26.26	15	0.68	3.41	0.03	11.11	25.00
3	2	33	0	6.60	16.67	12	0.54	2.73	0.02	7.16	10.00
4	2	21	0	4.20	10.61	7	0.32	1.59	0.02	4.54	10.00
5	2	26	0	5.20	13.13	9	0.41	2.05	0.02	5.63	10.00
6	2	45	2	11.00	27.78	16	0.72	3.64	0.04	11.76	15.00
7	2	38	2	9.60	24.24	14	0.63	3.18	0.04	10.27	25.00
8	2	34	0	6.80	17.17	12	0.54	2.73	0.03	7.38	10.00
9	2	36	3	10.20	25.76	14	0.63	3.18	0.03	10.86	15.00
10	2	33	1	7.60	19.19	12	0.54	2.73	0.07	8.17	10.00
11	2	95	3	22.00	55.56	34	1.53	7.73	0.02	23.60	37.50
12	2	26	0	5.20	13.13	9	0.41	2.05	0.03	5.63	10.00
13	2	38	2	9.60	24.24	14	0.63	3.18	0.02	10.26	25.00
14	2	19	1	4.80	12.12	7	0.32	1.59	0.02	5.14	10.00
TOTAL S.E.		524	16	120.80	305.05	188	8.46	42.73	0.39	129.69	

Fuente: *Elaboración propia.*

En los sectores que se presenta mayor tendencia al crecimiento poblacional, se considera una potencia con reserva para cubrir la demanda futura, que se estima su crecimiento en el mediano plazo.

Capítulo IV

Alternativas de suministro eléctrico para el lugar en

Estudio

Una vez definidas las demandas de energía eléctrica y las condiciones generales que regulan la planificación es necesario plantear las alternativas de suministro de energía que pueda abastecerlas, a fin de escoger la alternativa social, económica y técnica que permita abastecer el suministro de energía eléctrica y tenemos las siguientes alternativas:

4.1 Suministro eléctrico mediante la extensión de la red de distribución

4.1.1 Ubicación Técnica

El proyecto contempla la electrificación de 14 sectores distribuidos en 5 comunidades del distrito de Paucartambo, Cusco, dentro del programa regional de Ampliación de Frontera Eléctrica. Su propósito esencial es implementar la infraestructura necesaria para mejorar la calidad de vida de la población y fortalecer el desarrollo económico y social, aplicando los principios del Sistema Económicamente Adaptado, y corresponde a:

- OBRA : Sistema Distribución Primaria y Secundaria
- ZONA : Baja Densidad
- SECTOR TÍPICO : VI

4.1.2 Descripción del sistema eléctrico cercano a la zona de estudio

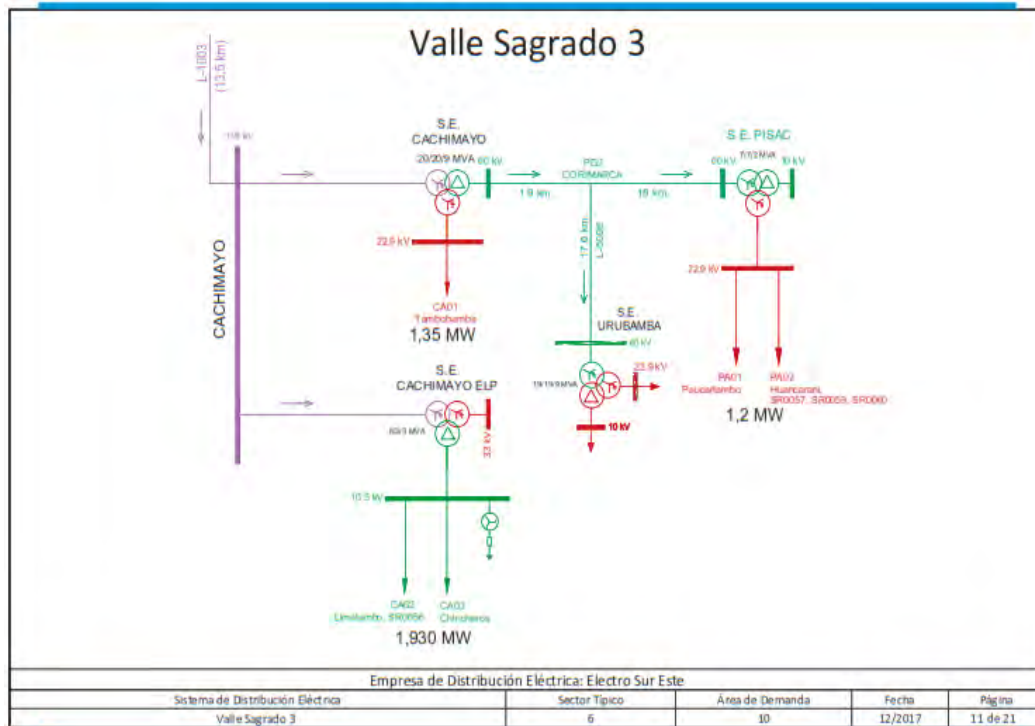
El estudio considera como alcance del sistema eléctrico el tramo comprendido entre el Valle Sagrado 3 y la subestación Paucartambo, junto con los alimentadores de media tensión PA-01 y PA-02. Seguidamente se presenta su descripción.

Tabla 4.1
Características de Sistema Eléctrico en estudio propuesto

Sistema de Distribución Eléctrica	Sector Típico	Barra de Referencia	Tension kV	Area de demanda	ST	SED	Clientes
Valle Sagrado 3	6	Cachimayo	138	10	4	707	31,602

Fuente: *Elaboración propia.*

Figura 4.1 Diagrama unifilar Valle Sagrado 3

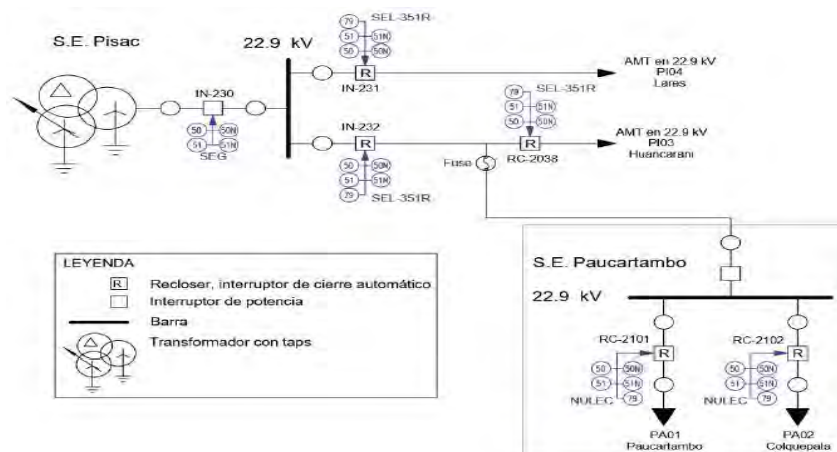


Fuente: Base de datos GIS ELSE

4.1.3 Subestación eléctrica Paucartambo

La S.E. Paucartambo en la **Figura 4.2** funciona como una subestación de maniobra o seccionamiento de circuitos, ya que no cuenta con transformadores de potencia que permitan reducir la tensión de AT a MT. Esta instalación recibe energía desde la S.E. Pisac mediante una línea de 22,9 kV (antigua línea de 60 kV) que ingresa a un seccionador y luego a un interruptor de potencia utilizado únicamente para maniobras manuales, conectado finalmente a la barra de 22,9 kV.

Figura 4.2 Diagrama unifilar de la S.E. Paucartambo



Fuente: Base de datos GIS ELSE

Figura 4.3 S.E. Paucartambo. Barra de 22.9 Kv y salidas PA-01 y PA-02.



Fuente: Propia

4.1.4 Alimentador de MT Paucartambo 01 (PA-01)

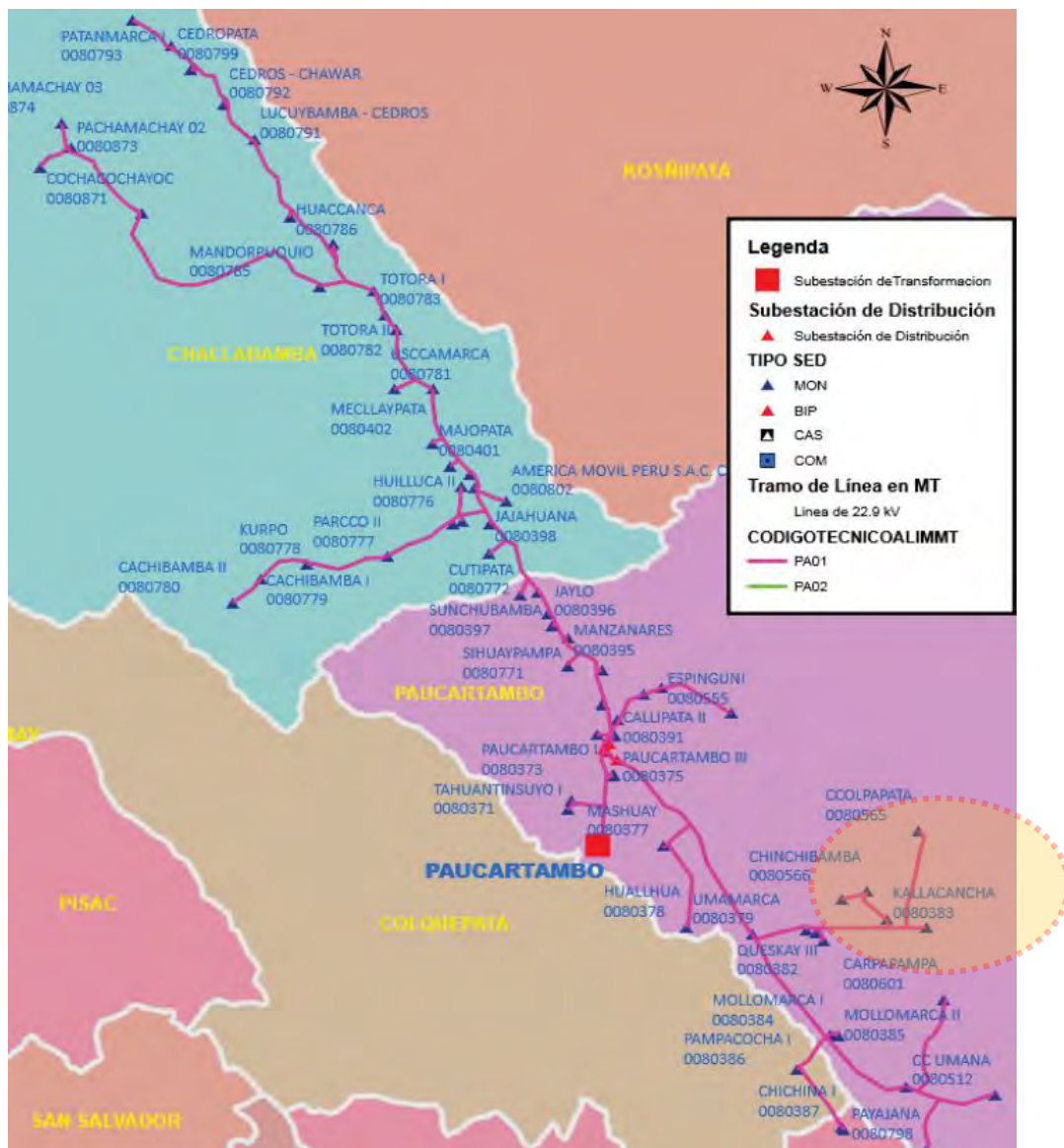
El alimentador PA-01 se origina en la S.E. Paucartambo, tal como se aprecia en la **Figura 4.3**. Su trazado es completamente aéreo y radial, pues la única fuente de suministro proviene de dicha subestación. Abastece de energía a los distritos de Paucartambo, Challabamba y a diversas comunidades, contando con 75 subestaciones de distribución. La red presenta dos ramales principales: uno hacia Challabamba y otro hacia las comunidades del distrito de Paucartambo.

- Derivación Challabamba: Más del 60 % del alimentador PA-01 está representado por este tramo, el cual provee electricidad al centro poblado de Paucartambo y al distrito de Challabamba con sus comunidades. Durante su trayecto presenta diversas ramificaciones, siendo las principales:
 - o Derivación Callipata
 - o Derivación Cachibamba
 - o Derivación Pachamachay y
 - o Derivación Patanmarca
- Derivación Paucartambo (Comunidades): La red abastece a las comunidades del distrito de Paucartambo y se compone de una línea principal con varias ramificaciones:
 - o Derivación Kallacancha
 - o Derivación Mollamarca

El sistema eléctrico proyectado se interconectará a la barra de 22,9 kV de la Subestación Paucartambo, con una capacidad instalada de 3 MVA, conectada al SEIN. Desde esta barra se derivan dos alimentadores principales, destacando el PA-01, que abastece a las localidades de

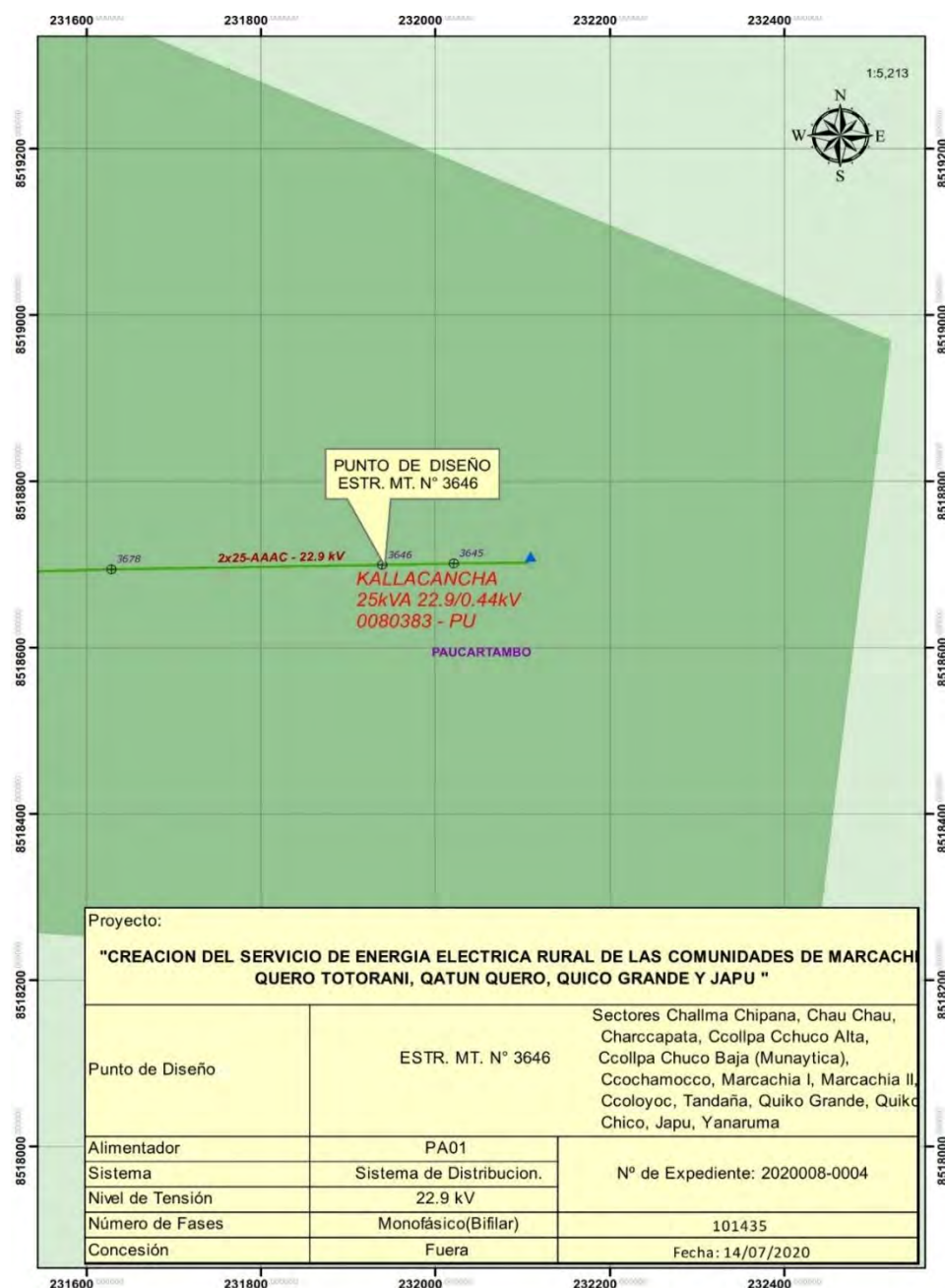
Paucartambo, Huancarani y Salvación, con una demanda estimada de 0,95 MW. La derivación Kallacancha, perteneciente a este alimentador, representa el punto de suministro eléctrico más próximo a las comunidades de la Nación Q'ueros, con una distancia promedio de 21 km. Esta derivación cuenta actualmente con una subestación de distribución de 25 kVA que atiende a 126 usuarios, reflejando una electrificación básica en la zona. Sin embargo, debido a su condición de línea completamente radial y limitada capacidad, se identifican posibles deficiencias en la calidad del suministro, especialmente ante un aumento de carga. Por ello, se recomienda considerar refuerzos estructurales o nuevas subestaciones para garantizar un servicio eficiente y continuo en las futuras ampliaciones.

Figura 4.4 Alimentador de MT Paucartambo 01, PA-01.



Fuente: ArcGis ELSE

Figura 4.5 Plano de fijación de Punto de Diseño.



Fuente: GIS ELSE

4.1.4.1 Descripción de subestación Kallacancha

La SED Kallacancha representa una infraestructura crítica para la expansión de la frontera eléctrica en la zona. Su proximidad a la Nación Q'ueros y su ubicación en el trayecto del alimentador PA-01 la convierten en un punto técnico de conexión ideal para el desarrollo de soluciones de electrificación convencionales. No obstante, dadas sus limitaciones de capacidad y la naturaleza del sistema (radial, sin redundancia), es recomendable evaluar su reforzamiento y posible repotenciación para soportar una nueva carga vinculada a comunidades adicionales.

Tabla 4.2
Datos técnicos SED Kallacancha

CÓDIGO SUCURSAL	8
NOMBRE SED	KALLACANCHA
CÓDIGO TIPO SED	MON
COD. PROPIETARIO ENTIDAD ELECT.	PU
CÓDIGO TÉCNICO SET	PA
CÓDIGO TÉCNICO ALIM MT	PA01
FECHA INSTALACIÓN ENTIDAD	08/04/2014
CANTIDAD CLIENTES	126
CANTIDAD LÁMPARAS	0
ETIQUETA	25kVA 22.9/0.44kV
CÓDIGO SED	ESE008SED000383
ETIQUETA ARMADO	ABV5
CONSUMO ENERGÍA	5666
CONSUMO ENERGÍA PROMEDIO	4962.204

Fuente: GIS ELSE

4.1.5 Descripción de último nodo de media tensión

El último nodo de media tensión identificado en el alimentador PA-01, correspondiente a la red eléctrica de la Subestación Paucartambo, es un punto clave de final de línea en el sistema de distribución eléctrica de la zona. Este nodo representa el límite actual de expansión de la red convencional hacia el este del distrito de Paucartambo, siendo relevante para evaluar su posible prolongación hacia las comunidades de la Nación Q'ueeros.

- La estructura MABBV1 indica una configuración típica de final de línea con aisladores para derivaciones o proyecciones futuras.
- Este nodo no cuenta con seccionadores ni elementos de protección automatizada, lo cual refuerza la condición radial sin respaldo del sistema.
- Se encuentra en un estado de capacidad límite, ya que su prolongación dependería del análisis de caída de tensión, carga máxima admisible y distancia total.

Tabla 4.3
Datos técnicos ultimo nodo MT

CÓDIGO SUCURSAL	8
CÓDIGO TÉCNICO SET	PA
CÓDIGO TÉCNICO ALIM. MT	PA01
CÓDIGO NODO MT	ESE008NMT003645
CÓDIGO OBRA	200708008005.00
FECHA INSTALACIÓN ENTIDAD	06/08/2003
ETIQUETA	Madera 12/5D
ETIQUETA ARMADO	MABBV1

4.1.6 Descripción de línea en media tensión

- **Tipo de Conductor:** El conductor AAAC (Aluminium Alloy Conductor) de 25 mm², usado en doble circuito (2x25 mm²), es adecuado para redes rurales por su buena relación entre resistencia mecánica, peso reducido y menor corrosión, especialmente en zonas con alta humedad como la ceja de selva cusqueña.
- **Configuración de línea aérea:** La línea es aérea monofásica o trifásica (según tramo), montada sobre postes de madera y estructuras tipo V o cruceta horizontal.
- **Radialidad del sistema:** El alimentador es completamente radial, sin anillos ni respaldo.
- **Longitud estimada:** El tramo más cercano a la Nación Q'ueos, desde la derivación Kallacancha, se encuentra a una distancia promedio de 21 km hacia las comunidades objetivo.

Tabla 4.4

Datos técnicos línea MT

CÓDIGO SUCURSAL	8
CÓDIGO TÉCNICO SET	PA
CÓDIGO TÉCNICO ALIM. MT	PA01
CÓDIGO TRAMO LÍNEA MT	ESE008TMT001484
FECHA INSTALACIÓN ENTIDAD	18/02/2015
COD. PROPIETARIO ENTIDAD ELECT.	PU
ETIQUETA	AAAC-2x25 mm ²
CÓDIGO SERVIDUMBRE	EN TRAMITE
TENSIÓN NOMINAL	22.9

Fuente: GIS ELSE

4.2 Suministro eléctrico con sistemas solares fotovoltaico

4.2.1 Introducción

La energía solar fotovoltaica constituye una de las tecnologías de generación eléctrica renovable con mayor crecimiento a nivel global, gracias a su sostenibilidad, modularidad, escalabilidad y capacidad de adaptación a diversos entornos. Este desarrollo ha sido impulsado por la mejora en la eficiencia de los componentes y la progresiva reducción de los costos de implementación.

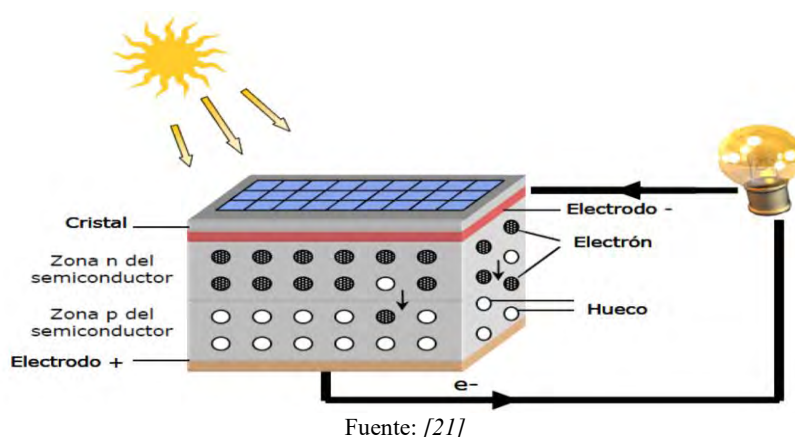
Una de las ventajas más significativas de esta tecnología es su carácter no invasivo, ya que no requiere modificaciones estructurales complejas para su instalación, permitiendo una integración ágil incluso en zonas de difícil acceso. Por estas razones, la energía solar fotovoltaica representa una alternativa técnica viable y ambientalmente amigable para la electrificación de comunidades rurales dispersas como la Nación Q'ueros, donde las condiciones geográficas, climáticas y socioeconómicas demandan soluciones descentralizadas, autónomas y resilientes.

4.2.2 *Energía solar fotovoltaica*

La energía solar es una forma de radiación electromagnética emitida por el Sol como resultado de reacciones nucleares de fusión. Esta radiación, al incidir sobre materiales semiconductores (típicamente silicio) genera una corriente eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Este fenómeno físico se basa en la liberación de electrones al recibir energía de los fotones, generando así corriente continua (DC).

Los sistemas fotovoltaicos están formados por módulos que agrupan múltiples celdas solares. Estos módulos convierten la radiación solar en electricidad, que puede ser almacenada en baterías, regulada por controladores de carga y transformada en corriente alterna (AC) a través de inversores, permitiendo su uso tanto en sistemas autónomos como en aquellos conectados a red.

Figura 4.6 *La celda fotovoltaica y el efecto fotovoltaico.*

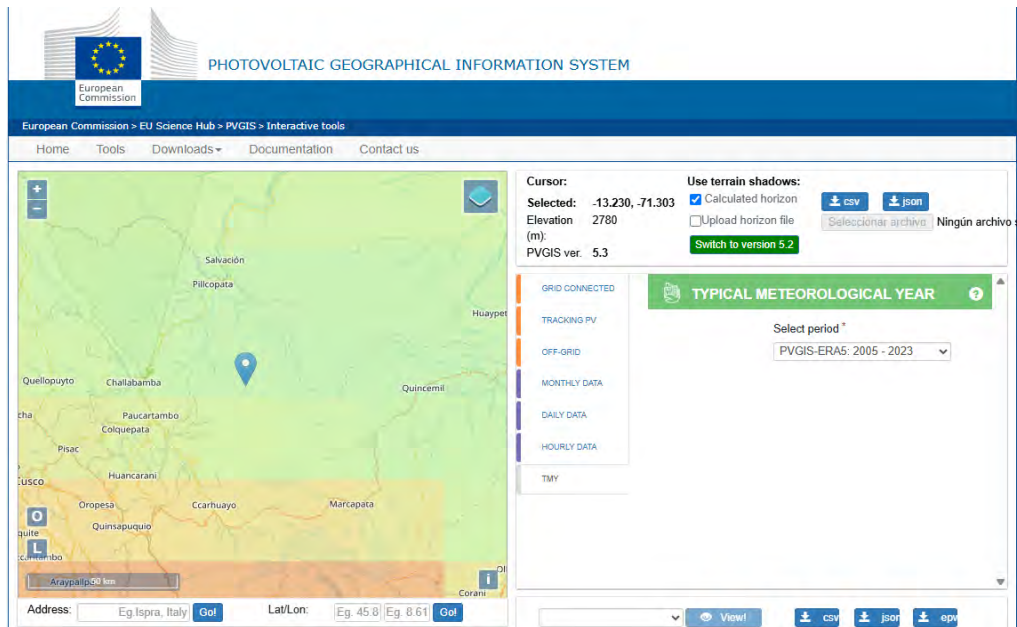


4.2.3 *Estimación de potencial solar con PVGIS*

Para evaluar la viabilidad técnica de la implementación de sistemas solares fotovoltaicos en la Nación Q'ueros, se utilizó el sistema PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), desarrollado por el Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea. Esta

herramienta permite estimar con alta precisión el recurso solar disponible mediante modelos numéricos, datos satelitales y bases de datos climatológicas históricas.

Figura 4.7 Calculadora de energía solar PVGIS.



Fuente: Elaboración propia en PVGIS

Entre los parámetros obtenidos se incluyen:

- **H(h)_m:** Irradiación en plano horizontal ($kWh/m^2/mes$)
- **H(i_opt)_m:** Irradiación en plano inclinado óptimamente ($kWh/m^2/mes$)
- **Hb(n)_m:** Irradiación mensual del haz directo sobre un plano siempre perpendicular a los rayos solares ($kWh/m^2/mes$)
- **Kd:** Relación de irradiación difusa a global (-)
- **T2m:** Promedio de temperatura del aire a 2 metros durante 24 horas ($^{\circ}C$)

Estos datos permiten dimensionar con mayor precisión los sistemas, considerando factores como la orientación e inclinación óptima de los módulos, pérdidas térmicas, y características del sitio.

Tabla 4.5
Data de irradiación solar mensual en la provincia de Paucartambo

mes	H(h)_m	H(i_opt)_m	Hb(n)_m	Kd	T2m
Jan	140.85	131.55	92.09	0.5	9.8
Feb	126.14	122.12	82.92	0.49	9.4
Mar	129.13	130.07	88.61	0.49	9.1
Apr	140.69	151.42	131.9	0.35	9.3
May	121.42	137.49	124.93	0.35	8.1
Jun	109.1	127.28	122.28	0.33	7.2

Jul	128.23	148.41	144.25	0.3	7.9
Aug	145.36	159.99	149.28	0.31	7.7
Sep	142.36	147.52	119.7	0.38	8.2
Oct	151.65	148.85	118.63	0.4	8.9
Nov	172.16	159.77	158.84	0.32	8.9
Dec	148.61	137.15	107.73	0.45	8.8

Fuente: *Elaboración propia en PvGIS*

El análisis de la **Tabla 4.5** muestra que la provincia de Paucartambo presenta un recurso solar favorable durante todo el año, con variaciones estacionales moderadas. La mayor irradiación sobre el plano inclinado óptimo y las bajas temperaturas propias de la zona altoandina favorecen el desempeño de los sistemas fotovoltaicos, confirmando su factibilidad técnica en la zona de estudio.

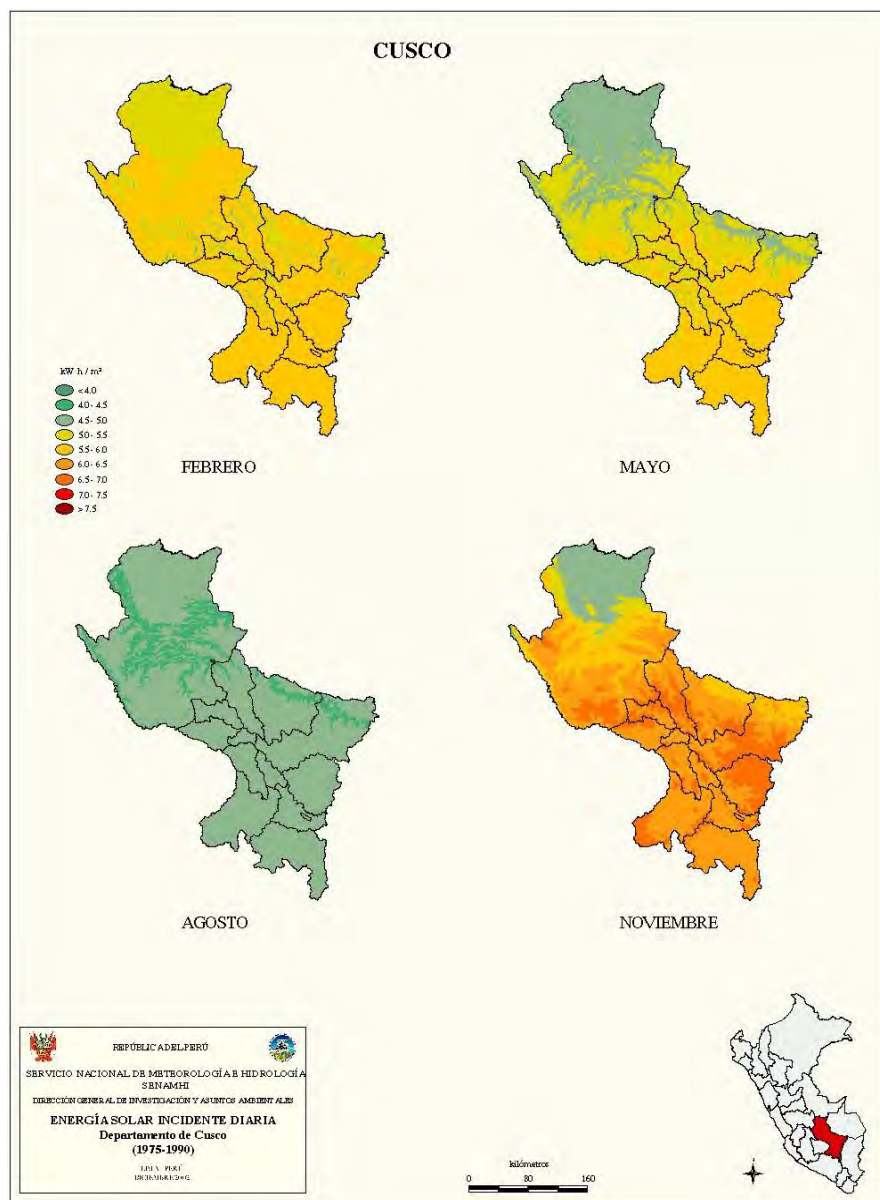
Figura 4.8 *Mapa de Potencial eléctrico Fotovoltaico.*



Fuente: *SENAMHI*

La **Figura 4.8** evidencia que la región sur andina del Perú, donde se ubica la provincia de Paucartambo, presenta un potencial fotovoltaico favorable. Este comportamiento confirma la disponibilidad del recurso solar y respalda técnicamente la evaluación de la energía solar como alternativa de suministro eléctrico en la zona de estudio

Figura 4.9 Energía solar incidente diaria del departamento del Cusco.



Fuente: SENAMHI

La **Figura 4.9** evidencia la variación estacional de la energía solar incidente diaria en el departamento del Cusco, con mayores valores durante los meses de verano y menores en la estación seca. No obstante, el recurso solar disponible resulta suficiente para el aprovechamiento de sistemas fotovoltaicos en la región.

4.2.4 Disponibilidad de datos y correlaciones entre ellos

En la región Cusco, la disponibilidad de datos de radiación solar es limitada, fragmentada y mayormente restringida a promedios mensuales o anuales de radiación global. Para aplicaciones solares como sistemas fotovoltaicos, secadores solares, invernaderos o colectores de concentración, es fundamental contar con información detallada de radiación global, difusa y directa.

Cuando no se dispone de datos locales, se recurre a interpolaciones entre estaciones meteorológicas cercanas. Sin embargo, esta técnica solo es válida si no existen fuertes variaciones geográficas o climáticas. En zonas andinas, las diferencias entre valles y cumbres pueden invalidar esta aproximación.

Una alternativa viable es construir un “año típico” a partir de registros representativos de distintos años. Bajo este enfoque, se han evaluado datos diarios, mensuales y anuales de estaciones meteorológicas relevantes para este estudio.

4.2.4.1 Radiación global extraterrestre (H_0)

Es la cantidad de radiación solar incidente en una superficie horizontal considerando ausencia de atmósfera, y es representado en la siguiente ecuación:

$$H_0 = \int_{\omega_0}^{\omega_t} I_0 * \cos\theta dt \quad [J/m^2] \quad (1)$$

Donde:

H_0 : Energía solar extraterrestre incidente sobre una superficie horizontal.

I_0 : Irradiancia solar extraterrestre.

θ : Ángulo de incidencia de la radiación solar.

t : Tiempo de integración.

ω_0 : Ángulo horario al inicio del periodo considerado.

ω_t : Ángulo horario al final del periodo considerado.

4.2.4.2 Radiación global, directa y difusa

En su trayecto es parcialmente absorbida, reflejada y difundida por la atmósfera, siendo la directa (H_b), la difusa (H_d) y la global (H_h), representado en la siguiente expresión:

$$H_h = H_d + H_b \quad (2)$$

Donde:

H_h : Irradiación solar global sobre una superficie horizontal.

H_d : Irradiación solar difusa sobre una superficie horizontal.

H_b : Irradiación solar directa sobre una superficie horizontal.

4.2.4.3 Correlaciones entre valores medios mensuales de radiación global y difusa

Con frecuencia solo se cuenta con promedios mensuales o anuales de radiación global en un plano horizontal. De manera similar, para los valores diarios, se establece una correlación entre K_d y K_t , definidos de la siguiente forma:

$$K_t = \frac{H_h}{H_0} \quad K_d = \frac{H_d}{H_h} \quad (3)$$

Donde:

K_t : Índice de claridad atmosférica.

H_h : Irradiación solar global sobre superficie horizontal.

H_0 : Irradiación solar extraterrestre sobre superficie horizontal.

K_d : Fracción o índice de irradiación difusa.

H_d : Irradiación solar difusa sobre superficie horizontal.

H_0 se calcula para el día central del período en que se quiere establecer la media.

4.2.5 Cálculo de radiación global a partir de los datos de horas de sol

A nivel global, el dato más común disponible es la cantidad de horas de sol; además de H_h , se mide con frecuencia la fracción de horas de sol i . El uso conjunto de estos parámetros permite derivar correlaciones entre K_t e i , las cuales dependen de la localización pero pueden aplicarse en lugares de condiciones semejantes. Se expresan con la forma:

$$K_t = u + vi \quad (4)$$

Donde:

K_t : Índice de claridad atmosférica.

u : Constante empírica del modelo.

v : Coeficiente empírico del modelo.

i : Variable independiente asociada a las condiciones atmosféricas.

4.2.6 Estación meteorológica Paucartambo

La estación de Paucartambo ofrece datos valiosos de radiación solar global y temperatura, esenciales para dimensionar sistemas fotovoltaicos. No obstante, la cobertura limitada en ciertos meses y los efectos de microclimas altoandinos hacen recomendable complementar con vectores interpolados (como PVGIS o Atlas Solar Perú). Esto mejora la precisión en el diseño de sistemas adaptados a las condiciones específicas de la Nación Q'ueros.

Tabla 4.6

Data técnica de estación meteorológica de Paucartambo

Indicador	Valor / Detalle
Ubicación	Distrito y provincia de Paucartambo, Cusco
Coordenadas	Latitud: -13.32 ° S · Longitud: -71.59 ° O
Altitud	Aproximadamente 2,900 msnm
Sensor principal	Piranómetro (radiación global)
Instrumentos asociados	Termómetro (temperatura), heliógrafo (sol)
Periodo de registro	2–5 años (según registros disponibles)
Radiación global promedio	5.0 kWh/m ² /día (promedio anual estimado)
Radiación global mensual	Entre 4.0 y 6.0 kWh/m ² /día (estacional)
Radiación difusa estimada	Kd ≈ 0.35–0.50 (varía por temporada)
Temperatura media diaria (24 h)	8–12 °C
Disponibilidad de datos	Parcial, con lagunas en períodos lluviosos
Limitaciones	Cobertura intermitente según estaciones secas/húmedas
Utilidad técnica	Óptima para estimaciones regionales; requiere interpolación con otras estaciones para ajuste local

Fuente: *Elaboración propia con PVGIS*

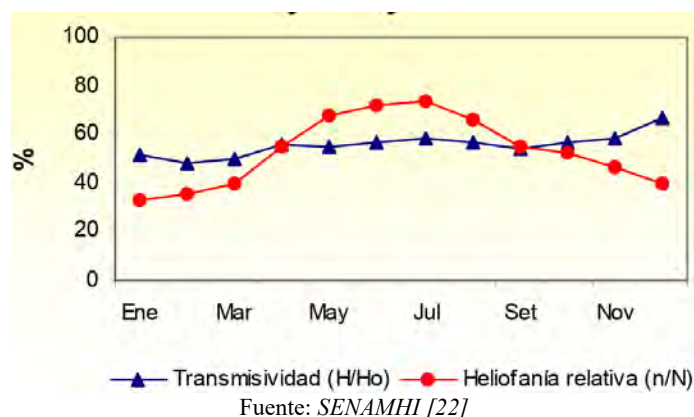
Tabla 4.7

Indicadores de radiación y soluble en Paucartambo

Mes	H(h) (kWh/m ² /día)	t = H/Ho	n/N (heliofanía)	Kd (difusa/fracción global)	T _{am} (°C)
Ene	4.5	0.40	0.50	0.45	10
Feb	4.6	0.42	0.52	0.43	9.8
Mar	4.8	0.44	0.55	0.40	9.5
Abr	5.1	0.47	0.58	0.35	9.3
May	5.3	0.49	0.60	0.33	9
Jun	5.5	0.51	0.62	0.30	8.7
Jul	5.4	0.50	0.61	0.32	8.8
Ago	5.3	0.49	0.60	0.34	8.9
Sep	5.1	0.47	0.58	0.36	9.1
Oct	5.0	0.46	0.56	0.38	9.3
Nov	4.8	0.44	0.54	0.40	9.4
Dic	4.6	0.42	0.52	0.42	9.6

Fuente: *Elaboración propia con PVGIS*

Figura 4.10 Radiación solar mensual de estación meteorológica Paucartambo - Cusco



La **Figura 4.10** presenta la variación mensual de la radiación solar registrada en la estación meteorológica Kayra – Cusco, evidenciando un comportamiento estacional definido. Se observa una correspondencia entre la transmisividad atmosférica (H/H_0) y la heliofanía relativa (n/N), la cual representa la relación entre las horas reales de brillo solar y las horas máximas posibles de insolación. Los mayores valores se registran durante los meses de estación seca, mientras que los menores corresponden a periodos de mayor nubosidad, confirmando la influencia de las condiciones atmosféricas en la disponibilidad del recurso solar.

4.2.7 Consistencia entre datos satelitales (PVGIS) y registros locales en Paucartambo

El análisis comparativo entre los datos satelitales proporcionados por PVGIS en la **Tabla 4.7** [23] y los registros históricos de la estación meteorológica de Paucartambo **Figura 4.10** [22] revela una adecuada correlación técnica, especialmente en los valores de irradiación global media mensual. Ambos conjuntos muestran un comportamiento estacional similar, con máximos en los meses de mayor heliofanía relativa (julio-agosto) y mínimos durante la época húmeda (enero-marzo). Las diferencias encontradas —en el orden del ± 5 al 10%— pueden atribuirse a variaciones microclimáticas, altitudinales y limitaciones propias del modelado satelital o de los instrumentos de medición in situ.

Asimismo, parámetros como la transmisividad atmosférica (K_t) y la heliofanía relativa permiten confirmar que las condiciones locales concuerdan con los perfiles irradianes estimados por PVGIS. Esta validación cruzada respalda la aplicabilidad del recurso solar en Paucartambo y, por extensión, en zonas adyacentes como la Nación Q'ueiros. En consecuencia, los datos obtenidos

vía PVGIS son técnicamente confiables para el dimensionamiento preliminar de sistemas fotovoltaicos en áreas rurales donde los datos instrumentales locales son escasos o discontinuos.

4.2.8 Sistema solar fotovoltaico

Un sistema solar fotovoltaico convierte la radiación solar en energía eléctrica mediante paneles solares y dispositivos auxiliares, permitiendo un suministro autónomo y sostenible, ideal para zonas rurales.

4.2.8.1 Funcionamiento del sistema solar fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico funciona convirtiendo la radiación solar en electricidad aprovechable. El proceso inicia cuando la luz solar impacta en los módulos solares, compuestos por celdas semiconductoras que transforman directamente la radiación en corriente continua (DC) mediante el efecto fotovoltaico. La energía producida se conduce a un regulador de carga, encargado de controlar el flujo hacia las baterías, evitando sobrecargas o descargas excesivas. Dichas baterías almacenan la energía para emplearla durante la noche, días nublados o en momentos de baja generación. Cuando las cargas del sistema funcionan en corriente directa, se alimentan directamente desde los paneles o las baterías; si requieren corriente alterna (AC), la electricidad pasa a través de un inversor que convierte la corriente continua en alterna, apta para equipos y electrodomésticos comunes.

Componentes principales del sistema:

- Módulos fotovoltaicos
- Controlador de carga
- Banco de baterías
- Inversor de corriente
- Cargas o receptores eléctricos

Este tipo de sistema resulta ideal para electrificación en zonas rurales aisladas como la Nación Q'ueiros.

Figura 4.11 Componentes de un sistema solar fotovoltaico



Fuente: [24]

En instalaciones fotovoltaicas de pequeña escala, además de los componentes principales del sistema, es habitual incorporar fusibles o protecciones eléctricas para salvaguardar los equipos frente a sobrecorrientes o cortocircuitos, garantizando así la seguridad y la integridad del sistema.

4.2.8.2 Módulo o Panel Fotovoltaico

La transformación directa de la energía solar en electricidad se realiza en los módulos fotovoltaicos o paneles solares. Estos están conformados por celdas fotovoltaicas interconectadas y encapsuladas en una estructura laminada, protegida en la parte frontal por vidrio templado y reforzada con un marco, usualmente de aluminio anodizado, que les brinda resistencia y soporte mecánico.

Figura 4.12 Módulo o panel fotovoltaico



Fuente: [25]

La celda fotovoltaica constituye el componente esencial del módulo, ya que capta la radiación solar y la convierte en corriente continua (DC) mediante el efecto fotovoltaico. Este fenómeno se produce cuando la luz incide sobre materiales semiconductores, generando pares

electrón-hueco. El silicio cristalino, en sus formas mono y policristalina, es el material más empleado por su eficiencia y disponibilidad. Los módulos fotovoltaicos suelen alcanzar rendimientos entre 17 % y 22 %, según el tipo de silicio utilizado. Para conformar un generador fotovoltaico, los módulos se interconectan en serie y paralelo, permitiendo ajustar los niveles de tensión y corriente y alcanzar la potencia requerida para cada aplicación.

4.2.8.3 Baterías

Las baterías son equipos electroquímicos que almacenan la energía producida por los módulos fotovoltaicos. Al conectarse en serie o paralelo forman un banco de baterías, o acumulador, con el que se ajustan la tensión y la capacidad global del sistema.

Las baterías cumplen funciones críticas dentro de un sistema fotovoltaico autónomo:

- Almacenamiento energético durante horas de alta radiación solar o bajo consumo, permitiendo preservar el excedente de energía generada.
- Suministro energético durante períodos sin insolación (noche o días nublados), garantizando el funcionamiento continuo de las cargas eléctricas.
- Estabilización del sistema, aportando continuidad y confiabilidad al suministro.

En zonas rurales, se utilizan preferentemente baterías tipo plomo-ácido de ciclo profundo o de litio con tecnología LiFePO_4 por su durabilidad y menor mantenimiento.

Figura 4.13 *Batería empleada en aplicaciones fotovoltaicas*



Fuente: [25]

4.2.8.4 Regulador o Controlador de Carga

El regulador de carga es un equipo electrónico encargado de controlar el intercambio de energía entre paneles, baterías y cargas. Su función es evitar sobrecargas o descargas profundas en las baterías, alargando su vida útil y garantizando la seguridad del sistema.

El regulador monitorea continuamente el voltaje en bornes de las baterías. Si detecta una carga completa, interrumpe la entrada de energía desde los paneles para evitar sobrecalentamiento o pérdida de electrolito. Cuando el voltaje disminuye por debajo del umbral definido, restablece el flujo para iniciar la recarga.

Figura 4.14 *Reguladores o controladores de carga*



Fuente: [21]

En relación con la descarga de las baterías, es fundamental evitar que se sobrepasen los límites establecidos de profundidad de descarga, ya que una descarga excesiva puede comprometer seriamente su capacidad útil y vida operativa. Para prevenir este deterioro, el regulador de carga monitorea continuamente el nivel de tensión de las baterías y, al alcanzar el umbral mínimo permitido, interrumpe automáticamente el suministro de corriente hacia las cargas. Esta desconexión se mantiene hasta que las baterías han recuperado un nivel de carga adecuado, momento en el cual el regulador restablece automáticamente el suministro eléctrico a las cargas de consumo. Los controladores MPPT (Maximum Power Point Tracking) optimizan la captación energética ajustando el punto de máxima potencia del panel, siendo más eficientes en condiciones variables de irradiancia.

4.2.8.5 Cargas de Consumo (Receptores)

Como se definió en el Capítulo III, el presente proyecto considera perfiles de demanda eléctrica, cada uno con una configuración específica de cargas típicas, que incluyen: luminarias (focos), televisor, radio, reproductor de DVD, entre otros.

Dado que los sistemas fotovoltaicos, particularmente los sistemas aislados, tienen una potencia disponible limitada, es prioritario emplear equipos eléctricos de alta eficiencia

energética. Por ello, se recomienda el uso de lámparas LED, televisores de bajo consumo (LED/LCD), radios y reproductores de audio eficientes, entre otros dispositivos optimizados para funcionar con baja demanda energética. En lo posible, se emplean dispositivos diseñados para operar en corriente continua (12 VDC o 24 VDC), reduciendo así las pérdidas por conversión.

Figura 4.15 *Cargas eficientes*



Fuente: [21]

4.2.9 Mantenimiento del sistema solar fotovoltaico

El mantenimiento de los sistemas solares fotovoltaicos es relativamente bajo, lo que representa una de sus principales ventajas operativas. Las acciones de mantenimiento se centran, principalmente, en la limpieza regular de los módulos fotovoltaicos, a fin de evitar la acumulación de polvo, residuos orgánicos o cualquier otro elemento que reduzca la eficiencia de captación solar. Además, es necesario verificar periódicamente la alineación y orientación de los módulos, asegurando que se mantenga el ángulo óptimo de inclinación para maximizar la irradiancia captada.

En cuanto al sistema de almacenamiento, se debe realizar una inspección periódica de las baterías, especialmente en modelos con electrolito líquido, verificando el nivel de los electrolitos y su densidad. También es importante revisar los terminales, conexiones y presencia de sulfatación o corrosión que puedan comprometer la operación del sistema.

4.2.10 Ventajas y Desventajas del Uso de Sistemas Solares Fotovoltaicos

Los sistemas solares fotovoltaicos presentan múltiples ventajas en contextos de electrificación rural, como su independencia de redes eléctricas, bajo mantenimiento,

modularidad, larga vida útil y el uso de una fuente de energía limpia y renovable. Sin embargo, también existen limitaciones como la intermitencia del recurso solar, la dependencia de sistemas de almacenamiento (baterías), y el costo inicial relativamente elevado, especialmente en instalaciones aisladas.

Tabla 4.8

Ventajas y Desventajas del Uso de Sistemas Solares Fotovoltaicos

Sistema sola fotovoltaico	
Ventajas	La operación de los sistemas fotovoltaicos es amigable con el medio ambiente.
	El mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es sencillo y tiene costos muy bajos.
	Los sistemas fotovoltaicos han experimentado una reducción de precios que los hace mas accesibles para las poblaciones rurales y se espera que sigan bajando.
	La tecnología de equipos y sistemas fotovoltaicos individuales es simple, rápida y solo requiere de herramientas y equipos de medición básicos.
	En nuestro país existen varios distribuidores de equipos fotovoltaicos que ofrecen sus productos y la instalación de los mismos.
Desventajas	La instalación de los sistemas fotovoltaicos individuales es simple, rápida y solo requiere de herramientas y equipos de medición.
	La inversión inicial es alta con respecto de la capacidad de pago de una gran mayoría de las familias rurales.
	La cantidad de energía producida es limitada y alcanza solamente para las necesidades básicas de electricidad.
	La disponibilidad de energía es variable y depende de las condiciones atmosféricas

Fuente: [26]

Una vez descritos los principales componentes del sistema fotovoltaico, es crucial establecer la normativa técnica de referencia que será utilizada para el dimensionamiento adecuado de las instalaciones, garantizando así su funcionalidad, seguridad y sostenibilidad en la electrificación de la comunidad.

4.2.11 Aplicación de la Normativa Técnica Peruana para Sistemas Fotovoltaicos

Aislados

4.2.11.1 Introducción

En el contexto peruano, el diseño e implementación de sistemas solares fotovoltaicos aislados debe regirse por las normativas técnicas nacionales vigentes. Para el dimensionamiento y ejecución de estos sistemas, se emplea como referencia principal el “Código Nacional de Electricidad – Utilización (CNE-U)”, aprobado por el Decreto Supremo N.º 010-2006-Vivienda, así como el Manual de Diseño de Sistemas Fotovoltaicos para Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), publicado en 2013.

Dado que el presente proyecto contempla la instalación de sistemas fotovoltaicos individuales aislados de la red, la normativa nacional especifica lineamientos técnicos mínimos que aseguran seguridad eléctrica, eficiencia operativa y sostenibilidad del sistema. En particular, el manual del MINEM establece criterios de dimensionamiento energético en función del consumo diario (kWh/día), la radiación solar promedio del lugar (kWh/m²/día) y el nivel de autonomía requerido (por lo general entre 3 y 5 días sin radiación solar útil).

Los niveles de tensión recomendados en instalaciones aisladas de baja potencia (menores a 1 kWp) suelen ser de 12 VDC o 24 VDC, mientras que sistemas mayores pueden operar a 48 VDC. Además, se exige que los sistemas cuenten con protecciones eléctricas adecuadas (fusibles, breakers, pararrayos, puesta a tierra), controladores de carga con regulación tipo PWM o MPPT, y baterías diseñadas para aplicaciones fotovoltaicas, idealmente con ciclos profundos y vida útil superior a 5 años.

En ausencia de una normativa peruana más detallada específica para sistemas fotovoltaicos aislados, se puede complementar con lineamientos internacionales como los definidos en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE (España), siempre que no contradigan las disposiciones del CNE-U y las guías técnicas del MINEM.

Este marco técnico es aplicable a sistemas destinados a:

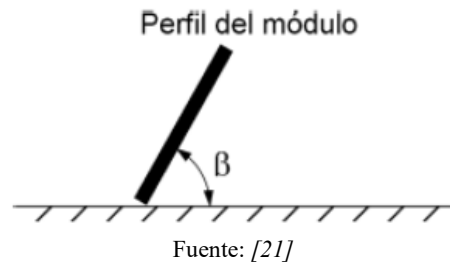
- Electrificación de viviendas rurales.
- Alumbrado público descentralizado.
- Sistemas de bombeo y tratamiento de agua.
- Equipamientos comunales y servicios básicos en zonas sin acceso a red eléctrica convencional.

4.2.11.2 Definiciones

4.2.11.2.1 Ángulo de inclinación β

Se denomina al ángulo que forma el módulo con el plano horizontal (*Figura 4.16*). Su valor es 0° en posición horizontal y 90° en vertical.

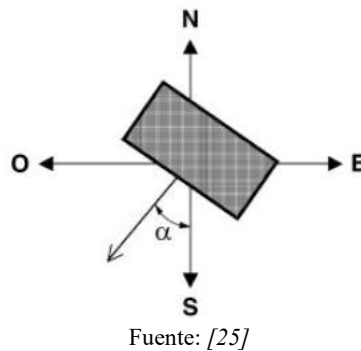
Figura 4.16 *Ángulo de inclinación β*



4.2.11.2.2 *Ángulo de azimut α*

Ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (**Figura 4.17**).

Figura 4.17 *Ángulo de azimut α*



Se consideran típicamente 0° cuando los módulos miran al sur, -90° si están orientados al este y $+90^\circ$ al oeste.

4.2.11.2.3 $G_{dm}(0)$

Corresponde al valor medio, mensual o anual, de la irradiación diaria sobre plano horizontal, en $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$.

4.2.11.2.4 $G_{dm}(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$

Es el valor medio mensual o anual de la irradiación diaria incidente sobre el plano del generador con orientación óptima $(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$, en $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$. Se entiende por óptima la posición que permite recolectar la mayor energía posible en el tiempo considerado.

4.2.11.2.5 $G_{dm}(\alpha, \beta)$

Es el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador, en $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$, luego de descontar las pérdidas ocasionadas por sombras.

4.2.11.2.6 *Factor de irradiación (FI)*

Es la relación porcentual entre la radiación incidente en un generador con ángulos (α , β) y la correspondiente a la orientación e inclinación óptimas ($\alpha=0^\circ$, β_{opt}). Las pérdidas por desvío de la posición óptima se expresan mediante $(1 - FI)$.

4.2.11.2.7 Factor de sombreado (FS)

Relación porcentual entre la radiación incidente en el generador y la que se obtendría en ausencia de sombreado. Dichas pérdidas se expresan mediante $(1 - FS)$.

4.2.11.2.8 Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR

Eficiencia del sistema en funcionamiento real a lo largo del periodo considerado en el diseño. El cálculo incluye las pérdidas de rendimiento derivadas de:

- La temperatura.
- El cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética, η_{rb} , de otros elementos en operación como el regulador, batería, etc.
- La eficiencia energética del inversor, η_{inv} .
- Otros.

Hasta este punto se ha analizado la segunda alternativa de electrificación para la Nación Q'ueeros, la cual se fundamenta en la implementación de sistemas solares fotovoltaicos individuales aislados. Esta tecnología ha demostrado ser altamente efectiva para el suministro eléctrico en zonas remotas sin acceso a la red pública, como es el caso de las comunidades que conforman la Nación Q'ueeros.

Los sistemas fotovoltaicos ofrecen múltiples ventajas: son modulares, de bajo mantenimiento, no emiten contaminantes y permiten una implementación gradual. No obstante, es importante reconocer que esta tecnología no siempre representa la solución más adecuada para todos los escenarios de electrificación rural, especialmente cuando existen limitaciones técnicas, económicas o sociales asociadas a la capacidad de almacenamiento, niveles de irradiación o requerimientos de potencia continua.

En virtud de estas consideraciones técnicas, económicas y geográficas, y teniendo en cuenta la existencia de recursos hídricos disponibles en ciertos sectores de la Nación Q'ueeros, se

plantea a continuación la evaluación de una tercera alternativa tecnológica: los sistemas de microcentrales hidroeléctricas.

4.3 Suministro eléctrico con sistemas micro centrales hidroeléctricas

4.3.1 *Introducción*

Los sistemas de microcentrales hidroeléctricas representan una alternativa técnica viable y sostenible para el suministro eléctrico en zonas rurales aisladas, como la Nación Q'uecos, donde la extensión de la red de distribución eléctrica convencional resulta inviable por razones técnicas, económicas o geográficas.

A menudo, estos sistemas son más rentables que la extensión de redes de distribución desde nodos distantes, debido al elevado costo de las líneas de transmisión, transformadores, subestaciones, derechos de paso y personal especializado requeridos para la infraestructura convencional. En contraste, las microcentrales hidroeléctricas pueden operar de forma autónoma, utilizando recursos hídricos locales y minimizando la dependencia de infraestructura externa.

Una de sus ventajas destacables es que su diseño, construcción y operación pueden ser realizados con la participación activa de comunidades locales y organizaciones regionales, utilizando tecnología apropiada, componentes normalizados y maquinaria fabricada localmente. Esto reduce los costos de implementación y promueve el desarrollo de capacidades técnicas locales.

Las microcentrales hidroeléctricas se clasifican generalmente según su capacidad de generación. Su rango de potencia varía típicamente entre 200 watts y 300 kilovatios (kW), dependiendo del caudal disponible y del desnivel del terreno (altura neta). Las potencias menores son adecuadas para aplicaciones residenciales (como la iluminación de viviendas o la carga de baterías), mientras que potencias superiores permiten el suministro eléctrico para centros comunitarios, pequeños talleres productivos o incluso el establecimiento de microrredes locales, operando de manera independiente al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

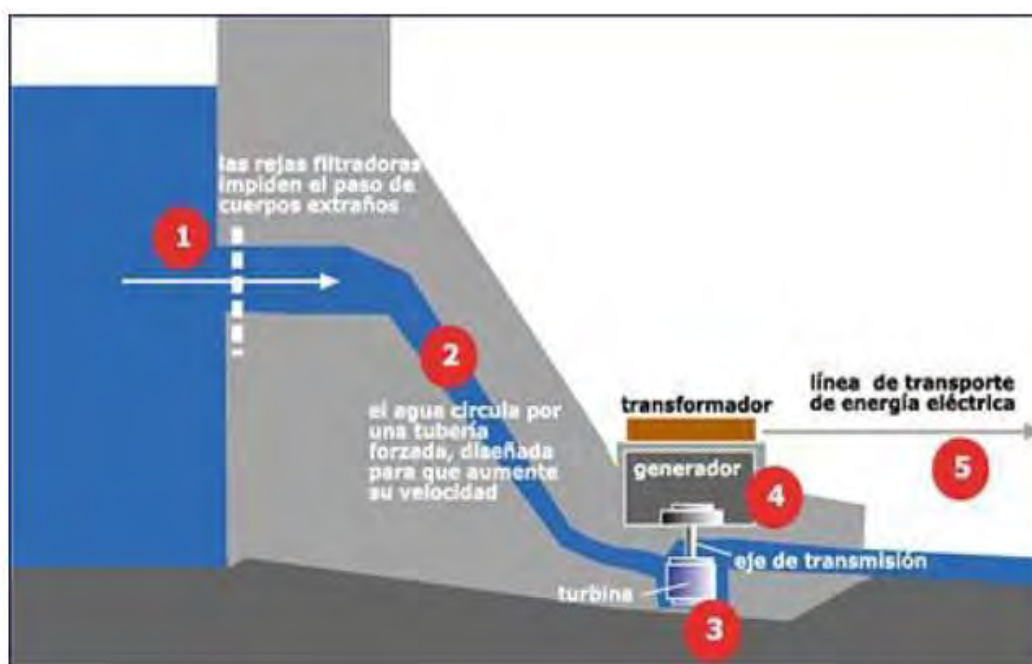
4.3.2 *Energía hidroeléctrica*

Se denomina energía hidroeléctrica a la generada mediante el uso de flujos de agua superficial. Esta fuente renovable se fundamenta en la conversión de la energía potencial y

cinética del agua en electricidad. El ciclo se inicia en una turbina hidráulica que produce energía mecánica rotacional, la cual un generador convierte en energía eléctrica.

El rendimiento global del sistema depende del diseño hidráulico, la eficiencia de los equipos y la estabilidad del caudal disponible. Por ello, la evaluación previa de la disponibilidad hídrica (mediante estudios hidrológicos) y del potencial energético ($\text{potencia} = \text{caudal} \times \text{altura} \times \text{eficiencia} \times \text{constante}$) es esencial para dimensionar adecuadamente la central y garantizar su sostenibilidad a largo plazo.

Figura 4.18 Esquema de una central hidroeléctrica



Fuente: [21]

La energía microhidroeléctrica es una de las fuentes de energía renovable más confiables y consistentes, especialmente en regiones que disponen de cursos de agua con caudales permanentes y un desnivel adecuado. Una fuente hídrica estable puede proveer electricidad de forma continua durante muchos años, con mínimas interrupciones, lo que la convierte en una opción altamente atractiva para comunidades rurales aisladas.

El agua, como recurso renovable, permite un aprovechamiento energético limpio, eficiente y de bajo impacto ambiental. Las microcentrales hidroeléctricas requieren un mantenimiento relativamente sencillo, presentan bajos costos operativos y pueden alcanzar una

larga vida útil, superando en muchos casos los 30 años de funcionamiento con una gestión técnica adecuada.

Para determinar la viabilidad técnica de implementar una microcentral hidroeléctrica, es fundamental realizar un análisis del potencial hidroenergético del sitio. Este análisis incluye la evaluación del caudal disponible a lo largo del año (mediante aforos directos o datos hidrológicos históricos) y la estimación del desnivel o altura neta útil (head), factores que permiten calcular la potencia eléctrica que puede ser generada. Solo mediante esta evaluación se podrá definir si el recurso hídrico local es suficiente para garantizar un suministro eléctrico fiable y sostenible.

4.3.3 Evaluación del recurso hídrico en la zona del proyecto

4.3.3.1 Introducción

El caudal de un río presenta variaciones a lo largo del año, influenciado por diversos factores como el tamaño y características de la cuenca hidrográfica, el régimen climático, la topografía del terreno y las condiciones geológicas locales. Estas variaciones estacionales y anuales son determinantes para evaluar el potencial hidroenergético de una microcentral.

Si bien las mediciones puntuales de caudal pueden ofrecer una idea inicial del comportamiento del río, por sí solas no permiten predecir adecuadamente si un año será excepcionalmente seco o húmedo, ni tampoco permiten estimar con precisión los caudales mínimos durante la época de estiaje o los máximos en periodos de crecidas (avenidas).

Para obtener una caracterización más robusta del régimen hidrológico, es recomendable realizar un análisis estadístico de series históricas de caudal. Este enfoque permite estimar probabilísticamente la frecuencia de ocurrencia de diferentes niveles de caudal, lo que es clave para el diseño técnico y económico del sistema hidroeléctrico. A través de este análisis se pueden definir caudales de diseño con distintos periodos de retorno (por ejemplo, caudal medio anual, caudal del 95% de excedencia o caudal mínimo mensual), asegurando así una evaluación realista y sostenible del recurso hídrico disponible.

4.3.3.2 Hidrología de la Cuenca de Quico Grande

El caudal de un río presenta variaciones estacionales influenciadas por factores como el tamaño de la cuenca, el clima, la topografía y la geología. Parte del agua de lluvia se infiltra, otra

fracción se evapora y aproximadamente un tercio circula como escorrentía superficial. Si bien las mediciones puntuales de caudal sirven como referencia, no describen el régimen hidrológico anual. En el sistema hidroeléctrico de Kiko Grande, la hidrología debe entenderse como un fenómeno probabilístico, lo que exige el análisis de series históricas y cálculos estadísticos (como la probabilidad de excedencia) para definir caudales de diseño confiables. El estudio del potencial hídrico requiere además de mapas topográficos e hidrológicos (preferiblemente del IGN) para delimitar la cuenca de captación y caracterizar su dinámica hidrológica en el tiempo.

4.3.3.3 Características de los ríos

4.3.3.3.1 Pendiente de los ríos

Las pendientes de los ríos fueron determinadas mediante levantamientos topográficos con teodolito, ya que varían según la morfología y las características del terreno. En las zonas altas de la cuenca, por encima de los 4,500 m s.n.m., los ríos recorren laderas relativamente suaves, con pendientes entre 3% y 15%. En la parte baja, correspondiente a la captación principal de la microcentral hidroeléctrica, las pendientes aumentan significativamente. Cerca de la bocatoma (aguas arriba), oscilan entre 12% y 15%, y en el punto ubicado a 4,288 m s.n.m., alcanzan valores de 15% a 25%. Estas pendientes son clave para definir el sitio de captación, el diseño del canal de aducción y el cálculo del salto neto disponible para la generación hidroeléctrica.

4.3.3.3.2 Perímetro de los ríos

El cálculo del perímetro de los ríos es un aproximado, ya que el curso de los ríos presenta curvas indefinidas, en el siguiente cuadro se muestran los perímetros de los ríos.

Tabla 4.9

Perímetros y características de los ríos de la cuenca de Quico Grande

Río	Perímetro (km)	Altitud media (m.s.n.m.)	Longitud del cauce (km)	Pendiente media estimada (%)	Observaciones técnicas
Pucapause	4.99	~4,480	~2.5	8–12%	Cauce temporal con escorrentía en época de lluvias. Afluente menor.
Riticcasa	9.48	~4,500	~4.2	10–18%	Afluente importante. Presenta caudales estacionales con buena captación potencial.
Chucupillamayo	7.16	~4,455 a 4,600	~3.6	12–22%	Desde el punto 4,455 m s.n.m. aguas arriba. Cauce

					con buen caudal base permanente.
Maltamayo	3.78	~4,470	~2.0	7–15%	Corto recorrido, pero importante para escorrentía concentrada tras lluvias intensas.

Fuente: SIG

4.3.3.3.3 *Características de las Cuencas*

Las características físicas de una cuenca hidrográfica influyen de manera significativa en el régimen de escurrimiento superficial, infiltración y retención hídrica. Entre las principales variables que se deben considerar se encuentran: el área de la cuenca, la forma, la pendiente media, el tipo de cobertura vegetal y el tipo de suelo.

4.3.3.3.3.1 *Área de la cuenca*

El área de la cuenca es uno de los parámetros fundamentales en los estudios hidrológicos, ya que determina la capacidad de captación y acumulación de agua. En general, las cuencas de mayor extensión presentan escurrimientos mínimos más altos durante el año en comparación con cuencas pequeñas, debido a una mayor capacidad de almacenamiento subterráneo (acuíferos) y una menor sensibilidad a precipitaciones locales intensas.

En el caso del proyecto de microcentral hidroeléctrica de Kiko Grande, las cuencas intervinientes son pequeñas, típicas de las zonas altoandinas, y presentan un régimen hídrico sensible a la estacionalidad. Para la estimación del área se empleó el plano topográfico proporcionado por el Ministerio de Agricultura, con escala 1:5,000.

El área total estimada de la cuenca en estudio es:

$$\text{Área total de la cuenca} = 6.6 \text{ km}^2$$

4.3.4 *Medición del área, velocidad y caudal por el Método del Flotador*

El método del flotador es una técnica práctica, económica y de fácil aplicación para estimar el caudal en ríos, canales o arroyos en zonas rurales. Es particularmente útil para estudios preliminares de microcentrales hidroeléctricas como en el caso de la cuenca de Quico Grande, donde no existen estaciones hidrométricas permanentes.

4.3.4.1 *Cálculo de la Velocidad Superficial (V_s)*

La **velocidad superficial** se determina midiendo el tiempo que tarda un flotador (rama, corcho, botella) en recorrer una distancia conocida a lo largo del cauce.

$$V_s = \frac{L}{t} \quad (5)$$

Donde:

- V_s = Velocidad superficial (m/s)
- L = Longitud del tramo recto (m)
- t = Tiempo que demora el flotador en recorrer esa longitud (s)

4.3.4.2 Velocidad Superficial Promedio y Velocidad Media Promedio

Se repite la medición del tiempo al menos **tres veces**, en diferentes líneas del cauce (margen izquierda, centro y margen derecha), para obtener la **velocidad superficial promedio**:

$$\bar{V}_s = \frac{\sum V_i}{n} \quad (6)$$

Donde:

- V_m = Velocidad superficial promedio (m/s)
- $V_i = V_1, V_2, V_3, \dots, V_n$, Resultado de las velocidades superficiales para cada una de las mediciones.
- n = Numero de velocidades calculadas para cada uno de los recorridos (Numero de mediciones)

Luego, se obtiene la velocidad media promedio (V_m) aplicando un factor de corrección k :

$$V_m = k * \bar{V}_s \quad (7)$$

Tabla 4.10
Factor de corrección (k) según tipo de canal

Tipo de cauce o arroyo	Factor de corrección k
Canal trapezoidal revestido (concreto)	0.90
Canal trapezoidal con fondo de tierra estable	0.85
Canal natural con fondo rocoso	0.80
Arroyo con vegetación o piedras irregulares	0.70 – 0.80
Río con gran irregularidad y remolinos visibles	0.65 – 0.75

Fuente: SIG

4.3.4.3 Cálculo del Área de la Sección Transversal (A)

Se divide el ancho del cauce en varios tramos y se mide la profundidad en cada uno, utilizando una vara graduada. Se aproxima el área como una suma de rectángulos o trapecios:

$$A = \sum_{i=1}^n (h_i * b_i) \quad (8)$$

Donde:

- A = Área de la sección transversal (m²)
- h_i = Profundidad en cada segmento (m)
- b_i = Ancho de cada segmento (m)

4.3.4.4 Cálculo del Caudal (Q)

Finalmente, se calcula el caudal del río multiplicando el área de la sección transversal por la velocidad media promedio:

$$Q = A * V_m \quad [m^3/s] \quad (9)$$

4.3.5 Aforo del río Pucapause

4.3.5.1 Época Estiaje

Fecha: Junio 2001

Longitud de recorrido: D=8 m

Ancho del río: L=1.30 m

Tabla 4.11

Data de aforo del río Pucapause en Estiaje

Nº	Longitud de ancho L (cm)	Altura de punto H (cm)	Tiempo de recorrido t (s)	Velocidad V (m*s ⁻¹)	Caudal Q (m ³ s ⁻¹)
0	0	0.00	0.00	0.000	0.0054
1	10	8.60	6.40	1.250	0.0098
2	20	15.40	6.30	1.271	0.0107
3	30	16.00	5.97	1.340	0.011
4	40	17.20	6.28	1.274	0.012
5	50	19.80	6.61	1.210	0.0095
6	60	15.70	6.65	1.203	0.0137
7	70	22.10	6.46	1.238	0.0171
8	80	27.20	6.38	1.254	0.0169
9	90	26.00	6.18	1.295	0.0152
10	100	23.60	6.23	1.284	0.0124
11	110	18.50	5.95	1.345	0.0081

12	120	13.30	6.58	1.216	0.0043
13	130	7.00	6.50	1.231	0.0054
PROMEDIO			6.35	1.264	0.143

Fuente: SIG

4.3.5.2 Época Avenida

Fecha: Febrero 2001

Longitud de recorrido: D = 7.32 m

Ancho del río: L = 2.30 m

Tabla 4.12

Data de aforo del río Pucapause en Avenida

Nº	Longitud de ancho L (cm)	Altura de punto H (cm)	Tiempo de recorrido t (s)	Velocidad V (m*s ⁻¹)	Caudal Q (m ³ s ⁻¹)
0	0	0.00	0.00	0.000	0.0269
1	20	26.00	6.54	1.119	0.0305
2	40	32.00	7.09	1.032	0.0313
3	60	28.00	6.06	1.208	0.0276
4	80	28.30	6.94	1.055	0.0244
5	100	22.00	6.00	1.200	0.0279
6	120	24.00	5.78	1.26	0.0269
7	140	28.50	7.18	1.021	0.0279
8	160	28.00	6.78	1.080	0.0246
9	180	25.50	7.00	1.046	0.0349
10	200	34.00	6.59	1.111	0.0331
11	220	35.00	7.15	1.024	0.0399
12	240	37.50	6.36	1.151	0.0269
PROMEDIO			6.32	1.139	0.356

Fuente: SIG

4.3.6 Aforo del río Riticcasa

4.3.6.1 Época Estiaje

Fecha: Junio 2001

Longitud de recorrido: D = 9 m

Ancho del río: L = 1.40 m

Tabla 4.13

Data de aforo del río Riticcasa en Estiaje

Nº	Longitud de ancho L (cm)	Altura de punto H (cm)	Tiempo de recorrido t (s)	Velocidad V (m*s ⁻¹)	Caudal Q (m ³ s ⁻¹)
0	0	0	0.00	0.000	0.0043
1	10	5.60	5.72	1.573	0.0106

2	20	13.60	5.68	1.585	0.0114
3	30	15.70	6.10	1.475	0.0137
4	40	18.30	5.91	1.523	0.0129
5	50	16.20	5.54	1.625	0.0135
6	60	17.60	5.78	1.557	0.0143
7	70	20.00	6.20	1.452	0.0172
8	80	22.70	5.83	1.544	0.0147
9	90	19.30	5.81	1.549	0.0203
10	100	27.00	5.87	1.533	0.02
11	110	26.30	5.80	1.552	0.013
12	120	18.20	6.18	1.456	0.0122
13	130	15.70	5.67	1.587	0.0059
14	140	8.00	5.98	1.505	0.0043
PROMEDIO			5.86	1.537	0.184

Fuente: *SI/G*

4.3.6.2 *Época Avenida*

Fecha: Febrero 2001

Longitud de recorrido: D = 7.6 m

Ancho del río: L = 2.8 m

Tabla 4.14

Data de aforo del río Riticcasa en Avenida

Nº	Longitud de ancho L (cm)	Altura de punto H (cm)	Tiempo de recorrido t (s)	Velocidad V (m*s ⁻¹)	Caudal Q (m ³ s ⁻¹)
0	0	0.00	0.00	0.000	0.0015
1	20	01.00	5.28	1.439	0.0245
2	40	16.00	5.09	1.493	0.0296
3	60	19.50	5.13	1.481	0.0396
4	80	27.60	5.43	1.400	0.0387
5	100	24.70	4.97	1.529	0.0453
6	120	27.40	4.72	1.610	0.0378
7	140	24.70	5.09	1.493	0.0435
8	160	30.00	5.38	1.413	0.0426
9	180	27.00	4.94	1.538	0.0405
10	200	26.00	5.00	1.520	0.0306
11	220	20.00	5.09	1.493	0.0327
12	240	24.50	5.84	1.301	0.014
13	260	9.00	5.02	1.514	0.0091
14	280	6.50	5.62	1.352	0.0015
PROMEDIO			5.19	1469	0.430

4.3.7 Aforo del río Chucupillamayo

4.3.7.1 Época Estiaje

Fecha: Junio 2001

Longitud de recorrido: D = 8 m

Ancho del río: L = 1.30 m

Tabla 4.15

Data de aforo del río Chucupillamayo en Estiaje

Nº	Longitud de ancho L (cm)	Altura de punto H (cm)	Tiempo de recorrido t (s)	Velocidad V (m*s ⁻¹)	Caudal Q (m ³ s ⁻¹)
0	0	0.00	.0.00	0.000	0.0087
1	10	10.00	4.55	1.758	0.0112
2	20	13.80	4.87	1.643	0.0127
3	30	16.70	5.20	1.538	0.0115
4	40	15.50	5.32	1.504	0.0204
5	50	25.60	4.97	6.610	0.0166
6	60	22.30	5.31	1.507	0.0193
7	70	24.10	4.95	1.616	0.017
8	80	21.00	4.89	1.636	0.0114
9	90	15.00	5.22	1.533	0.0125
10	100	16.60	5.28	1.515	0.0108
11	110	12.70	4.67	1.713	0.0075
12	120	9.30	4.88	1.639	0.0051
13	130	6.30	4.90	1.633	0.0087
PROMEDIO			5.00	1.603	0.165

Fuente: SIG

4.3.7.2 Época Avenida

Fecha: Febrero 2001

Longitud de recorrido: D = 7 m

Ancho del río: L = 2.9 m

Tabla 4.16

Data de aforo del río Chucupillamayo en Avenida

Nº	Longitud de ancho L (cm)	Altura de punto H (cm)	Tiempo de recorrido t (s)	Velocidad V (m*s ⁻¹)	Caudal Q (m ³ s ⁻¹)
0	0	0.00	0.00	0.000	0.0071
1	20	6.00	6.00	1.167	0.0169
2	40	13.50	5.69	1.230	0.0185

3	60	18.20	6.94	1.0009	0.0255
4	80	23.00	6.41	1.092	0.0327
5	100	26.00	5.66	1.237	0.0308
6	120	26.20	6.04	1.159	0.0324
7	140	29.50	6.47	1.082	0.0346
8	160	29.00	5.96	1.174	0.0296
9	180	26.40	6.35	1.102	0.031
10	200	25.40	5.84	1.199	0.0261
11	220	20.50	5.59	1.252	0.0233
12	240	17.50	5.35	1.308	0.0161
13	260	12.50	5.53	1.266	0.0205
14	280	16.00	5.56	1.259	0.0116
15	290	9.00	5.50	1.273	0.0071
PROMEDIO			5.93	1.240	0.357

Fuente: *SI/G*

4.3.8 Aforo del río Maltamayo

4.3.8.1 Época Estiaje

Fecha: Junio 2001

Longitud de recorrido: D = 8 m

Ancho del río: L = 1.30 m

Tabla 4.17

Data de aforo del río Maltamayo en Estiaje

Nº	Longitud de ancho L (cm)	Altura de punto H (cm)	Tiempo de recorrido t (s)	Velocidad V (m*s ⁻¹)	Caudal Q (m ³ s ⁻¹)
0	0	0.00	0.00	0.000	0.0073
1	10	10.00	4.67	1.499	0.0089
2	20	12.00	4.62	1.515	0.0126
3	30	18.50	5.02	1.394	0.0171
4	40	22.00	4.40	1.591	0.0223
5	50	28.30	4.34	1.613	0.0234
6	60	35.60	5.20	1.346	0.0234
7	70	31.20	4.57	1.532	0.0291
8	80	40.00	4.70	1.489	0.0301
9	90	39.30	4.47	1.566	0.0335
10	100	45.10	4.61	1.518	0.0323
11	110	43.00	4.55	1.538	0.0268
12	120	35.00	4.46	1.569	0.022
13	130	28.00	4.35	1.609	0.023
14	140	30.20	4.50	1.556	0.0132

15	150	17.80	4.59	1.525	0.0073
PROMEDIO			4.60	1.524	0.325

Fuente: SIG

4.3.8.2 Época Avenida

Fecha: Febrero 2001

Longitud de recorrido: D = 5 m

Ancho del río: L = 2.4 m

Tabla 4.18

Data de aforo del río Maltamayo en Avenida

Nº	Longitud de ancho L (cm)	Altura de punto H (cm)	Tiempo de recorrido t (s)	Velocidad V (m*s ⁻¹)	Caudal Q (m ³ s ⁻¹)
0	0	0.00	0.00	0.000	0.0215
1	20	13.00	2.91	1.718	0.0251
2	40	15.00	2.88	1.736	0.0352
3	60	20.10	2.75	1.818	0.0501
4	80	32.20	3.10	1.613	0.0769
5	100	45.80	2.87	1.742	0.0772
6	120	47.90	2.99	1.672	0.0833
7	140	52.00	3.00	1.662	0.0621
8	160	38.00	2.95	1.695	0.0915
9	180	54.10	2.85	1.754	0.105
10	200	61.00	2.80	1.786	0.0904
11	220	54.20	2.89	1.730	0.0617
12	240	33.30	2.61	1.916	0.0215
PROMEDIO			2.88	1.737	0.780

Fuente: SIG

Debido a la ausencia de registros hidrológicos históricos de los ríos de la Nación Q'uecos (Pucapause, Riticcasa, Chucupillamayo y Maltamayo), no fue posible elaborar curvas de duración de caudales. Por ello, se adoptó como caudal de diseño el caudal mínimo medido durante la época de estiaje (agosto), al representar la condición más desfavorable para la generación de energía en microcentrales de pasada.

Adicionalmente, se consideró el caudal máximo registrado en época de avenida (febrero), con el fin de verificar la seguridad hidráulica de las estructuras proyectadas frente a eventos de crecida. Dado que las microcentrales “a filo de agua” dependen del caudal disponible a lo largo del año, esta metodología resulta adecuada para el diseño energético e hidráulico del sistema.

Asimismo, la información proporcionada por los pobladores confirma que los ríos mantienen flujo permanente, aunque reducido durante la estación seca.

4.3.9 Sistema micro hidroeléctrico

Los sistemas microhidroeléctricos utilizan el movimiento del agua para producir energía eléctrica. Captan el caudal de un río o manantial, lo conducen por un desnivel y lo hacen pasar por una turbina que impulsa un generador. Generalmente son del tipo de pasada, ya que requieren poca inversión, resultan de fácil mantenimiento y se ajustan a las condiciones rurales. Al no necesitar embalse, su impacto ambiental es mínimo. Para este proyecto, el sistema de pasada se consideró el más adecuado por la topografía del río Cóndor Machay, donde levantar un embalse sería costoso y complicado. Así, constituye la opción más viable desde el punto de vista técnico y económico. En lo siguiente se presentan sus características, ventajas y limitaciones.

4.3.9.1 Sistema micro hidroeléctrico de pasada

Figura 4.19 Sistema micro hidroeléctrico de pasada



Fuente: [17]

Un sistema micro hidroeléctrico de pasada es aquel que capta una porción del caudal natural del río, la conduce a través de una infraestructura adecuada para generar electricidad y la devuelve posteriormente al cauce, sin alterar significativamente el régimen hidrológico. Este tipo de sistema aprovecha la energía potencial del agua asociada a la pendiente natural del terreno, sin necesidad de embalses de almacenamiento.

Se implementa en zonas donde el recurso hídrico debe ser aprovechado en tiempo real, ya que no dispone de una reserva de agua significativa. El caudal disponible varía

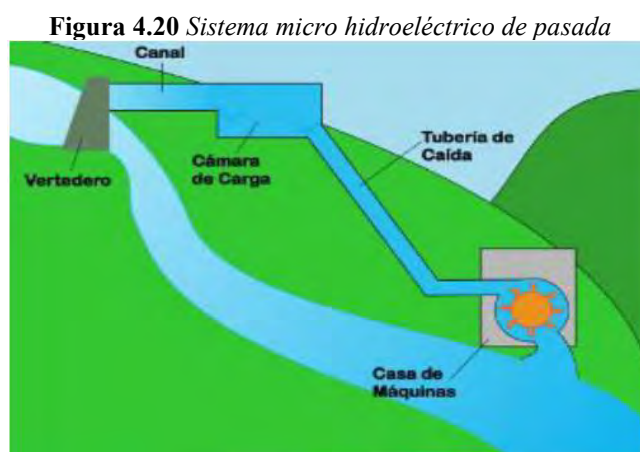
estacionalmente: en épocas de lluvias puede alcanzar su máxima capacidad de generación y evacuar el exceso de agua, mientras que en temporada seca la potencia se reduce proporcionalmente al caudal, pudiendo llegar a niveles mínimos o incluso nulos en algunos casos.

4.3.9.2 Funcionamiento de un sistema micro hidroeléctrico de pasada

El funcionamiento de un sistema micro hidroeléctrico de pasada comienza con una estructura de captación, generalmente un vertedero o bocatoma, que permite desviar parte del caudal del río sin alterar significativamente su cauce natural. El agua captada es conducida a través de un canal abierto o una tubería de baja presión, dependiendo de la topografía del terreno, hasta un tanque de carga ubicado en el punto más alto del desnivel disponible.

El tanque de carga incorpora usualmente un desarenador, cuya función es separar sedimentos y partículas sólidas que podrían dañar o reducir la vida útil de los componentes hidráulicos, especialmente la turbina. Además, este tanque actúa como amortiguador hidráulico ante fluctuaciones de caudal y, en algunos casos, puede almacenar pequeñas cantidades de agua para aumentar momentáneamente la potencia generada.

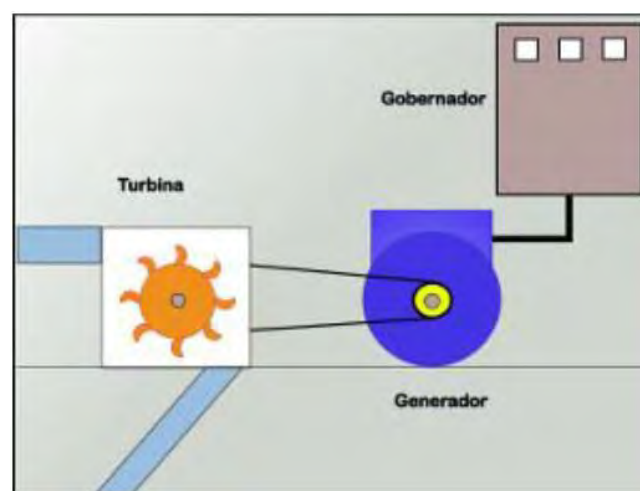
Desde el tanque de carga, el agua fluye a través de una tubería forzada o de presión, construida en materiales como PVC, HDPE o acero, según la magnitud de la carga hidráulica (altura de caída). Esta tubería conduce el flujo hasta la casa de máquinas, donde el salto hidráulico (diferencia de altura entre el nivel del tanque y el de descarga) se transforma en energía mecánica mediante la turbina, y posteriormente en energía eléctrica a través de un generador. La eficiencia del sistema dependerá tanto del caudal como del desnivel aprovechado.



Fuente: [6]

En la casa de máquinas, la energía del agua se convierte en electricidad. El flujo presurizado, proveniente de la tubería forzada, incide sobre los álabes de una turbina hidráulica, cuya elección (Pelton, Francis, Turgo, etc.) depende de las condiciones de caudal y altura de caída. El giro del eje de la turbina mueve un generador acoplado que transforma la energía mecánica en eléctrica. Para mantener la frecuencia estable (50 o 60 Hz), se utiliza un gobernador o regulador de velocidad, ya sea electrónico o hidráulico, que ajusta la carga de la turbina y asegura un suministro confiable para el consumo doméstico o comunitario.

Figura 4.21 *Elementos de la casa de máquinas*



Fuente: [6]

El sistema micro hidroeléctrico de pasada genera electricidad con un impacto ambiental mínimo. No requiere grandes represas ni embalses, lo que permite conservar el cauce natural del río. El agua se desvía, pasa por una turbina para generar energía, y luego se devuelve al río a corta distancia. Este proceso reduce la alteración del ecosistema acuático y protege a las comunidades río abajo. Es una alternativa sostenible y eficiente para zonas rurales que buscan soluciones energéticas respetuosas con el medio ambiente.

4.3.9.3 Componentes del sistema micro hidroeléctrico de pasada

Figura 4.22 Componentes de un sistema micro hidroeléctrico de pasada



Fuente: [17]

Como se muestra en la **Figura 4.22**, un sistema micro hidroeléctrico de pasada está compuesto por tres bloques principales:

- Obras civiles:
 - Bocatoma
 - Canal de conducción
 - Desarenador
 - Cámara de carga
 - Tubería de presión
 - Casa de máquinas o de fuerza
- Equipos electromecánicos:
 - Turbina hidráulica
 - Sistema de transmisión
 - Generador eléctrico
 - Regulador de velocidad o gobernador
- Redes eléctricas Sistemas de transmisión y distribución

A continuación, se describe brevemente cada componente del sistema, enfocándose en aquellos relevantes para el análisis eléctrico del presente estudio. Dado que el enfoque principal de esta tesis es técnico-eléctrico, las obras civiles se describen solo de forma general.

4.3.9.3.1 Obras civiles

Son obras destinadas a encauzar el recurso hídrico hacia el sistema generador. Comprenden la bocatoma, el canal de conducción, el desarenador, la cámara de carga, la tubería de presión y la casa de máquinas.

4.3.9.3.1.1 Bocatoma

Se denomina bocatoma a la estructura que deriva una fracción del caudal del río hacia el sistema. Su ubicación ideal es en sectores rectos y estables del cauce, lo que garantiza un mejor aprovechamiento. Las bocatomas pueden construirse con concreto, combinaciones de concreto y madera, o con materiales locales como piedra y barro en sistemas de muy baja escala, especialmente en contextos rurales similares al presente estudio.

Figura 4.23 Bocatoma



Fuente: [27]

4.3.9.3.1.2 Canal de conducción

El canal de conducción tiene como función principal trasladar el agua desde la bocatoma hasta la cámara de carga, pasando por desarenadores y otros dispositivos de control instalados en el trayecto. Estos canales pueden ser abiertos o cerrados, contruidos en tierra, revestidos en concreto o mediante tuberías de PVC, HDPE u otros materiales, dependiendo de la topografía, el caudal y el presupuesto. En zonas rurales suelen aprovecharse canales de riego existentes, adaptados a fines hidroenergéticos.

Figura 4.24 Canal revestido con concreto



Fuente: [27]

4.3.9.3.1.3 Desarenador

El agua captada del río mediante la bocatoma y conducida por el canal suele arrastrar partículas sólidas en suspensión, principalmente arena y otros materiales abrasivos. Estos elementos pueden provocar un desgaste prematuro en los álabes de la turbina y dañar la tubería de presión por fricción. Para mitigar estos efectos, se utilizan desarenadores, cuyo propósito es reducir la velocidad del flujo, permitiendo que las partículas sedimenten en el fondo. Posteriormente, estos sedimentos pueden ser retirados mediante limpiezas periódicas.

Figura 4.25 Desarenador a la entrada de la cámara



Fuente: [27]

4.3.9.3.1.4 Cámara de carga

La cámara de carga es una estructura intermedia fundamental en los sistemas micro hidroeléctricos, ubicada entre el canal de aducción y la tubería de presión. Su función principal es amortiguar variaciones de presión y estabilizar el flujo hacia la turbina, especialmente ante cierres bruscos del sistema, reduciendo así el riesgo de sobrepresiones o golpes de ariete.

Una cámara de carga dispone de cuatro vías principales para el movimiento del agua:

- **Entrada del canal de conducción:** es la acometida por la cual ingresa el caudal proveniente de la bocatoma.
- **Vertedero lateral de descarga:** permite evacuar el exceso de caudal no aprovechado por la turbina. Durante labores de mantenimiento, este vertedero también desvía el flujo total del canal, evitando el ingreso a la tubería de presión.
- **Descargador de fondo:** facilita el vaciado del tanque y la remoción de sedimentos acumulados en el fondo de la cámara.
- **Ingreso a la tubería de presión mediante rejillas filtrantes:** estas rejillas, ubicadas bajo el nivel superficial del agua, evitan la entrada de residuos flotantes como hojas o ramas. Además, el vertedero, colocado estratégicamente, arrastra constantemente los flotantes hacia el exterior mediante el rebose continuo del agua excedente.

Figura 4.26 Interior de la cámara de carga



Fuente: [27]

Figura 4.27 Exterior de la cámara de carga



Fuente: [27]

4.3.9.3.1.5 Tubería de presión

Las tuberías de presión, también denominadas tuberías forzadas, son responsables de transportar el agua desde la cámara de carga hasta la casa de máquinas, aprovechando la energía potencial generada por el desnivel del terreno.

Su instalación puede realizarse de forma superficial o enterrada, dependiendo de factores como la topografía del lugar, el tipo de material de la tubería, las condiciones climáticas y los requerimientos ambientales del entorno. Por ejemplo, en instalaciones de pequeño caudal, las tuberías de PVC pueden colocarse superficialmente siguiendo la pendiente natural del terreno, con mínima intervención del mismo. En contraste, tuberías de mayor diámetro fabricadas en acero u otros materiales pesados suelen requerir instalación subterránea para garantizar su estabilidad y protección, especialmente en zonas expuestas o de alto valor ambiental, incluso si el terreno presenta condiciones rocosas.

Figura 4.28 Tubería forzada



Fuente: [27]

4.3.9.3.1.6 Casa de máquinas

Se denomina casa de máquinas a la estructura que aloja el conjunto electromecánico encargado de transformar el recurso hídrico en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica. El agua ingresa desde la tubería forzada con una mezcla de energía potencial y cinética, determinada por el caudal y la altura de carga.

Esta energía es capturada por la turbina, la cual convierte el flujo de agua en energía mecánica rotacional. Dicha energía es transmitida al generador eléctrico, que debe operar a una

velocidad constante para garantizar una frecuencia estable y adecuada de la electricidad producida. Para lograr esto, es necesario incorporar elementos de acoplamiento mecánico y un sistema de regulación o control que equilibre la potencia hidráulica disponible con la demanda eléctrica.

Finalmente, en esta misma estructura se encuentra el canal de descarga, cuya función es evacuar el agua turbinada de forma segura de regreso al cauce del río, completando el ciclo del sistema.

Figura 4.29 *Casa de fuerza*



Fuente: [27]

4.3.9.3.2 *Equipo Electromecánico*

El equipamiento electromecánico corresponde a los dispositivos instalados en la casa de máquinas que transforman la energía hidráulica en eléctrica. Está integrado por la turbina, el generador, el acoplamiento y el regulador de velocidad, además del sistema eléctrico de salida y un tablero de control que mide tensión, frecuencia y energía producida, asegurando una operación segura y eficiente acorde con la red de distribución.

Figura 4.30 *Equipo electromecánico*



Fuente: [27]

4.3.9.3.2.1 Turbina

La turbina hidráulica convierte la energía potencial y cinética del agua en energía mecánica de rotación. Esta se transmite por medio de un eje al generador eléctrico, que la transforma en electricidad. De acuerdo con su funcionamiento, las turbinas se dividen en dos tipos principales: de acción y de reacción.

- a. Turbinas de acción: Aprovechan exclusivamente la velocidad del agua para accionar el rodete, por lo que la energía de presión debe transformarse previamente en energía cinética mediante toberas. Son adecuadas para caídas altas y caudales bajos. Los principales tipos son:
 - Turbina Pelton
 - Turbina Turgo
 - Turbina Michell-Banki (flujo cruzado)
- b. Turbinas de reacción: Operan utilizando tanto la energía de presión como la velocidad del fluido dentro del rodete. Funcionan sumergidas y son más eficientes en caídas medias y bajas con mayores caudales. Las más comunes son:
 - Turbina Francis
 - Turbina Kaplan

Tal como se detallará en el capítulo siguiente, la turbina seleccionada para el presente sistema micro hidroeléctrico será del tipo Michell-Banki.

4.3.9.3.2.1.1 Turbina Michell-Banki o de flujo cruzado:

Esta turbina, también conocida como de flujo transversal, es ideal para microcentrales por su diseño simple, bajo costo de fabricación y fácil mantenimiento. Se adapta bien a una amplia gama de alturas de salto (aproximadamente entre 5 y 200 metros) y a caudales medianos. Su eficiencia y robustez la convierten en una opción viable para sistemas descentralizados en zonas rurales de difícil acceso.

Figura 4.31 Turbina Michell-Banki



Fuente: [27]

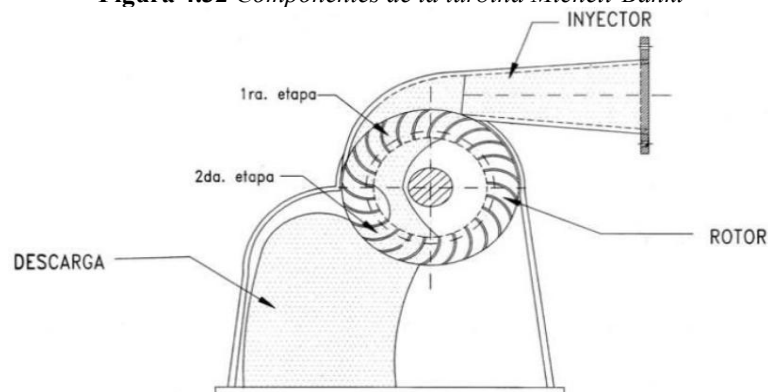
Las principales características de la turbina Michell-Banki son:

- Permite seleccionar una amplia gama de velocidades de giro, lo que facilita su adaptación a distintos generadores.
- El diámetro del rodete no está directamente condicionado por el caudal de diseño.
- Presenta un rendimiento aceptable incluso en turbinas de pequeño tamaño, lo que la hace eficiente para microcentrales.
- El caudal y la potencia pueden regularse eficazmente mediante un álabe guía ajustable.

Principio de funcionamiento:

Sus partes principales son el inyector y el rotor. El inyector presenta una sección rectangular y se une a la tubería mediante una transición circular-rectangular, conduciendo el chorro de agua hacia el rotor. Dicho rotor está integrado por dos discos paralelos con álabes curvos que permiten que el agua lo cruce en dos ocasiones, maximizando la conversión de energía. La salida ocurre a presión atmosférica.

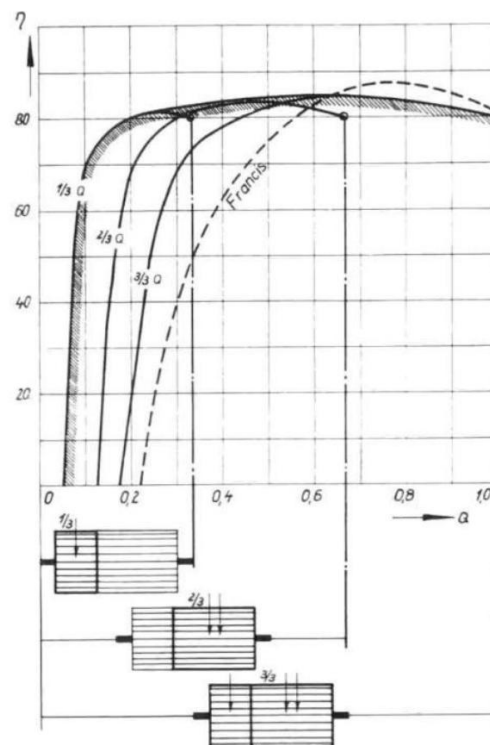
Figura 4.32 Componentes de la turbina Michell-Banki



Fuente: SIG

En la turbina Michell-Banki, el inyector dirige el flujo de agua con un ángulo definido hacia los álabes del rotor. El agua golpea primero los álabes, produciendo un impulso inicial, atraviesa el rotor y vuelve a impactarlos, entregando un segundo impulso antes de salir a presión atmosférica. Este proceso de doble aprovechamiento le da el nombre de turbina de doble efecto, con una transferencia de energía cercana al 70 % en la primera fase y al 30 % en la segunda. Su principal ventaja es la curva de rendimiento casi plana, lograda por un sistema de admisión parcial. El rotor, dividido en tres sectores, puede trabajar con $1/3$, $2/3$ o el caudal completo, conservando la eficiencia en distintos regímenes de operación. Esta característica la diferencia notablemente de otras turbinas, como la Francis, cuya curva de rendimiento presenta una mayor caída fuera de su punto óptimo.

Figura 4.33 Curva de rendimiento de una turbina Michell-Banki con admisión parcial



Fuente: [27]

Con un rendimiento máximo del 85 % y una eficiencia estable entre el 80 % y 85 % para caudales del 20 % al 100 % del diseño, la turbina Michell-Banki se distingue por admitir mayores volúmenes de agua que modelos como la Pelton o la Turgo, alcanzando así mayores velocidades bajo la misma altura de caída. En muchas aplicaciones, puede sustituir a una Francis debido a su simplicidad de diseño y menor costo de fabricación. Sin embargo, presenta una eficiencia

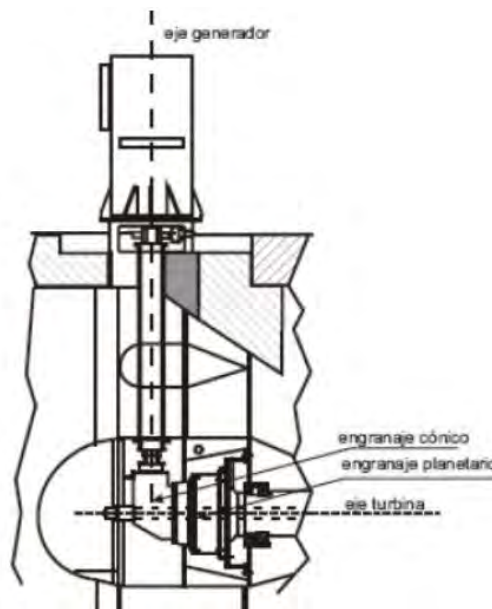
ligeramente inferior y una vida útil menor, aunque esta última puede extenderse utilizando materiales de mayor calidad y aplicando un mantenimiento adecuado.

4.3.9.3.2.2 Sistema de transmisión

El giro de la turbina está determinado por la altura de caída, el caudal y el tamaño del rodete. En plantas hidroeléctricas de gran escala, los rodetes se diseñan específicamente para sincronizar la velocidad con la del generador, lo que permite acoplamiento directo. En microcentrales esto no es posible, ya que se usan rodetes estándar de fábrica, generándose una diferencia de velocidades. Para compensar esta desadaptación, se emplean mecanismos de transmisión que regulan la velocidad entre la turbina y el generador. Entre los sistemas más comunes destacan:

- **Transmisiones paralelas:** Utilizan engranajes helicoidales, recomendados para potencias medias, por su eficiencia y robustez.
- **Transmisiones cónicas:** Indicadas para pequeñas potencias, emplean engranajes cónicos espirales para cambiar la dirección del eje a 90°. Un ejemplo es el multiplicador de dos etapas, compuesto por una primera etapa planetaria y una segunda etapa con engranajes cónicos (como se observa en la **Figura 4.34**).

Figura 4.34 Transmisión por engranajes cónicos



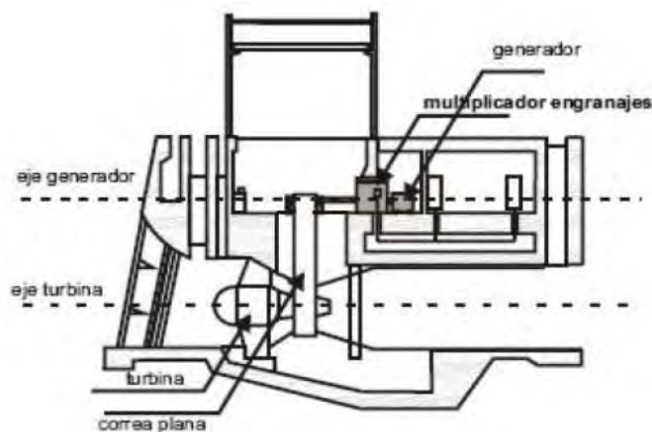
Fuente: [27]

- **Transmisiones epicicloidales:** Emplean engranajes planetarios o epicicloidales, los cuales permiten un diseño muy compacto y eficiente. Son especialmente adecuados para potencias superiores a 2 MW, aunque también pueden utilizarse en potencias menores

si se busca reducir el espacio ocupado y mejorar el rendimiento del sistema de transmisión.

- **Transmisiones por correa (plana o trapezoidal):** Son utilizadas en sistemas de baja potencia. Su principal ventaja radica en su simplicidad de montaje, bajo costo y facilidad de mantenimiento. Aunque presentan menores eficiencias comparadas con las transmisiones por engranajes, resultan adecuadas para aplicaciones rurales donde se privilegia la facilidad de operación y reposición de piezas.

Figura 4.35 Transmisión por correa plana



Fuente: [27]

4.3.9.3.2.3 Generador eléctrico

Los generadores utilizados en microcentrales son máquinas rotativas que transforman la energía mecánica de la turbina en electricidad, mediante acoplamiento directo o indirecto. Si bien en un inicio se emplearon generadores de corriente continua, en la actualidad predominan los trifásicos de corriente alterna, por su eficiencia y adaptación a los sistemas de distribución modernos. El proyectista puede elegir entre modelos síncronos o asíncronos, según la red a la que se conecten.

- **Generadores asíncronos:** Son motores de inducción con rotor en jaula de ardilla, que funcionan como generadores cuando giran por encima de su velocidad síncrona. No permiten regulación de tensión y dependen de la red eléctrica externa para su excitación, es decir, extraen de ella la energía reactiva necesaria para su magnetización. Esta energía reactiva puede ser compensada mediante bancos de condensadores, si se considera necesario. Una limitación importante es que no pueden operar en forma aislada, ya que no generan su propia corriente de excitación.

Figura 4.36 *Generador asíncrono*



Fuente: [27]

- **Generadores síncronos:** Son los equipos más comúnmente utilizados en unidades de generación eléctrica, especialmente en sistemas que operan de forma aislada o requieren regulación precisa del voltaje. Estas máquinas están dotadas de un sistema de excitación independiente, controlado por un regulador automático de voltaje (AVR), que permite ajustar la tensión de salida del generador.

Antes de su conexión a la red, el generador debe estar sincronizado en frecuencia, voltaje y ángulo de fase con ella, garantizando una integración estable. Una vez acoplado, es capaz de suministrar o absorber potencia reactiva, según las demandas del sistema.

A diferencia de los generadores asíncronos, los generadores síncronos pueden operar de forma independiente, lo que los hace ideales para microcentrales en zonas aisladas o sistemas con baja dependencia de la red principal.

Figura 4.37 *Generador síncrono*



Fuente: [27]

Los generadores síncronos presentan un costo más elevado que los asíncronos, pero se utilizan preferentemente en redes pequeñas o aisladas, donde su potencia representa una proporción significativa de la carga total del sistema. Gracias a su capacidad de regulación de tensión y generación de potencia reactiva, son ideales para mantener la estabilidad en estos entornos.

En cambio, los generadores asíncronos son más comunes en grandes redes interconectadas, donde su potencia instalada constituye solo una fracción mínima de la demanda total, y pueden depender del sistema eléctrico para su excitación.

En términos de eficiencia, los generadores asíncronos presentan un rendimiento entre un 2 % y un 4 % inferior al de los generadores síncronos en todo su rango de operación.

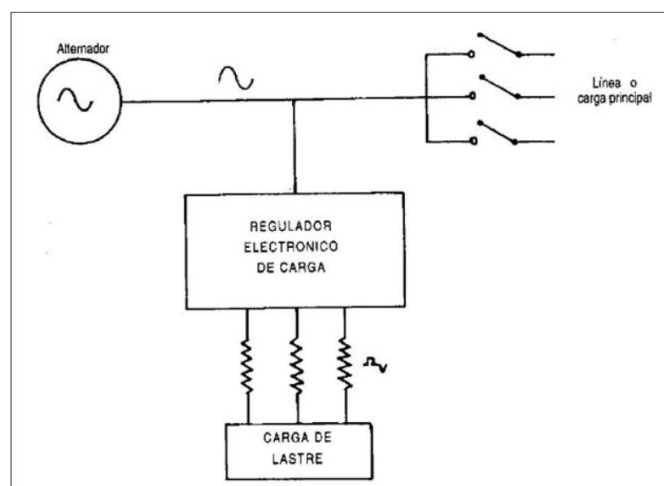
4.3.9.3.2.4 Regulador de velocidad o gobernador

Las microcentrales hidroeléctricas que entregan energía en corriente alterna requieren operar a velocidad constante, pues cualquier variación afecta tanto al generador como a los equipos conectados. La frecuencia eléctrica depende directamente de la velocidad de rotación, por lo que mantener 60 Hz exige sostener estable dicha velocidad. En sistemas sin regulación, los cambios de demanda generan variaciones en la velocidad de la turbina, afectando frecuencia y voltaje, lo que compromete la calidad del suministro. Cuando se prevén oscilaciones continuas en la carga, se debe implementar un regulador que mantenga constante la velocidad de giro. Para la Nación Q'eros se aplicará una regulación automática de carga con control electrónico, diseñada para microcentrales de menos de 100 kW.

4.3.9.3.2.5 Sistema de regulación electrónica de carga

Este sistema permite que el generador opere a potencia constante. Cuando la demanda disminuye, el exceso de energía es desviado hacia una carga de disipación mediante tiristores (dispositivos electrónicos de conmutación), evitando así variaciones en la velocidad de la turbina. De este modo, se mantiene estable la frecuencia del sistema y se garantiza un suministro eléctrico confiable y de calidad.

Figura 4.38 *Regulador electrónico de carga*



Fuente: [27]

4.3.9.3.2.6 *Ventajas del regulador electrónico de carga frente a los reguladores hidráulicos de caudal*

El uso de reguladores electrónicos de carga en sistemas micro hidroeléctricos presenta múltiples beneficios frente a los sistemas tradicionales de regulación por control de caudal. Entre sus principales ventajas destacan:

- Simplificación del diseño de la turbina, al eliminar la necesidad de mecanismos de regulación de caudal.
- Reducción de costos, tanto en la instalación como en los componentes asociados.
- Operación y mantenimiento más sencillos, con menor requerimiento técnico especializado.
- Eliminación de sobrepresiones en la tubería de presión, aumentando la vida útil del sistema.
- Facilidad de ensamblaje o fabricación, especialmente en entornos rurales.
- Mayor velocidad de respuesta ante variaciones en la carga eléctrica, mejorando la estabilidad del sistema.

4.3.10 *Ventajas y desventajas del sistema micro hidroeléctrico de pasada*

Una vez abordados los principales componentes de un sistema micro hidroeléctrico de pasada, se resumen a continuación sus principales ventajas y desventajas:

Tabla 4.19

Ventajas y desventajas de las micro centrales hidroeléctricas de pasada como opción para la electrificación de zonas rurales

Ventajas y desventajas de las micro centrales hidroeléctricas de pasada	
Ventajas	No necesitan combustible.
	Fuente limpia y renovable de energía.
	No contaminan el medio ambiente porque no producen gases ni humo en su funcionamiento.
	Recurso ampliamente disponible en muchas zonas rurales.
	Bajos costos de operación y larga vida útil.
	Generación de energía generalmente continua.
	Son centrales eficientes (75% - 90%).
	Permiten el desarrollo productivo y económico de la comunidad rural.
Desventajas	Están condicionadas por las condiciones topográficas e hidrológicas del lugar.
	La potencia del suministro está condicionada por el recurso natural existente.
	Es difícil la posibilidad de extender el suministro en caso de producirse una demanda mayor.

Fuente: [27]

Capítulo V

Análisis técnico-económico de las alternativas de suministro eléctrico

Definidas las tres alternativas de electrificación para la Nación Q'eros, se presenta a continuación un análisis técnico-económico comparativo. Este permitirá determinar su viabilidad considerando aspectos como rendimiento del sistema, inversión, operación, mantenimiento, disponibilidad de recursos locales, impacto ambiental y sostenibilidad. Según el Manual para la Clasificación de los Estudios Ambientales del Subsector Electricidad del MINEM, los proyectos con potencia instalada menor a 500 kW, como sistemas fotovoltaicos o microcentrales de pasada en zonas rurales, se clasifican como categoría I, siendo suficiente una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o, en algunos casos, sin requerir evaluación ambiental previa. En este marco, las alternativas planteadas para la Nación Q'eros no superan 1 MW ni incluyen líneas de media o alta tensión mayores a 60 kV, por lo que no corresponde un Estudio de Impacto Ambiental Detallado, aunque se deberá cumplir con la evaluación ambiental que disponga la Dirección General de Asuntos Ambientales de Electricidad DGAAE del MINEM.

Fuentes legales y técnicas consultadas:

- Ministerio de Energía y Minas – MINEM (2019). Decreto Supremo N.º 014-2019-EM. Reglamento de Protección Ambiental para el Subsector Electricidad.
- MINEM – DGAAE (2020). Manual para la Clasificación de los Estudios Ambientales del Subsector Electricidad.
- Texto Único de Procedimientos Administrativos (TUPA) del MINEM.

5.1 Análisis técnico-económico para la alternativa de suministro eléctrico mediante la extensión de la red de distribución

5.1.1 *Análisis técnico de la extensión de la red de distribución*

5.1.1.1 *Cálculos eléctricos de Líneas y redes primarias*

5.1.1.1.1 *Normas Aplicables*

Los cálculos desarrollados en este volumen se ajustan a lo establecido en el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 y a las Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias (Norma 018-2003-EMDGE). Dicho documento, emitido por el Ministerio de Energía y Minas, unifica y define las condiciones técnicas mínimas para el diseño de líneas y redes primarias aéreas en 22,9 kV, garantizando tanto la seguridad de personas y bienes como el cumplimiento de los requisitos de un sistema económicamente adaptado.

- Ley General de Electrificación Rural (Ley N° 28749).
- Código Nacional de Electricidad Suministro 2011.
- Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844.
- RD-016-2003-EM/DGE Especificaciones Técnicas de Montaje de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- RD-018-2003-EM/DGE Bases para el Diseño de LP y RP para Electrificación Rural.
- RD-024-2003-EM/DGE Especificaciones Técnicas de Soportes Normalizados para Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- RD-026-2003-EM/DGE Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.

En forma complementaria, se han tomado en cuenta las siguientes ***normas internacionales***:

- NESC (NATIONAL ELECTRICAL SAFETY CODE).
- REA (RURAL ELECTRIFICATION ASSOCIATION)
- U.S. BUREAU OF RECLAMATION-STANDARD DESIGN
- VDE 210 (VERBAND DEUTSCHER ELECTROTECHNIKER)
- IEEE (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS)
- CIGRE (CONFERENCE INTERNATIONAL DESGRANDS RESSEaux ELECTRIQUES)
- ANSI (AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE)
- IEC (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION)

5.1.1.1.2 Características Eléctricas Del Sistema

Para la ejecución de los cálculos justificativos, se ha tomado en consideración las siguientes características eléctricas:

- Tensión nominal del sistema : 22,9 kV.
- Configuración : 1ø Bifilar.
- Tensión máxima de servicio : 25 Kv.
- Frecuencia nominal : 60 Hz.
- Factor de potencia : 0,90 (atraso)

- Potencia de Corto Cto. Mínima : 250 MVA.
- Nivel Isoceraunico : 60 (Torm/Año).

5.1.1.1.3 Factores Considerados en el Diseño

Tabla 5.1

Calificación eléctrica utilizada

Factores	Redes primarias	Redes secundarias	Alumbrado publico
Máxima caída de Tensión	5 % (*)	7%	5%
Factor de Potencia	1	1	0.9
Factor de Simultaneidad	-	0.5	1

(*) Para un alimentador Rural puede ser de 6 %.

Fuente: [27]

5.1.1.2 Distancias Mínimas De Seguridad

- Distancia horizontal mínima permitida entre conductores de un mismo circuito en los apoyos:

$$D = 400\text{mm} + 10\text{mm (22.9kV-11kV)} \quad \text{Ref. CNE Tabla 235-1}$$

$$D = 0,519 \text{ m} \quad \text{para 22.9 kV}$$

Esta distancia es válida tanto para la separación entre 2 conductores de fase como entre un conductor de fase y uno neutro.

- Distancia vertical mínima permitida entre conductores de un mismo circuito en los apoyos:

$$D = 800\text{mm} + 10\text{mm (22.9kV-11kV)} \quad \text{Ref. CNE Tabla 235-5}$$

$$D = 0,919 \text{ m} \quad \text{para 22.9 kV}$$

Esta distancia es válida tanto para la separación entre 2 conductores de fase como entre un conductor de fase y uno neutro.

- Distancia mínima requerida entre conductores y sus accesorios energizados respecto a los elementos conectados a tierra:

$$D = 125 \text{ mm} + 5(22.9\text{kV}-11\text{kV}) \quad \text{Ref. CNE Tabla 235-6}$$

$$D = 0.185 \text{ m para 22.9 kV}$$

- Distancia mínima requerida entre los conductores en posición vertical y la superficie del poste

$$D = 0.450 \text{ m para 22.9 kV} \quad \text{Ref. CNE Tabla 239-2}$$

$$D = 0.260 \text{ m para 13.2 kV}$$

- Distancia horizontal mínima requerida entre los conductores de un mismo circuito medida a mitad de vano

Distancia horizontal mínima entre conductores de un mismo circuito a mitad de vano:

$$D = 0.0076(U) (F_c) + 0.65 \sqrt{f} \quad \text{Ref. DGE 018(3.3)}$$

Donde:

U = Tensión Nominal entre fases, kV

F_c = Factor de corrección por altitud

f = Flecha del conductor a la temperatura máxima prevista

➤ Distancias mínimas del conductor a la superficie del terreno.

Para 22.9 kV Ref. CNE Tabla 231-1 y 232-1

- o En lugares accesibles sólo a peatones 5,0 m
- o En laderas no accesibles a vehículos o personas 3,0 m
- o En lugares con circulación de maquinaria agrícola 6,0 m
- o En carretera y avenida con circulación de camiones 7,0 m
- o En caminos y calles con circulación de camiones 6,5 m
- o En cruce de calles, avenidas y vías férreas 7,0 m
- o Distancia vertical entre el conductor y agua no navegables 7.0 m

➤ Distancias mínimas a terrenos rocosos o árboles aislados.

- o Distancia vertical entre el conductor inferior y los árboles 4,00 m
- o Distancia radial entre el conductor y los árboles laterales 4,50 m

Nota:

Las distancias radiales podrán incrementarse cuando haya peligro que los árboles caigan sobre los conductores.

➤ Distancias mínimas a edificaciones y otras construcciones.

- o Distancia vertical entre el conductor y paredes y otras estructuras
- o Ref. CNE Regla 234-1 4,0 m
- o Distancia horizontal entre el conductor y paredes y otras estructuras
- o Ref. CNE Regla 234-1 2,5 m
- o Distancia Vertical entre el conductor y parte de una edificación normalmente accesible a personas incluyendo abertura de ventanas, balcones y lugares similares.
- o Ref. CNE Regla 234-1 4,0 m

Notas:

- o Las distancias verticales se determinarán a la máxima temperatura.
- o Las distancias radiales se determinarán a la temperatura en la condición EDS y declinación con carga máxima de viento.

5.1.1.3 Cálculo de caída de voltaje y pérdidas de potencia.

5.1.1.3.1 Parámetros de los Conductores

5.1.1.3.1.1 Resistencia Eléctrica

Considerando la temperatura de trabajo del conductor, se tiene:

$$R_2 = R_1(1 + \alpha(t_2 - t_1)) \quad \text{Ohm/Km} \quad (10)$$

Donde:

R_2 : Resistencia final a 40 °C.

R_1 : Resistencia a 20 °C.

α : Coeficiente de dilatación térmica a 20 °C = 0.0036
(Aleación de Aluminio)

t_1 : Temperatura (20 °C).

t_2 : Temperatura de operación del conductor (40 °C).

5.1.1.3.1.2 Reactancia inductiva

Para determinar la reactancia se toma como referencia la disposición horizontal, considerando las distancias indicadas en el ítem 2.1.4, y se aplica la fórmula siguiente:

$$X_L = 4\pi f \left(0.25 + \ln \left(\frac{2DMG}{K * d} \right) \right) * 10^{-4} \quad \text{Ohm/Km} \quad (11)$$

Donde:

X_L : Reactancia Inductiva (Ω/Km)

DMG : Distancia Media Geométrica (m)

$\boxed{DMG = DI}$ (Sistema Monofásico)

K : Factor de corrección por Nro. de hilos.

0.726 para 07 hilos

0.758 para 19 hilos

d : Diámetro del conductor

f : Frecuencia (60 Hz).

Tabla 5.2

Valores de los parámetros para las diferentes secciones del conductor a adoptarse en la configuración del sistema

CUADRO DE PARÁMETROS DE LOS CONDUCTORES DE COBRE Y DE ALUMINIO							
Material	Densidad a 20 °C gr/cm ³	Resistividad a 20 °C gr/cm ³	Conductibilidad % IACS	Coeficiente térmico de resistencia 20°C por °C	Módulo de Elasticidad Kg/mm ²	Esfuerzo mínimo de rotura Kg/mm ²	Coeficiente de dilatación Lineal a 20°C por °C
Aleación de Aluminio	2.7	0.0328	52.5	0.0036	5,700	28	2.3x10 ⁻⁵

Fuente: [27]

- Diámetro: Para referencia geométrica del conductor.

$$d \approx d_{nom}(catálogo/SIG) = 7.42 \text{ mm} \quad (12)$$

- Resistencia a 20°C.

$$R_{20} = \rho \frac{L}{A} (\Omega) \quad (13)$$

En Ω/km con $L=1000 \text{ m}$.

$$R_{20} \approx 0.996 (\Omega/\text{km}) \quad (14)$$

- Resistencia a 40°C (corrección térmica)

$$R_{40} = R_{20}[1 + \alpha(40 - 20)] \quad (15)$$

$$R_{40} \approx 0.996[1 + \alpha(20)] \approx 1.269 (\Omega/\text{km}) \quad (16)$$

- DMG monofásica

$$DMG_{1F} = D = 2m \quad (17)$$

- Reactancia inductiva monofásica

$$X_{L1F} = 2\pi fL \quad , \quad L = 2 * 10^{-7} \ln \left(\frac{DMG}{GMR} \right) \quad (18)$$

$$X_{L1F} = 0.0033 \Omega/\text{km} \quad (19)$$

- Factor de conversión trifásico (geometría)

$$FCT_{3F} = \frac{D_{eq}}{DMG_{1F}} \quad , \quad D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab}D_{bc}D_{ca}} \quad (20)$$

$$FCT_{3F} = 1.486 \quad (21)$$

Tabla 5.3

Parámetros y secciones del conductor a usarse

PARÁMETROS	SECCIÓN (mm²)
	35
Diámetro (mm)	7.42
Resistencia a 20°C (Ω/Km)	0.996
Resistencia a 40°C (Ω/Km)	1.269
DMG _{1F} (m)	2
X _{L1F} (Ω/Km)	0.0033
FCT _{3F}	1.486

Fuente: SIG

5.1.1.3.2 Caída De Tensión Y Pérdidas De Potencia

La estimación de la caída de tensión y de las pérdidas de potencia se realizó mediante el software DigSILENT, considerando todas las cargas proyectadas para un horizonte de 20 años. Para ello se emplearon los parámetros previamente definidos y las fórmulas que se detallan a continuación:

Para un sistema Monofásico se ha considerado:

$$\% \Delta V_{1\phi} = \frac{2PL}{V} \text{FCT} \quad (22)$$

Donde:

$\% \Delta V_{1\phi}$: Porcentaje de caída de tensión 1Ø.

P : Potencia (KW).

L : Longitud (Km).

V : Tensión (KV).

$$\text{FCT} = R_{40} + X_{L1\phi} \tan \phi \quad (23)$$

Donde:

FCT : Factor de Caída de Tensión 1 F.

R_{40} : Resistencia a 40°C (Ω/Km).

$X_{L1\phi}$: Reactancia Inductiva 1 Ø (Ω/Km).

ϕ : Angulo de Factor de Potencia

Las pérdidas de potencia se calcularán utilizando las siguientes fórmulas:

a) Pérdidas de potencia en circuitos monofásicos a la tensión entre fases:

$$P_J = \frac{2P^2(r_1)L}{1000V_L^2(\cos\Phi)^2} \quad [kW] \quad (24)$$

b) Pérdidas de potencia en circuitos monofásicos a la tensión de fase:

$$P_J = \frac{2P^2(r_1)L}{1000V_f^2(\cos\Phi)^2} \quad [kW] \quad (25)$$

Donde:

P = Demanda de potencia, en kW

R = Resistencia del conductor a la temperatura de operación, en Ohm/km.

L = Longitud del circuito o tramo del circuito, en km

V_L = Tensión entre línea, en kV

V_f = Tensión de fase - neutro, en kV

ϕ = Angulo de factor de potencia

Cabe precisar que, al tratarse de cargas de carácter rural, se adoptó un valor máximo admisible de caída de tensión del 6 %, de acuerdo con lo establecido en el C.N.E. ítem 2.1.3, y un límite del 3.0 % para las pérdidas de potencia eléctrica.

5.1.1.4 Flujo de carga y regulación de tensión.

Para el cálculo del flujo de carga, al igual que en el ítem anterior, se empleó el software DigSILENT, utilizando el método de Newton-Raphson. Este procedimiento se aplica en el análisis de redes de distribución y transmisión, flujo de carga asimétrico, balance de carga y control de áreas o zonas restringidas.

Además, se han tomado las siguientes consideraciones:

- **Para líneas de distribución primarias.**

Según la **Tabla 5.3** dentro de sus cálculos justificativos, se recomienda el uso de conductores de AAAC, sección 35mm² para lo cual se tomaron en cuenta los valores de los parámetros eléctricos de dicho tipo de conductor. Para las redes existentes se toma como datos las secciones de los conductores instalados.

Estos parámetros se calcularon según las formulaciones indicadas para hallar la resistencia de conductor y reactancias.

- **Para Transformadores de Distribución.**

Para obtener los parámetros eléctricos de los transformadores se tomó en cuenta las tablas técnicas de transformadores que dan los fabricantes, así como también los reportes de protocolos de prueba de los transformadores.

Tabla 5.4
Parámetros de transformadores

PARÁMETROS DE TRANSFORMADORES				
POT. kVA	RES1 (%)	Zcc1(%)	PERD. Fe (%) kW	Vcc (%)
10	2,45	2,46	0,05	2,5
15	2,43	2,52	0,07	2,0
25	2,42	2,52	0,07	2,0
37.5	2.41	2.53	0.09	2.0

Fuente: [27]

- **Para las cargas.**

Para las localidades existentes se consideró el consumo de potencias en cada localidad respectiva de igual forma de las localidades pertenecientes al alimentador PA-01(Alimentador Paucartambo).

Los Resultados Obtenidos a través del software Neplan 5.5. se muestran en la página siguiente.

5.1.1.5 Valores de corriente en los transformadores en el lado de alta y baja tensión

Por las siguientes relaciones:

$$I_{p3f} = \frac{S}{V\sqrt{3}} \quad (26)$$

$$I_{p1f} = \frac{S}{V} \quad (27)$$

$$I_{sp} = 1.5 I_p \quad (28)$$

$$I_{cc} = 20 I_p \quad (29)$$

$$I_{ins} = 12 I_p \quad (30)$$

Donde:

S : Potencia del transformador (KVA).

I_p : Corriente nominal en el primario (A).

I_{sp} : Corriente de sobrecarga máxima en el primario (A).

I_{cc} : Corriente de corto circuito en Alta Tensión (A).

I_{ins} : Corriente de inserción (A).

Se obtienen los siguientes valores:

5.1.1.5.1 Sistema Monofásico 22.9. KV.

Tabla 5.5

Valores del sistema monofásico 22.9kV

S (KVA)	I_p (A)		I_{sp} (A)		I_{cc} (A)		I_{ins} (A)	
	MT	BT	MT	BT	MT	BT	MT	BT
10	0.44	22.73	0.66	34.09	8.73	454.55	5.24	272.73
15	0.66	34.09	0.98	51.14	13.10	681.82	7.86	409.09

20	1.09	56.82	1.64	85.23	21.83	1136.36	13.10	681.82
----	------	-------	------	-------	-------	---------	-------	--------

Fuente: [28]

5.1.1.5.2 Valores De Capacidad De Los Fusibles Tipo K

Tabla 5.6

Capacidad de fusibles tipo K

CAPACIDAD DE FUSIBLES TIPO K, QUE CUMPLEN CON NORMAS EN EL LADO DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES	
S (KVA)	CAPACIDAD RECOMENDADA
3	1H
5	1H
10	2H
15	2H
25	3H
50	5H
100	8H
160	10H

Fuente: [29]

Tabla 5.7

Capacidad de fusibles tipo K

CAPACIDAD DE FUSIBLES TIPO K, QUE CUMPLEN CON NORMAS EN EL LADO DE ALTA TENSION DE LOS TRANSFORMADORES														
FUSIBLE														
PROTECTOR	FUSIBLE PROTEGIDO (A)													
(A)	8K	10K	12K	14K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
MÁXIMA CORRIENTE DE FALLA														
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4100

Fuente: [29]

Tabla 5.8

Coordinacion entre fusibles tipo K y H

COORDINACION ENTRE FUSIBLES TIPO K y H														
FUSIBLE														
PROTECTOR	FUSIBLE PROTEGIDO (A)													
(A)	8K	10K	12K	14K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
MAXIMA CORRIENTE DE FALLA														
1H		280	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3H	125	45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

Fuente: [29]

5.1.1.6 Estudio de coordinación de protección en las líneas primarias de media tensión y subestaciones de distribución.

5.1.1.6.1 Consideraciones generales

El proyecto contempla principalmente derivaciones y ramales del alimentador principal. Por estas características de la línea primaria, se ha optado por emplear como elementos de protección únicamente seccionadores fusibles (cut-out). Dichos dispositivos se instalarán en todas las subestaciones de distribución y en los seccionamientos de derivaciones de longitud considerable, con el fin de garantizar protección y facilitar la operación del sistema. Para asegurar la continuidad y seguridad del servicio, se ha previsto la selectividad entre los seccionadores fusibles, tomando en cuenta que su tiempo de actuación depende tanto de la corriente de prefalla como de la corriente de falla.

- NORMA
- ANSI C37.43. Características de los fusibles tipo K y T
- IEC 60282 High-voltage fuses

5.1.1.6.2 Criterios para coordinación de protección entre fusibles

Los criterios para la coordinación de protección entre fusibles son los siguientes:

- Para lograr una coordinación adecuada entre dos fusibles en serie, el valor total de $I^2 \times T$ del fusible de menor capacidad no debe superar el valor de $I^2 \times T$ de prefalla del fusible de mayor capacidad de corriente.
- La relación de corrientes entre dos fusibles debe ser mayor a 2, garantizando así la correcta coordinación de su actuación.
- En el caso de dos fusibles en serie, el tiempo total de despeje (total clearing) del fusible de menor capacidad no debe exceder el 75 % del tiempo mínimo de fusión (minimum melting) del fusible de mayor capacidad.
- La calibración se realizó considerando las condiciones más críticas, es decir, ante una falla monofásica.

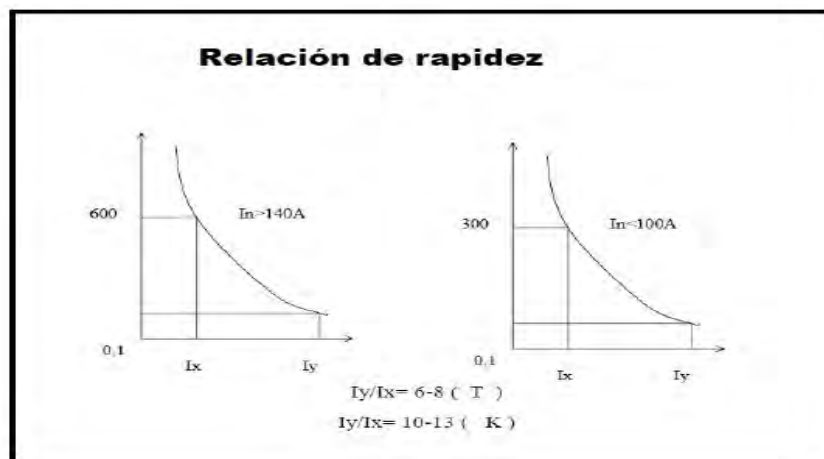
- Cuando los fusibles se coordinan con relés, el relé actúa como respaldo del fusible. Para que la coordinación sea correcta, la corriente de calibración del relé debe ser aproximadamente tres veces la corriente nominal del fusible.
- En la coordinación entre un recloser y fusibles, considerando que gran parte de las fallas son transitorias, el relé del recloser debe ajustarse de modo que los fusibles no operen. Si la falla persiste, el recloser se mantiene cerrado después de una apertura y el fusible opera, aislando la falla.

5.1.1.6.3 Descripción de coordinación de protección entre fusibles

La coordinación de protección entre fusibles se realizó considerando los criterios descritos en el ítem b). Como dispositivos de protección se utilizaron seccionadores fusibles (cut-out). Las corrientes de carga de cada tramo protegido se determinaron a partir de los resultados del flujo de carga, mientras que los valores de minimum melting time y total clearing time se obtuvieron del manual de S&C Electric Company – Chicago, TCC N.º 165-2 y 165-2-2.

La curva característica de los fusibles tipo K se muestran en el siguiente gráfico:

Figura 5.1 Curva característica de los fusibles tipo K



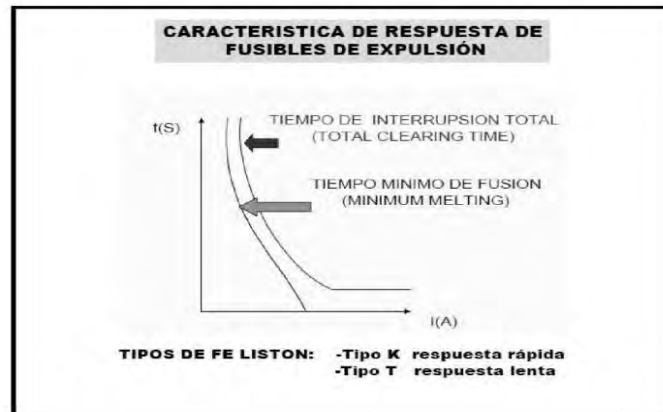
Fuente: [29]

5.1.1.6.3.1 Características de los fusibles tipo k

- En los fusibles de estaño, el tiempo largo de conducción corresponde aproximadamente al 150 % de la corriente nominal, mientras que en los de plata equivale al 100 %.

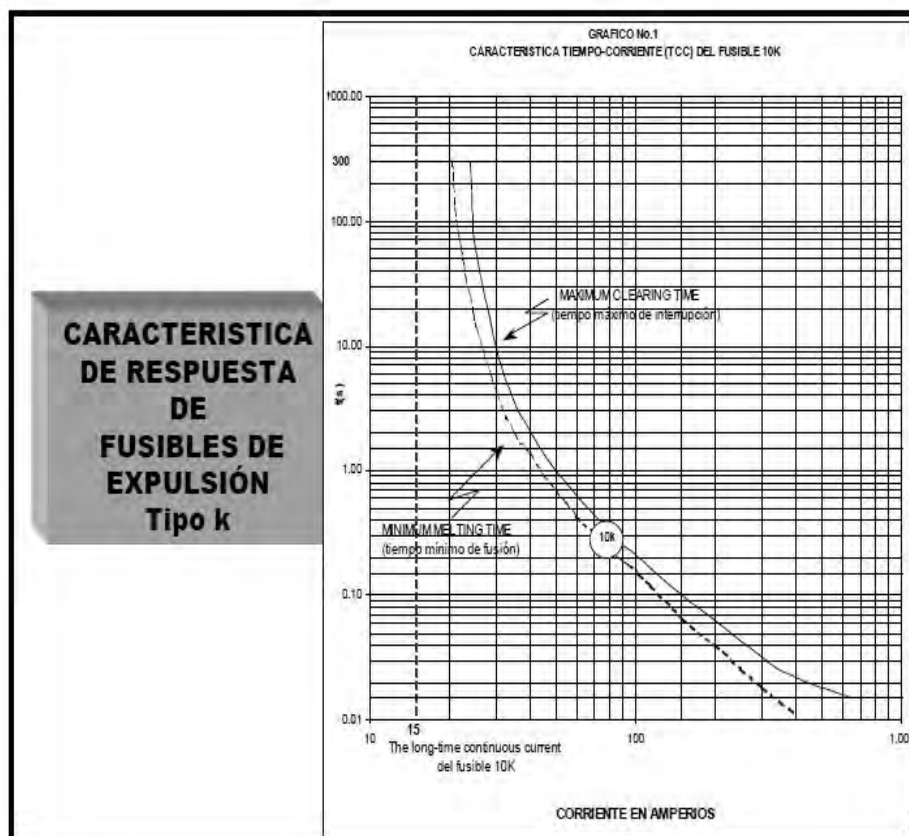
- Las curvas $t-I$ se ven afectadas por factores como temperaturas extremas y precargas, lo cual resulta necesario tomar en cuenta.

Figura 5.2 Curva característica de los fusibles tipo K



Fuente: [29]

Figura 5.3 Curva característica de los fusibles tipo K



Fuente: [29]

5.1.1.6.3.2 Selección de fusibles

- Intensidad Mínima (I_{min}): Corriente mínima necesaria para que el hilo fusible se funda, equivalente aproximadamente a 1,6–2 veces su corriente nominal.

- Tiempo de Operación (top.): Lapso requerido para que el hilo fusible se funda tras superar la corriente de operación.
- Intensidad Nominal (In): Valor de corriente asignado al fusible como su corriente de diseño.

5.1.1.7 Determinación del nivel de aislamiento

5.1.1.7.1 Criterios para la selección de nivel de aislamiento.

Los criterios que se tomaron en cuenta para la selección del aislamiento son los siguientes:

- Sobretensiones a frecuencia industrial en seco
- Sobretensiones atmosféricas
- Contaminación ambiental

5.1.1.7.2 Datos Generales

Tabla 5.9
Datos generales para selección de nivel de aislamiento

Características	Simbolo	Unidad	Valor
<i>Tensión nominal</i>		[kV]	22.9
<i>Tensión máxima del sistema</i>		[kV]	25
<i>Altitud máxima</i>	h	[m.s.n.m.]	4204
<i>Altitud mínima</i>	h	[m.s.n.m.]	3913
<i>Altitud promedio</i>	h	[m.s.n.m.]	4058.5
<i>Temperatura máxima</i>	t	[°C]	24
<i>Temperatura media</i>	t	[°C]	15
<i>Nivel de salinidad (asumida)</i>		[mg/cm ²]	0.175

Fuente: [30]

Los aisladores Normalizados para Líneas y redes Primarias son los siguientes:

Tabla 5.10
Aisladores Tipo PIN

Clase ANSI			55-4	55-5	56-2	56-3	56-4
Voltage de Flameo Promedio	A Frecuencia ind.	Seco	70	85	110	125	140
	[KV RMS]	Humedo	40	50	70	80	95
	Al Impulso [KV	Positivo	110	140	175	200	225
	Pico]	Negativo	140	170	225	265	295
Longitud de Línea de Fuga (mm)			229	305	432	533	685
Mínima Tensión de Perforación a Frecuencia Industrial [KV RMS]			95	115	145	165	185

Fuente: [29]

Tabla 5.11
Aisladores Tipo Suspensión (Poliméricos)

Clase ANSI			ANSI-15 RPP-15	ANSI-25 RPP-25	ANSI-35 RPP-35
Voltage de Flameo Promedio	A Frecuencia ind. [KV RMS]	Seco	90	130	145
		Húmedo	66	110	130
	Al Impulso [KV Pico]	Positivo	125	245	250
		Negativo	130	255	250
Longitud de Línea de Fuga (mm)			398	778	1000
Mínima Tensión de Perforación a Frecuencia Industrial [KV RMS]			110	110	170

Fuente: [29]

5.1.1.7.3 Factor de Corrección:

h = Altura sobre el nivel del mar

Factor de corrección por Temperatura

$$F_t = \frac{273 + t}{313} = 1 \quad (31)$$

Factor de corrección por Altura

$$F_h = 1 + \frac{h - 1000}{10000} = 1.401 \quad (32)$$

$$F_C = F_h * F_t = 1.4005 \quad (33)$$

Tabla 5.12
Nivel de Aislamiento

Características	Altura	
	0 m.s.n.m.	4204 m.s.n.m.
Tensión Nominal		
- Entre fases, Kv		22.9
- Entre fases y neutro, Kv		13.2
Tensión máxima del equipo		
- Entre fases, Kv	25	35.01
- Entre fases y neutro, Kv	14.5	20.31
Nivel de aislamiento a la frecuencia industrial entre fases y fase neutro "Uc" en kV RMS		
	50	70.03
Tensión de sostenimiento al impulso (1.2/50 microseg.) "UBIL" en kV pico		
	125	175.06

Fuente: [29]

5.1.1.7.4 Verificación por Tensión Disruptiva:

5.1.1.7.4.1 Verificación por Tensión Disruptiva Bajo Lluvia

El Código Nacional de Electricidad establece que la tensión disruptiva en presencia de lluvia, a la frecuencia de servicio, que debe presentar un aislador no debe ser menor que:

$$U_C = 2.1 * (U * F_C + 5) \quad (34)$$

Donde:

- U : Tensión nominal de servicio, en kV.
F_c : Factor de corrección por altura
U_c : Tensión disruptiva bajo lluvia a la frecuencia de servicio, en Kv

Luego para el estudio:

$$U_C = 77.85 \quad [kV] \quad (35)$$

Los aisladores que cumplen con este requerimiento son:

Tabla 5.13
Aislador tipo Suspension

Aislador	Tensión disruptiva bajo lluvia	Observacion
RPP-15 (SUS)	66	NO CUMPLE
RPP-25 (SUS)	110	CUMPLE
RPP-35 (SUS)	130	CUMPLE

Fuente: [29]

Tabla 5.14
Aislador tipo PIN

Aislador	Tension disruptiva bajo lluvia	Observacion
55-4 (PIN)	40	NO CUMPLE
55-5 (PIN)	50	NO CUMPLE
56-2 (PIN)	70	NO CUMPLE
56-3 (PIN)	80	CUMPLE
56-4 (PIN)	95	CUMPLE

Fuente: [29]

5.1.1.7.4.2 Verificación por Tensión Disruptiva en Seco

Según lo establecido en el Código de Seguridad Americano (NESC), la tensión disruptiva en seco debe ser, como máximo, el 75 % de la tensión asignada:

$$U_S = 2.2 * (U * F_C + 5) \quad (36)$$

Donde:

U : Tensión nominal de servicio, en kV.
 Fc : Factor de corrección por altura
 Us : Tensión disruptiva en seco a la frecuencia de servicio, en Kv

Luego para el estudio:

$$U_s = 81.56 \quad [kV] \quad (37)$$

Los aisladores que cumplen con este requerimiento son:

Tabla 5.15
Aislador tipo Suspension

Aislador	Tensión disruptiva en seco	Mínima tensión de perforación a frecuencia industrial (kV RMS)	Verificación al 75%	Observación
RPP-15 (SUS)	90	110	82.5	CUMPLE
RPP-25 (SUS)	130	110	82.5	CUMPLE
RPP-35 (SUS)	145	170	127.5	CUMPLE

Fuente: [29]

Tabla 5.16
Aislador tipo PIN

Aislador	Tensión disruptiva en seco	Mínima tensión de perforación a frecuencia industrial (kV RMS)	Verificación al 75%	Observación
55-4 (PIN)	70	95	71.25	NOCUMPLE
55-5 (PIN)	85	115	86.25	CUMPLE
56-2 (PIN)	110	145	108.75	CUMPLE
56-3 (PIN)	125	165	123.75	CUMPLE
56-4 (PIN)	140	185	138.75	CUMPLE

Fuente: [29]

5.1.1.7.4.3 Verificación por Contaminación

En esta verificación se determina el factor de corrección por altura aplicando los siguientes métodos:

$$L_f = U * F_c + L_{fm} \quad (38)$$

Donde:

U : Tensión nominal de servicio, en kV.
 Fc : Factor de corrección por altura
 Lfm : Línea de contaminación específica según IEC 815

Luego para el estudio:

$$L_f = 560.20 \quad [mm] \quad (39)$$

Tabla 5.17
Aislador tipo Suspensión

Aislador	Longitud de Línea de fuga (mm)	Observación
RPP-15 (SUS)	398	NO CUMPLE
RPP-25 (SUS)	778	CUMPLE
RPP-35 (SUS)	1000	CUMPLE

Fuente: [29]

Tabla 5.18
Aislador tipo Suspensión

Aislador	Longitud de Línea de fuga (mm)	Observación
55-4 (PIN)	229	NO CUMPLE
55-5 (PIN)	305	NO CUMPLE
56-2 (PIN)	432	NO CUMPLE
56-3 (PIN)	533	NO CUMPLE
56-4 (PIN)	685	CUMPLE

Fuente: [29]

Conclusión: De acuerdo a las verificaciones realizadas para el presente proyecto se usarán:

- Aisladores Tipo Pin 56-4
- Tipo Suspensión RPP-25

5.1.1.8 Cálculo, diseño y configuración del sistema de puesta a tierra de líneas y redes primarias.

5.1.1.8.1 Premisas De Diseño

Las puestas a tierra, en el marco del presente estudio, se implementarán para resguardar la línea primaria de sobretensiones causadas por descargas eléctricas en las proximidades. Para subestaciones de distribución, el diseño se regirá por criterios de operación y protección de equipos, adoptando la configuración que asegure la menor resistencia y el cumplimiento de la Norma 018-EMDGE según la potencia del transformador. El conductor de cobre destinado a la puesta a tierra deberá tener como mínimo una sección de 16 mm².

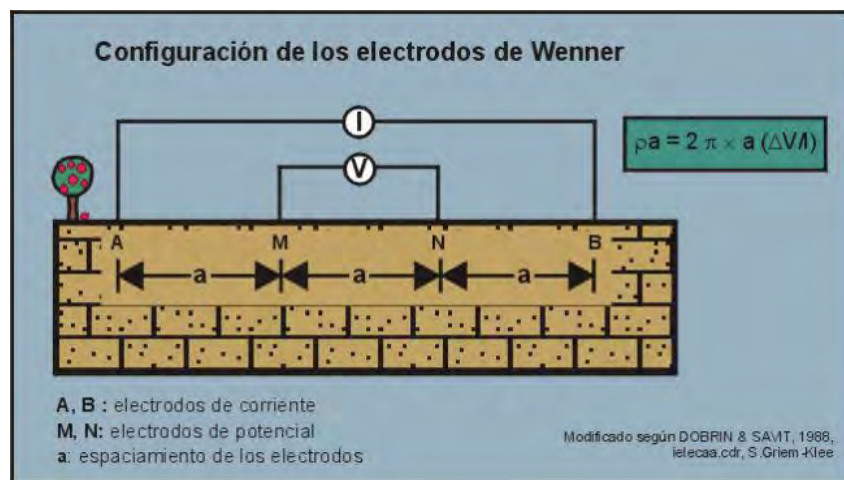
5.1.1.8.2 Medición De Resistividad

Se llevó a cabo una campaña de mediciones en campo en cada localidad del proyecto, focalizada en las ubicaciones previstas para subestaciones de distribución. Se utilizó un telurómetro digital SMARTEC, modelo MI2124 (tipo MEGGER), con precisión del 2,5 %, diseñado para evaluar resistencia de tierra y resistividad del terreno bajo el Método de Wenner, empleando cuatro jabalinas galvanizadas de 30 cm x 10 mm, conforme a las normas VDE 0143 Parte 7 (1982) y BS 7430 (1992).

El Método de Wenner, adoptado en el presente estudio, consiste en clavar cuatro electrodos igualmente espaciados a una profundidad “b” y distancia “a”. Entre los electrodos externos (C1 y C2) se inyecta una corriente I, mientras que entre los internos se mide la diferencia de potencial V. La resistividad aparente del terreno se calcula mediante la fórmula general basada en la resistencia medida. Las mediciones realizadas evidenciaron diferencias según el tipo de suelo, confirmando la validez del método, en el cual el 58 % de la corriente se distribuye a una profundidad equivalente al espaciamiento entre electrodos.

$$\rho = 2 * \pi * a * R \quad (40)$$

Figura 5.4 Método Wenner



Fuente: [27]

Donde:

A y B	Electrodos de corriente.
M y N	Electrodos de potencial.
V y I	Instrumento de medida de resistencia de tierra.
a	Separación equidistante de electrodos en m.
b	Profundidad de clavado de los electrodos ($b \leq a/20$) en m.

ρ	Resistividad del terreno en Ohm.m.
R	Resistencia del terreno en Ohm.

Las separaciones entre los electrodos de medida se tomaron con variaciones de 2, 4, 8 y 16 metros.

5.1.1.8.3 *Análisis De La Información*

La información recopilada en la campaña de mediciones fue procesada y organizada mediante un análisis estadístico, considerando lo siguiente: se determinó la media aritmética de los valores de resistividad obtenidos para cada espaciamiento utilizado.

$$\rho_M(a_j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \rho_i(a_i) \quad \forall j = 1, q \quad i = 1, n \quad (41)$$

Donde:

$\rho_M(a_j)$	: Resistividad media para un espaciamiento a_j
n	: Número de mediciones efectuadas para un espaciamiento
$\rho_i(a_j)$	: Valor de la i -ésima medición de resistividad con un espaciamiento a_j
q	: Número de espaciamientos considerados.

Se determinó la desviación de cada medida con respecto al valor medio

$$|\rho_i(a_j) - \rho_M(a_j)| \quad \forall j = 1, q \quad i = 1, n \quad (42)$$

Los valores de resistividad con una variación mayor al 50 % en relación con la media aritmética fueron eliminados del análisis.

$$\left| \frac{\rho_i(a_j) - \rho_M(a_j)}{\rho_M(a_j)} \right| * 100 \geq 50\% \quad \forall j = 1, q \quad i = 1, n \quad (43)$$

A partir de los valores de resistividad validados, se recalcularon las medias aritméticas, resultando en los valores definitivos que representan al terreno.

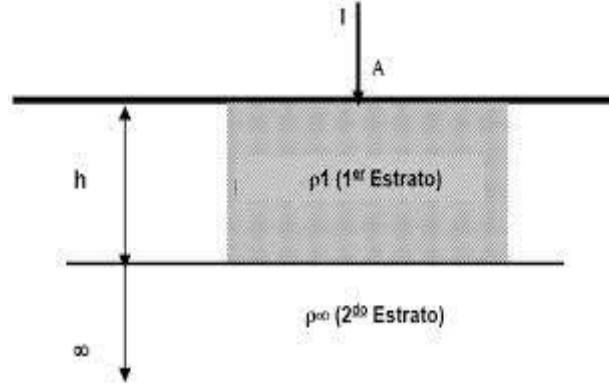
5.1.1.8.4 *Estratificación Del Suelo*

Con base en la teoría electromagnética se puede construir un modelo matemático que, apoyado en las mediciones realizadas con el método de Wenner, posibilita determinar la resistividad de las dos primeras capas del terreno y sus alturas respectivas. Al aplicar una corriente

“I” en el punto “A” sobre un suelo estratificado en dos capas (Figura N.º 1), se inducen potenciales en la primera capa que responden a la ecuación de Laplace.

$$\nabla^2 * V = 0 \quad (44)$$

Figura 5.5 Modelamiento del Suelo de dos Estratos



Fuente: [27]

La solución de la ecuación de Laplace conduce a la siguiente formulación:

$$V_p - \frac{I\rho_1}{2\pi} \left[\frac{1}{r} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{r^2 + (2nh)^2}} \right] \quad (45)$$

Donde:

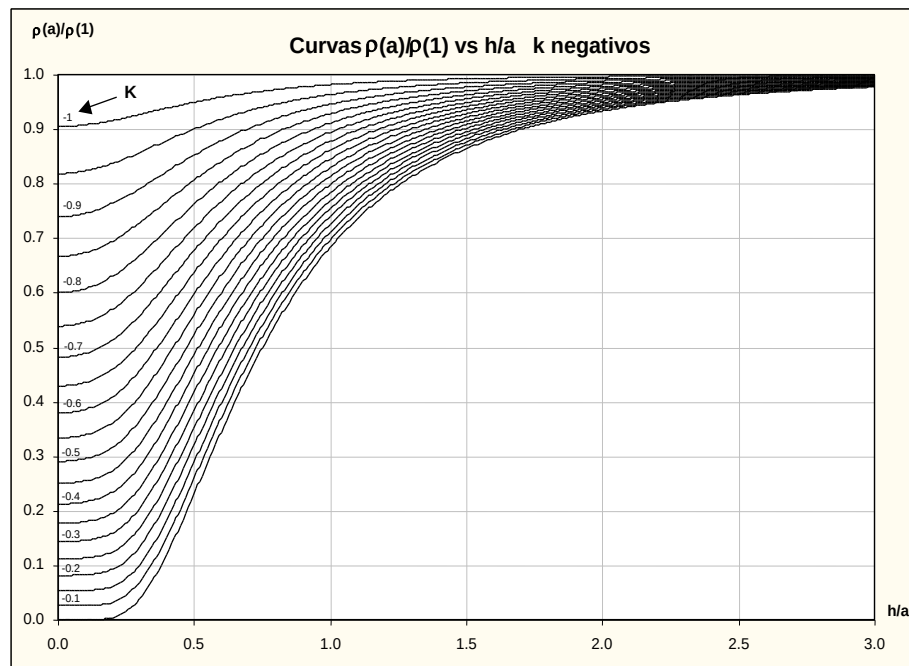
$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1} \quad (46)$$

La fórmula obtenida permite verificar que el coeficiente de reflexión “K” se encuentra acotado entre -1 y $+1$.

$$-1 \leq K \leq 1 \quad (47)$$

Para estratificar el suelo se aplicó el método de Pirson, que emplea la constante K y la familia de curvas $(\rho(a))/\rho_1$ en función de h/a , considerando valores de K tanto negativos como positivos que cubren todo el intervalo de variación. En el caso de un K negativo, la curva típica corresponde a una $\rho(a) \times a$ decreciente, tal como se presenta enseguida:

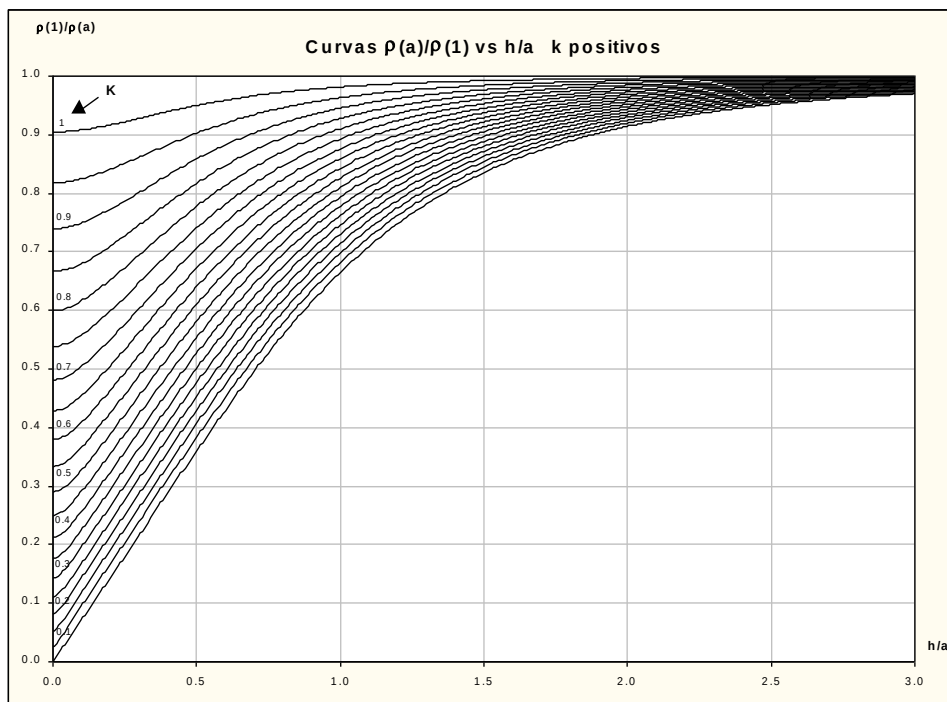
Figura 5.6 Curva típica para K negativo



Fuente: [27]

Asimismo, la curva típica para K positivo, esto es la curva $\rho(a) \times a$ ascendente será:

Figura 5.7 Curva típica para K positivo



Fuente: [27]

Con el fin de reducir el número de capas y considerando que estas son paralelas, se utilizó la fórmula de Hummel, que convierte directamente el terreno en dos capas equivalentes:

$$\rho_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n di}{\sum_{i=1}^n \frac{di}{\rho_i}} \quad [Ohm - m] \quad (48)$$

$$d_{eq} = \sum_{i=1}^n di \quad [m] \quad (49)$$

Donde:

d_i	: Espesor de la i-ésima capa en m
ρ_i	: Resistividad de i-ésima capa en Ohm.m
n	: Número de capas reducidas
ρ_{eq}	: Resistividad equivalente en Ohm -m
d_{eq}	: Distancia equivalente en m.

5.1.1.8.5 Cálculo De Puesta a Tierra

Para determinar la resistencia teórica de los sistemas de puesta a tierra, empleando la resistividad aparente, se tomaron en cuenta las configuraciones que se detallan a continuación:

5.1.1.8.5.1 Electrodo en disposición vertical

Para un sistema de puesta a tierra con un solo electrodo, la resistencia propia se calcula aplicando la expresión que se muestra a continuación:

$$R_{hh} = \frac{\rho_a}{2\pi L} \ln\left(\frac{4L}{d}\right) \quad (50)$$

Donde:

R_{hh}	: Resistencia propia de un electrodo (ohm)
ρ_a	: Resistividad aparente del terreno (ohm – m)
L	: Longitud del electrodo (m)
D	: Diámetro del electrodo

Para configuraciones con múltiples electrodos en paralelo, la resistencia equivalente de una varilla de puesta a tierra se calcula teniendo en cuenta el efecto de acoplamiento entre ellas, a través de la expresión siguiente:

$$R_h = R_{hh} + \sum_{m=1, m \neq h}^n R_{hm} \quad (51)$$

Donde:

Rh	: Resistencia equivalente de un electrodo h (ohm)
Rhh	: Resistencia propia del electrodo (ohm)
Rhm	: Resistencia mutua debido a la interferencia de electrodos en paralelo
n	: Número de electrodos en paralelo.

Para calcular la resistencia mutua se emplea la expresión que se muestra a continuación:

$$R_{hm} = \frac{\rho a}{4\pi L} \ln \left(\frac{(bhm + L)^2 - ehm^2}{ehm^2 - (bhm - L)^2} \right) \quad (52)$$

Donde:

Rhm	: Resistencia mutua debido a la interferencia de electrodos en paralelo
ρa	: Resistividad aparente del terreno (ohm-m)
L	: Longitud de un electrodo (m)
bhm	: Longitud de la diagonal entre electrodos en análisis (m)
ehm	: Separación horizontal entre electrodos en análisis (m)
h y m	: Electrodos en análisis.

5.1.1.8.5.2 Resistencia Equivalente de Electrodos en Paralelo (Re)

El valor equivalente de la resistencia de puesta a tierra, considerando varios electrodos en configuración paralela, puede aproximarse utilizando la siguiente relación matemática

$$Re = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i}} \quad (53)$$

Donde:

Re	: Resistencia equivalente de puesta a tierra del conjunto de electrodos
Ri	: Resistencia inicial de cada electrodo (ohm)
n	: Número de electrodos en paralelo

5.1.1.8.5.3 Resistencia de Puesta a Tierra de un Conductor Horizontal

La estimación de la resistencia de puesta a tierra asociada a un conductor soterrado de forma horizontal se efectúa a través de la relación matemática indicada a continuación:

$$R_c = \frac{\rho a}{2\pi Lc} \left[\ln \left(\frac{2Lc^2}{rp} \right) - 2 + \frac{2p}{Lc} - \left(\frac{p}{Lc} \right)^2 + 0,5 \left(\frac{p}{Lc} \right)^4 \right] \quad (54)$$

Donde:

Rc	: Resistencia de puesta a tierra del conductor horizontal (ohm)
pa	: Resistividad aparente del terreno (ohm-m)
Lc	: Longitud del conductor (m)
r	: Radio del conductor (m)
p	: Profundidad de enterramiento (m)

5.1.1.8.5.4 Resistencia Mutua entre conductor horizontal y electrodo vertical

La estimación de la resistencia mutua entre un electrodo de puesta a tierra vertical y un conductor en disposición horizontal se efectúa con la fórmula señalada a continuación:

$$R_m = R_c - \frac{\rho a}{\pi L_c} \left[\ln \left(\frac{L}{\sqrt{h d c}} \right) - 1 \right] \quad (55)$$

Donde:

Rm	: Resistencia mutua entre conductores verticales y horizontales de puesta a tierra (ohm)
Rc	: Resistencia de puesta a tierra del conductor horizontal (ohm)
pa	: Resistividad aparente del terreno (ohm-m)
Lc	: Longitud del conductor horizontal (m)
dc	: Diámetro del conductor horizontal (m)
p	: Profundidad de enterramiento (m)
L	: Longitud del electrodo vertical (m)

5.1.1.8.5.5 Resistencia Total del Sistema de Aterramiento

La determinación de la resistencia total de puesta a tierra del conjunto se realiza a través de la fórmula indicada a continuación:

$$R_t = \frac{R_e R_c - R_m^2}{R_e + R_c - 2 R_m} \quad (56)$$

Donde:

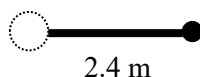
Rt	: Resistencia de puesta a tierra total del sistema (ohm)
Re	: Resistencia de puesta a tierra equivalente del conjunto de electrodos
Rc	: Resistencia de puesta a tierra del conductor enterrado en configuración horizontal (ohm)
Rm	: Resistencia mutua entre el conjunto electrodos y conductor enterrado horizontalmente (ohm).

5.1.1.8.6 Configuración Empleada

Para estimar la resistencia teórica de los sistemas de puesta a tierra, mediante la utilización de la resistividad aparente, se considera la siguiente configuración:

5.1.1.8.6.1 Configuración PAT-1 – Sistema a tierra con un electrodo en disposición vertical

La configuración incluye un electrodo vertical de cobre de 2,4 m, instalado a una profundidad de 0,4 m desde la superficie. Su conexión al poste se efectúa mediante un conductor de cobre de 26 mm² de sección, localizado a 1,5 m de distancia.



Con base en las mediciones de resistividad eléctrica ejecutadas en campo, el cálculo de la resistividad aparente del suelo se realizó a través de la aplicación de las metodologías de *Estratificación del Terreno* y *Mediciones de Resistividad Eléctrica del Terreno*.

5.1.1.8.7 Puesta A Tierra De Subestaciones De Distribución

En cumplimiento de la Norma RD-018-2003-EM/DGE, se considera como valor máximo admisible de la resistencia de puesta a tierra en las subestaciones de distribución el siguiente:

Tabla 5.19
Aislador tipo Suspensión

Potencia del Transformador (KVA)	Resistencia de Puesta a Tierra (Ohmios)
5	25
10	25
15	20
25	15

Fuente: [31]

Conclusiones

Con el objeto de salvaguardar la línea y la red primaria frente a sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, se ha diseñado un sistema de puesta a tierra que garantice un nivel mínimo de aislamiento al impulso de 300 kV. La alternativa seleccionada corresponde a la configuración PAT-1, consistente en un electrodo de cobre de 2,4 m de longitud, dispuesto verticalmente a 0,4 m de profundidad desde el nivel superficial del terreno.

5.1.1.9 Selección de pararrayos

Para seleccionar los pararrayos se ha considerado los siguientes criterios:

5.1.1.9.1 Equipo a Proteger

Para proteger la línea primaria frente a sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas, y con el objetivo de impedir fenómenos de flameo en los aisladores, se prevé la utilización de pararrayos de óxido de zinc, especificación clase Transmisión.

5.1.1.9.2 Datos del Sistema

Tensión Nominal :22.9kV

Tensión Máxima entre fases : 25kV

Las características típicas de pararrayos clase distribución están dadas en la tabla siguiente:

Tabla 5.20
Aislador tipo Suspensión

Tension Nominal Arrester Rating [kV-rms]	Tens. Max. Operación MCOV [kV-rms]	Max. Sobretension Temporal TOV [kV-rms]	kV Cebado con Onda 1.2/50 ms kV-Crest	Tensión residual para onda de 10 kA, 8/20 μ s							kV Cebado con Sobretension es de Maniobra [KV]
				1,5 KA	3,0 KA	5 kA	10 kA	15 KA	20 KA	40 KA	
2.7	2.2	3.1	7.8	5.9	6.2	6.5	6.9	7.4	7.8	8.9	5.4
3	2.6	3.6	9.1	6.9	7.2	7.5	8.0	8.6	9.0	10.3	6.3
4.5	3.7	5.3	13.0	9.9	10.3	10.8	11.5	12.3	12.9	14.8	9.0
5.1	4.2	6.0	14.8	11.2	11.8	12.3	13.1	14.0	14.7	16.9	10.3
6	5.1	7.3	17.9	13.6	14.2	14.8	15.8	16.9	17.7	20.3	12.4
7.5	6.1	8.8	21.4	16.2	17.0	17.7	18.9	20.2	21.2	24.3	14.8
8.5	6.9	9.9	24.2	18.4	19.2	20.0	21.4	22.9	24.0	27.5	16.8
9	7.7	11.0	26.6	20.2	21.1	22.0	23.5	25.1	26.4	30.2	18.4
10	8.4	12.1	29.3	22.2	23.3	24.2	25.9	27.7	29.1	33.3	20.3
12	10.2	14.7	35.5	26.9	28.2	29.4	31.4	33.5	35.2	40.4	24.6
15	12.7	18.3	44.2	33.5	35.1	36.6	39.1	41.8	43.9	50.3	30.6
18	15.3	22.0	53.3	40.4	42.3	44.1	47.1	50.3	52.8	60.6	36.8
21	17.0	24.5	59.1	44.8	46.9	48.9	52.3	55.8	58.7	67.2	40.9
24	19.5	28.1	67.8	51.4	53.8	56.1	60.0	64.1	67.3	77.1	46.9
27	22.0	31.7	76.5	58.0	60.8	63.3	67.7	72.3	75.9	87.0	52.9
30	24.4	35.2	84.9	64.3	67.4	70.3	75.1	80.2	84.2	96.5	58.7
36	29.0	41.8	101.0	76.4	80.0	83.4	89.2	95.2	100.0	115.0	69.7
39	31.5	45.4	110.0	83.0	86.9	90.6	96.9	104.0	109.0	125.0	75.8
45	36.5	52.6	128.0	96.8	102.0	106.0	113.0	121.0	127.0	146.0	88.3
48	39.0	56.0	136.0	103.0	108.0	113.0	120.0	128.0	135.0	155.0	93.8

Fuente: [32]

5.1.1.9.3 Selección del pararrayo

Tabla 5.21
Datos generales para la selección de pararrayos

Características	Símbolo	Unidad	Valor
Tensión nominal	Vn	[kV]	22.9
Tensión máxima del sistema		[kV]	25
Conexión de Transformador			Neutro a tierra
Altitud máxima	m	[m.s.n.m.]	4393
Altitud mínima	m	[m.s.n.m.]	2040
Altitud promedio	m	[m.s.n.m.]	3216.5

Temperatura Máxima	°C	25
“Uc” del Transformador		70.03
"BIL" del Transformador		175.06
Factor de Corrección por Temperatura		1.00
Factor de Corrección por Altura		1.401
Factor de mayor variación de tensión	ft	1.05
Factor de sobretensión temporal	fs	1.40

Fuente: [33]

5.1.1.9.3.1 Cálculo de la Tensión Máxima de Operación Permanente (MCOV)

Este valor se calcula mediante la siguiente expresión:

$$V_{max} = f \cdot t \cdot \left(\frac{V_n}{\sqrt{3}} \right) \quad [kV] \quad (57)$$

Donde:

$$V_{max} = 13.882 \quad [kV] \quad (58)$$

Cálculo de TOV y verificación del T*MCOV

Debe verificarse que:

$$V_{tov}(\text{calculado}) \leq V_{tov}(\text{catalogo}) \quad (59)$$

El V_{tov} se calcula mediante la siguiente formula:

$$V_{tov} = f \cdot t \cdot f \cdot s \cdot \left(\frac{V_n}{\sqrt{3}} \right) \quad [kV] \quad (60)$$

Donde:

ft = Factor de mayor variación de tensión

fs = Factor de sobretensión temporal

Valores de f.t. y f.s. para sistemas efectivamente puestos a tierra.

Reemplazando en la expresión anterior:

$$V_{tov} = 19.43534211 \quad (61)$$

5.1.1.9.3.2 Coordinación de Aislamiento

5.1.1.9.3.2.1 Margen en el tramo de las ondas cortadas

$$M_a \frac{\text{Nivel de aislamiento del equipo}}{V_a \text{ del pararrayos}} \geq 1.20 \quad \frac{175.06}{59.1} \quad (62)$$

5.1.1.9.3.2.2 Margen en el tramo de las ondas plenas tipo rayo

$$M_b \frac{\text{Nivel de aislamiento del equipo}}{2 * V_p \text{ del pararrayos}} \geq 1.20 \quad \frac{175.06}{104.6} \quad (63)$$

5.1.1.9.3.2.3 Margen en el tramo de las ondas tipo maniobra

$$M_c \frac{\text{Nivel de aislamiento del equipo}}{V_{mmt} \text{ del pararrayos}} \geq 1.15 \quad \frac{70.03}{40.9} \quad (64)$$

Calculando para el pararrayos seleccionado tenemos:

$$M_a = 2.96 > 1.2 \quad \text{CUMPLE} \quad (65)$$

$$M_b = 1.67 > 1.2 \quad \text{CUMPLE} \quad (66)$$

$$M_c = 1.71 > 1.15 \quad \text{CUMPLE} \quad (67)$$

Criterio de tensión máxima del sistema: El nivel nominal del pararrayos debe ser mayor que la tensión máxima de operación del sistema, considerando sobretensiones temporales:

$$U_{\text{pararrayos}} \geq 1.2 * U_{\text{fase-tierra}} \quad (68)$$

Para sistemas de media tensión, el pararrayos de 24 kV es adecuado para redes de 13.2 kV / 22.9 kV, permitiendo operar sin conducción permanente y evitando envejecimiento prematuro.

El pararrayos de **óxido de zinc de 24 kV** fue seleccionado porque cumple los criterios de coordinación de aislamiento, protección frente a sobretensiones y tensión máxima del sistema, obteniendo márgenes M_a , M_b y M_c superiores a los valores mínimos exigidos por norma. Asimismo, su tecnología ZnO con envolvente polimérica garantiza mayor confiabilidad operativa, seguridad mecánica y vida útil, siendo adecuada para el sistema eléctrico proyectado.

5.1.1.10 Cálculos mecánicos

5.1.1.10.1 Consideraciones de diseño

El procedimiento de cálculo mecánico se fundamenta en lo dispuesto por la Norma MEM/DEP 501, ajustándose a las condiciones ambientales de la zona contempladas en el Código Nacional de Electricidad – Suministro.

5.1.1.10.2 Características De Los Conductores Normalizados

5.1.1.10.2.1 Material de los Conductores

En el diseño de líneas y redes primarias aéreas se contemplará el uso de conductores de aleación de aluminio (AAAC) y de aluminio con alma de acero (ACSR), los cuales deberán fabricarse bajo los estándares establecidos en ASTM B398, ASTM B99 o IEC 1089.

5.1.1.10.2.2 Características Mecánicas de los Conductores de Aleación de Aluminio Normalizados (Sin Grasa).

5.1.1.10.2.3 Curvas de Esfuerzo Deformación del Conductor.

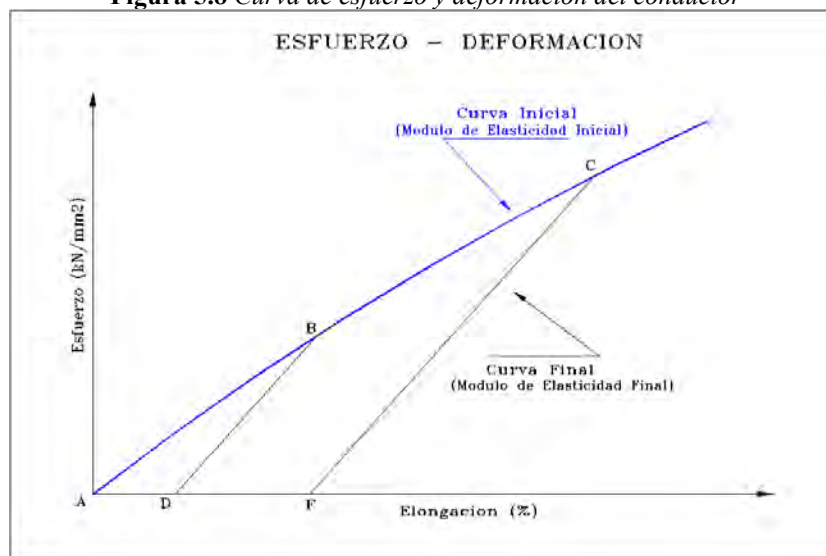
En los cálculos mecánicos de conductores convencionales se suele asumir que el módulo de elasticidad es constante para un material determinado. No obstante, las pruebas actuales realizadas de manera individual demuestran que dicho módulo presenta variaciones que deben ser consideradas en el diseño y cálculo de líneas aéreas.

Al analizar las curvas de comportamiento del conductor, se observa lo siguiente:

Un conductor instalado en un vano y sometido inicialmente a una carga mecánica inferior a la máxima de diseño tiende a estirarse, aumentando su longitud. Si posteriormente se aplica la carga máxima, el conductor seguirá la trayectoria ABC de la figura. Al retirar las cargas externas, este se contrae según el módulo de elasticidad final, sin recuperar su longitud original debido a la deformación permanente acumulada. Como consecuencia, la flecha resultante será ligeramente mayor que la presentada en el momento de su instalación.

Esta nueva curva esfuerzo–deformación describe el comportamiento del conductor frente a variaciones de carga externa (recta CF), siempre que no se exceda la carga máxima inicial a la que fue sometido.

Figura 5.8 Curva de esfuerzo y deformación del conductor



Fuente: [14]

La **Figura 5.8** constituye una representación del comportamiento del conductor bajo variaciones de carga externa. Para el diseño de líneas de media y alta tensión, resulta necesario aplicar el módulo de elasticidad final en los cálculos de distribución estructural y en el dimensionamiento de amortiguadores; mientras que el módulo de elasticidad inicial debe considerarse en el diseño mecánico de estructuras, conductores y en la determinación de la tabla de tensado.

5.1.1.10.2.4 Determinación del Módulo de Elasticidad Inicial “Eo”.

La estimación del módulo de elasticidad inicial para conductores de aleación de aluminio se fundamenta en la información del Supplement to the Aluminium Association Stress-Strain – Creep Curves, que presenta las curvas de esfuerzo–deformación correspondientes a conductores de 7 y 19 hilos. A partir de este documento, la curva de esfuerzo–deformación inicial se representa mediante la siguiente expresión:

$$Y = 0,063 + 55,613 \cdot X + 25,381 \cdot X^2 - 85,774 \cdot X^3 \quad (69)$$

Donde:

Y = Esfuerzo en kN/mm².

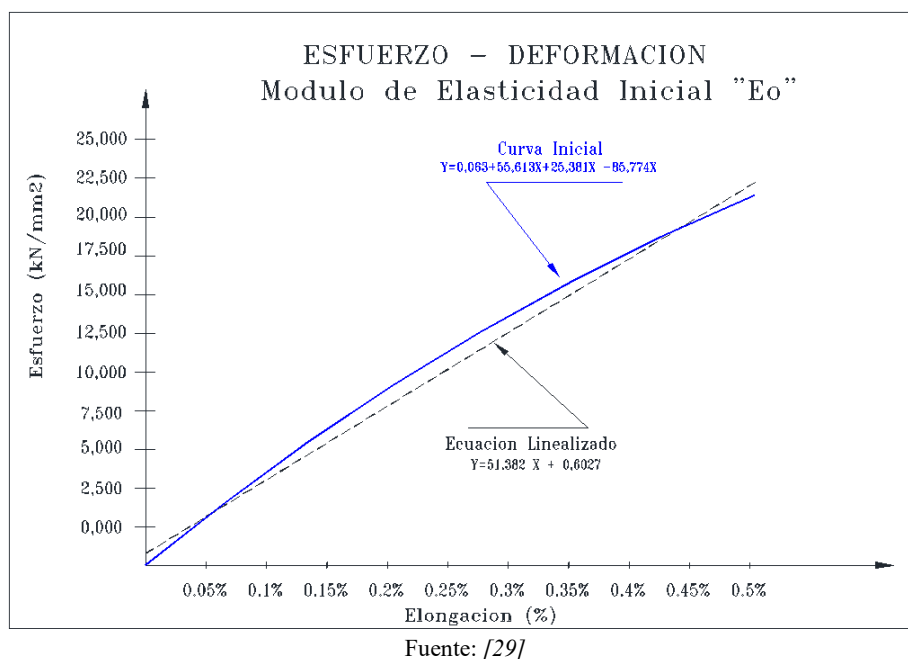
X = Deformación o Elongación en %

Con el objeto de simplificar el procesamiento del cambio de estado, la ecuación (1), se ha linealizado la curva por el método de los mínimos cuadrados en el rango de 10% a 70% del esfuerzo de rotura del conductor, obteniendo la siguiente ecuación:

$$Y = 51,382 \cdot X + 0,6027 \quad (70)$$

De la **Figura 5.9**, obtenido de la ecuación (2), obtengo el módulo de elasticidad inicial equivalente (51,382 kN/mm²) representado por la pendiente de la misma.

Figura 5.9 Curva de esfuerzo y deformación según módulo de Elasticidad inicial



5.1.1.10.2.5 Determinación del Módulo de Elasticidad Final "Ef".

La determinación del módulo de elasticidad final de los conductores de aleación de aluminio se realizó a partir de la información contenida en el Supplement to the Aluminium Association Stress-Strain - Creep Curves, el cual proporciona las curvas esfuerzo-deformación aplicables a conductores de 7 y 19 hilos.

La Información referida, presenta la formulación de la curva de Esfuerzo-Deformación Final mediante la siguiente expresión:

$$Y = 64,176 \cdot X - 4,7035 \quad (71)$$

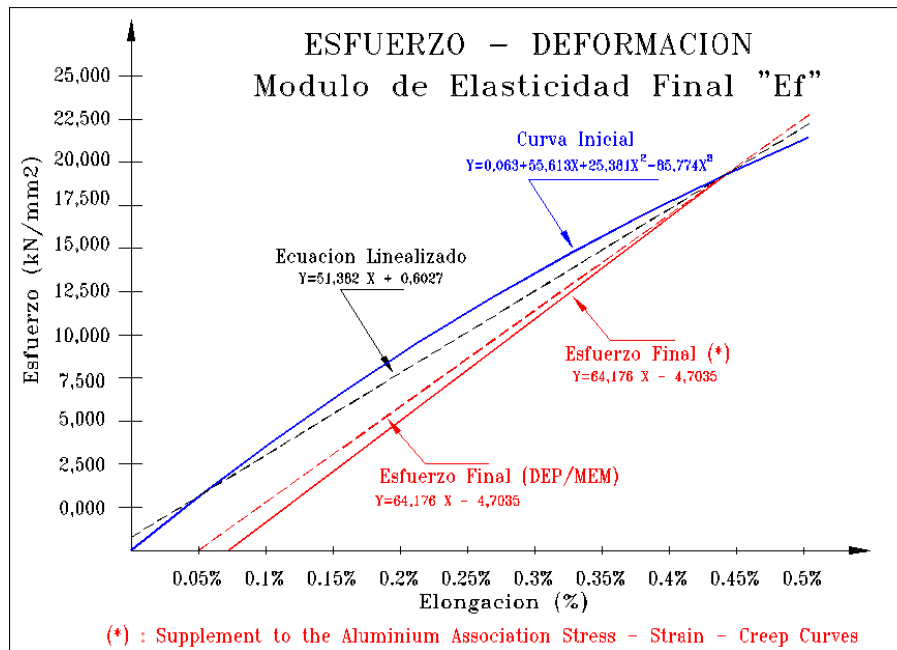
Donde:

Y = Esfuerzo en kN/mm².

X = Deformación o Elongación en %

Según la especificación técnica de la DEP/MEM N° ETS-LP-12, el valor Modulo de elasticidad final es de 60,82 kN/mm².

Figura 5.10 Curva de esfuerzo y deformación según módulo de Elasticidad final



Fuente: [29]

5.1.1.10.2.6 Cálculo Del EDS Final e Inicial.

La definición del EDS final en el diseño del proyecto responde a un criterio de optimización técnico-económica. Un valor reducido de EDS, comprendido entre el 15 % y 16 % del esfuerzo de rotura, contribuye a disminuir los problemas asociados a la vibración eólica en los conductores, aunque al mismo tiempo genera un incremento en las flechas bajo condiciones de máxima temperatura. Sin embargo, este efecto no implica mayores exigencias estructurales, dado el carácter accidentado de la topografía del área de estudio.

Con base en este principio, se adopta un EDS final en el rango del 15 % al 16 % del esfuerzo de rotura. Para dicho intervalo resulta necesario determinar el EDS inicial correspondiente, lo cual se lleva a cabo empleando un programa computacional de cambio de estado, siguiendo el procedimiento descrito a continuación:

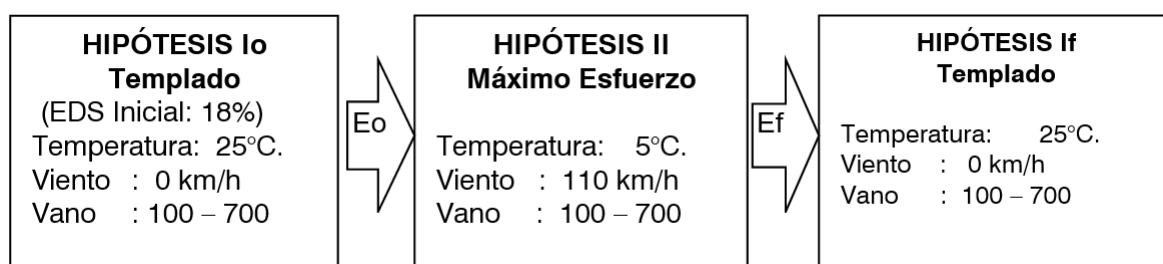
- Se realiza una simulación de cambio de estado considerando como condición de templado valores del 15 %, 16 %, 17 %, 18 %, 19 % y 20 % del esfuerzo de rotura del conductor, con el objetivo de llegar a la hipótesis de máximos esfuerzos. Para este

análisis se utiliza el módulo de elasticidad inicial, aplicable a vanos comprendidos entre 100 y 800 m.

- Posteriormente, se efectúa el proceso inverso, partiendo de la hipótesis de máximo esfuerzo y utilizando los datos de tensión obtenidos en la primera etapa. En este caso, los cálculos se desarrollan con el módulo de elasticidad final para cada vano.

A continuación, se muestra el Diagrama del método seguido para cada vano y templado considerado.

Figura 5.11 Método del Cálculo Del EDS Final e Inicial



Fuente: [12]

Los resultados se resumen en el siguiente cuadro:

Tabla 5.22
Resultados del Cálculo de EDS

EDS	Longitud de vano [m]							
Inicial	100	200	300	400	500	600	700	800
[%]	EDS FINAL [%]							
20.00%	17.78%	17.39%	17.70%	18.09%	18.44%	18.71%	18.93%	19.09%
19.00%	16.80%	16.55%	16.90%	17.30%	17.62%	17.88%	18.07%	18.22%
18.00%	15.87%	15.71%	16.09%	16.48%	16.82%	17.04%	17.21%	17.35%
17.00%	14.87%	14.89%	15.32%	15.69%	15.97%	16.18%	16.34%	16.45%
16.00%	13.93%	14.08%	14.52%	14.88%	15.13%	15.32%	15.45%	15.55%
15.00%	13.00%	13.28%	13.72%	14.05%	14.27%	14.44%	14.56%	14.64%

Fuente: [12]

De los análisis realizados, se concluye en lo siguiente:

- En Vanos cortos (100 – 200m), la variación entre el EDS inicial y final está en el rango de 2,15%.
- En Vanos medios (200 – 500m), la variación entre el EDS inicial y final está en el rango de 1.5%.
- En Vanos Largos (600 – 800m), la variación entre el EDS inicial y final está por debajo del 1.0%.

Dado a que el vano predominante en las Líneas Primarias es de 400m y dada la dificultad de obtener valores más precisos para los conductores a emplearse en el presente proyecto se consideraran los siguientes EDS's:

EDS Inicial: Se utilizará en la prestación mecánica de las estructuras, conductores y la tabla de templado correspondiente.

Para 25 y 35 mm² AAAC : 17%-18% de la carga de rotura nominal.

EDS Final: Se utilizará en los cálculos de distribución de estructuras y dimensionamiento de amortiguadores.

Para 25 y 35 mm² AAAC : 16% de la carga de rotura nominal.

5.1.1.10.2.7 Conclusiones.

- Del análisis para el **Módulo de Elasticidad** realizado se obtiene:

$$E_o = 51382 \frac{N}{mm^2} \quad : \text{Módulo de Elasticidad Inicial, empleado en el cálculo}$$

Mecánico de estructuras y la tabla de templado de los conductores

$$E_f = 60820 \frac{N}{mm^2} \quad : \text{Módulo de Elasticidad Final, utilizado en la distribución de}$$

estructuras, en la hipótesis de máxima temperatura y nos permitirá verificar el comportamiento de las flechas finales de los conductores.

- De los análisis realizados para la obtención de los EDS's se obtiene las siguientes conclusiones:

EDS Inicial: Se utilizará en la prestación mecánica de las estructuras, conductores y la tabla de templado correspondiente.

Para 25 y 35 mm² AAAC : 17-18% de la carga de rotura nominal.

EDS Final: Se utilizará en los cálculos de distribución de estructuras, dimensionamiento de amortiguadores.

Para 25 y 35 mm² AAAC : 15% de la carga de rotura nominal.

5.1.1.10.3 Cálculo mecánico de conductores

5.1.1.10.3.1 Bases de Cálculo.

- Sección Nominal del Conductor mm² : 35

- Sección Real del Conductor mm ²	: 34.62
- Número de Hilos	: 7
- Diámetro Exterior	: 7.60
- Peso Unitario Kg/ Km	: 95.70
- Módulo de Elasticidad Kg/ mm ²	: 6200
- Coeficiente de Dilatación Lineal /°C(Aluminio)	: $23 \cdot 10^{-6}$
- Coeficiente de Dilatación Lineal /°C(Acero)	: $11.5 \cdot 10^{-6}$
- Vano Básico (mts.)	: 230
- Velocidad del Viento Km/Hr.	: 90

5.1.1.10.3.2 Esfuerzos Máximos en el Conductor

5.1.1.10.3.2.1 Esfuerzos del Conductor en la Condición EDS

El esfuerzo EDS determinado sobre la base de las consideraciones señaladas y sus valores son:

EDS Inicial:

Para 25 mm² AAAC : 17% = 50,32 N/mm².

Para 35 mm² AAAC : 17% = 50,34 N/mm².

EDS Final:

Para 25 mm² AAAC : 15% = 44,40 N/mm².

Para 35 mm² AAAC : 15% = 44,40 N/mm².

5.1.1.10.3.2.2 Esfuerzos Máximos en el Conductor

Los esfuerzos tangenciales que se presentan en las zonas más altas de la catenaria constituyen los esfuerzos máximos que actúan sobre el conductor. Para los conductores de aleación de aluminio, estos no deben sobrepasar el 60 % de su esfuerzo de rotura. En concordancia con lo señalado en las normas técnicas vigentes, los valores máximos permitidos son:

5.1.1.10.3.2.3 Hipótesis de Estado de los Conductores

Un conductor instalado que no haya sido sometido previamente a la carga mecánica máxima proyectada experimentará un alargamiento al alcanzarla. Al retirarse dicha carga, el conductor se contrae, aunque sin recuperar su longitud original, generándose así una deformación permanente que se traduce en un aumento de la flecha. Además, en aplicaciones posteriores, el conductor rara vez volverá a presentar la misma deformación máxima bajo la misma carga.

El incremento acumulado de la longitud del conductor debido a los efectos mecánicos a lo largo del tiempo ocasiona una flecha superior a la registrada en su instalación inicial. A este fenómeno se suma la dilatación térmica producida por el calor generado durante la circulación de la corriente eléctrica, lo que contribuye también al aumento de la longitud.

Por lo tanto, en la estimación de la flecha máxima es indispensable contemplar tanto las condiciones de carga como las de temperatura que conduzcan al valor más crítico de la flecha final.

En este sentido, las hipótesis de estado utilizadas para el cálculo mecánico de los conductores se establecen considerando los siguientes factores:

- Velocidad de viento
- Temperatura
- Carga de hielo

De acuerdo con la zonificación y las cargas prescritas en el Código Nacional de Electricidad – Suministro, y considerando adicionalmente los datos climatológicos proporcionados por el SENAMHI, se establecen las siguientes hipótesis de diseño:

Tabla 5.23
Hipótesis de estado para cálculos mecánicos de conductor

Hipótesis	I Templado	II Máximo Esfuerzo	III Máxima Temperatura	IV Mínima Temperatura
Temperatura (°C)	15,00	5,00	24,00	-5,00
Velocidad de Viento (Km/h)	Nula	90,00	0,00	0,00
Esfuerzo % del Tiro de Rotura	18%	60%	60%	60%

Fuente: [12]

5.1.1.10.3.2.4 Fórmulas Consideradas

La Flecha viene dada por la expresión siguiente

- Terreno llano:

$$f = \frac{W_r * L^2}{8 * S * \sigma} \quad (72)$$

- Terreno con desnivel:

$$f = \frac{W_r * L^2}{8 * S * \sigma} \sqrt{1 + \left(\frac{h}{L}\right)^2} \quad (73)$$

Donde:

Wr : Peso Resultante del Conductor (Kg/m).

L : Vano (m).

h: Desnivel entre Vanos (m).

- Ecuación de cambio de estado

$$T_{02}^3 - \left[T_{01} - \frac{d^2 E W_{R1}^2}{24 S^2 T_{01}^2} - \alpha E (t_2 - t_1) \right] T_{02}^2 = \frac{d^2 E W_{R2}^2}{24 S^2} \quad (74)$$

- Esfuerzo del conductor en el extremo superior derecho:

$$T_D = T_0 \cosh\left(\frac{X_D}{P}\right) \quad (75)$$

- Esfuerzo del conductor en el extremo superior izquierdo:

$$T_I = T_0 \cosh\left(\frac{X_I}{P}\right) \quad (76)$$

- Angulo del Conductor Respecto a la Línea Horizontal, en el Apoyo derecho:

$$\theta_D = \cos^{-1}\left(\frac{T_0}{T_D}\right) \quad (77)$$

- Angulo del Conductor Respecto a la Línea Horizontal, en el Apoyo izquierdo:

$$\theta_I = \cos^{-1}\left(\frac{T_0}{T_I}\right) \quad (78)$$

- Distancia del Punto más bajo de la catenaria al apoyo derecho

$$XD = d - XI \quad (79)$$

- Longitud del Conductor

$$L = \sqrt{\left(2p \sinh \frac{d}{2p}\right)^2 + h^2} \quad (80)$$

- Flecha del Conductor en terreno sin desnivel

$$f = p \left(\cosh \frac{d}{2p} - 1 \right) \quad (81)$$

- Flecha del Conductor en terreno desnivelado:

$$f = p \left[\cosh \left(\frac{X_I}{p} \right) - \cosh \left(\frac{d}{2} - X_I \right) / p \right] + \frac{h}{2} \quad (82)$$

- Saeta del Conductor

$$f = p \left(\cosh \left(\frac{X_I}{p} \right) - 1 \right) \quad (83)$$

- Carga Unitaria Resultante en el Conductor

$$WR = \sqrt{[W_C + 0.0029(\phi + 2c)]^2 + \left[\frac{P_V(\phi + 2c)}{1000} \right]^2} \quad (84)$$

$$Pv = 0.041 (Vv)^2 \quad (85)$$

- Vano – Peso

$$V_p = X_D(i) + X_I(i + 1) \quad (86)$$

- Vano - Medio (Vano - Viento)

$$VM = \frac{d_i + d(i + 1)}{2} \quad (87)$$

- Vano Equivalente

Para Localización de Estructuras en el Perfil de la Línea:

Se adopta la metodología de análisis vano a vano, estableciendo una correspondencia directa entre el número de vanos equivalentes y el número de vanos reales presentes.

Para Elaboración de Tabla de Tensado:

En los tramos delimitados por estructuras de anclaje se define un único vano equivalente, al cual se le asigna un esfuerzo horizontal constante (T_0).

$$d_{eq.} = \sqrt{\frac{d_{i3} \cos \psi}{\left(\frac{d_i}{\cos \psi} \right)}} \quad (88)$$

5.1.1.10.3.2.5 Simbología y Esquema Considerado

T_{01}	: Esfuerzo horizontal en el conductor para la condición 1, en N/mm ²
T_{02}	: Esfuerzo horizontal en el conductor para la condición 2, en N/mm ²
D	: Longitud del vano en m
E	: Módulo de Elasticidad final del conductor, en N/mm ²

S	: Sección del conductor, en mm ²
W _c	: Peso del conductor, en N/m
t ₁	: Temperatura del conductor en la condición 1
t ₂	: Temperatura del conductor en la condición 2
α	: Coeficiente de expansión térmica, en 1/°C
H	: Desnivel del vano, en m
P	: Parámetro del conductor, en m
φ	: Diámetro del conductor, en m
P _v	: Presión de viento, en Pa
C	: Espesor de hielo sobre el conductor, en m
V _v	: Velocidad de viento, en km/h.

5.1.1.10.3.2.6 Conclusiones

- De la simulación de los Cálculos Mecánicos de Conductores se efectuó teniendo en consideración el Módulo de Elasticidad Inicial del conductor, a través del cual se obtienen los vanos máximos a emplear cumpliendo con el esfuerzo máximo del 40% del esfuerzo de rotura para cada uno de los EDS porcentuales planteado.

- Los Esfuerzos Iniciales de Cada Día a emplearse son los siguientes:

EDS Inicial: Empleado en la Elaboración de la Prestación de las estructuras y en la tabla de templado para la construcción de la Línea.

Esfuerzo EDS Inicial (25mm²) : (50,32 N/mm²)

EDS Final: Empleado en el Flechado de la Línea.

Esfuerzo EDS Final (25mm²) : (44,40 N/mm²)

- Los resultados de los cálculos mecánicos de conductores se han realizado empleando el programa DLTCAD – 2006, y se muestran en la página siguiente:

5.1.1.10.4 Selección y cálculos de las prestaciones de las estructuras

5.1.1.10.4.1 Bases de Cálculo.

➤ Sección del conductor	:	35 mm ²
➤ Diámetro del conductor (D)	:	7.50 mm
➤ Velocidad del viento	:	90 Km/h
➤ Presión del Viento (P _v)	:	333.7 N/m ²
➤ Vano básico (d)	:	200 m

- Longitud del poste (H) : 12 m
- Diámetro en la punta (dp) : 160 mm
- Diámetro empotramiento (de) : 313.3 mm
- Diámetro en la base (db) : 340 mm
- Distancia mínima sobre terreno : 5.5 m
- Altura del poste sobre la Superficie del terreno (h). : 10.8 m
- Tensión máxima del conductor 35 mm² : 10349.60 N
- Factor de seguridad:
 - para Conductores : 3
 - para Postes : 2
- Aplicación de fuerza resultante : A 10 cm. de la punta

5.1.1.10.4.2 Consideraciones De Diseño

El objetivo de estos cálculos es determinar las cargas mecánicas que actúan sobre postes, cables de retenida y sus respectivos accesorios, garantizando que, aun en las condiciones más críticas, no se excedan los esfuerzos máximos establecidos por las normas señaladas en el ítem 2.1 y demás disposiciones vigentes.

Para el análisis mecánico de las estructuras se han considerado las siguientes cargas:

Cargas Horizontales: Corresponden a la acción del viento sobre conductores y estructuras, así como a los esfuerzos derivados de la tracción del conductor en ángulos de desvío topográfico. Se adopta un coeficiente de seguridad de 2,0. Estas cargas se evalúan únicamente en condiciones normales (Hipótesis I) y en la situación de carga máxima de viento (Hipótesis III)

Cargas Verticales: Incluyen el peso propio de los conductores, aisladores y crucetas, además del peso adicional de un operario con herramientas, así como la componente vertical transmitida por las retenidas, cuando existan. Se calculará el vano peso en cada estructura y para cada hipótesis de diseño (I, II, III, IV), lo que permitirá definir la utilización de estructuras de suspensión o de anclaje.

Cargas Longitudinales: Son generadas por los esfuerzos transmitidos a partir de cada vano adyacente a la estructura, y se analizan en todas las hipótesis de diseño (I, II, III, IV).

Deflexión del poste: Se calculará únicamente en las estructuras de cambio de dirección, verificando que no supere el 4 % de la longitud libre del poste en la condición más crítica. En el caso

de estructuras de alineamiento, se controlará exclusivamente el cumplimiento de un coeficiente de seguridad mayor o igual a 2,0.

5.1.1.10.4.3 Consideraciones para el cálculo de estructuras

Las estructuras de las líneas primarias se componen de un poste cuya configuración responde a la función prevista en el sistema eléctrico. Los parámetros que condicionan tanto la configuración como las características mecánicas de dichas estructuras se detallan a continuación:

- Distancia mínima al terreno en la condición de hipótesis de mayor flecha
- Distancia mínima entre fases en la condición de máxima temperatura
- Angulo de desvío topográfico
- Vano – viento
- Vano – peso para las cinco hipótesis de trabajo del conductor
- Deflexión máxima del poste igual a 4 % de la longitud útil en las estructuras de cambio de dirección para las hipótesis más críticas.

De acuerdo con la función asignada a la línea, las estructuras se seleccionaron de la siguiente manera:

Estructuras de alineamiento: Se emplean principalmente para el sostenimiento de la línea en tramos rectos. También se consideran como alineamiento aquellas estructuras ubicadas entre dos tramos que forman un ángulo de desviación no mayor a 5°.

Estructuras angulares: Se utilizan en los vértices donde la línea cambia de dirección con un ángulo de desviación superior a 5°, garantizando la estabilidad mecánica del sistema.

Estructuras terminales: Están destinadas a resistir el esfuerzo máximo de tracción ejercido por los conductores de un mismo lado de la línea, actuando como elementos de anclaje en sus extremos.

Estructuras especiales: Comprenden aquellas que cumplen funciones diferentes a las anteriores, tales como las estructuras de derivación —empleadas para desviar la línea hacia una dirección transversal respecto a su recorrido principal— o aquellas diseñadas para vanos de mayor longitud.

5.1.1.10.4.4 Factores De Seguridad

Los factores de seguridad para estructuras y crucetas en condiciones normales serán las siguientes:

Postes de Concreto : 2,0

5.1.1.10.4.5 Cálculo Mecánico De Estructuras

5.1.1.10.4.5.1 Formulas Consideradas

- Fuerza del viento sobre el poste, F_{vp}

$$F_{vp} = 0.5(D_v + D_e) * P_v * H_{vp} \quad [Kg] \quad (89)$$

$$D_e = D_b + H_e * \frac{(D_b + D_v)}{(H_{vp} + H_e)} \quad [m] \quad (90)$$

Donde:

- D_v : Diámetro en la punta (m).
- D_b : Diámetro en la base (m).
- D_e : Diámetro en la línea de empotramiento (m).
- H_{vp} : Altura del poste expuesta al viento (m).
- H_e : Altura de empotramiento (m)
- P_v : Presión del viento sobre el poste (34.02 Kg/m²).

- Altura de aplicación de F_{vp} , Z

$$Z = \left(\frac{H_{pv}}{3}\right) * (D_e + 2D_v)/(D_e + D_v) \quad (91)$$

- Momento del viento sobre el poste, M_{vp}

$$M_{vp} = F_{vp} * Z \quad [Kg - m] \quad (92)$$

- Fuerza del conductor, T_c , sobre el poste

$$T_c = 2 * T_{max} * \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad [Kg] \quad (93)$$

Donde:

- T_{Max} : Tiro máximo del conductor.
- α : Ángulo de línea.

- Fuerza del viento sobre el conductor, F_{vc}

$$F_{vc} = a * \frac{\varphi}{1000} * P_v * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad [Kg] \quad (94)$$

Donde:

- A : Vano promedio (m).
- ϕ : Diámetro exterior del conductor (mm).
- Pv : Presión del viento sobre el conductor (kg/m²)
- α : Ángulo de línea.

- *Fuerza neta máxima del conductor en punto de aplicación, F_c*

$$F_c = T_c + F_{vc} \quad [Kg] \quad (95)$$

$$F_c = 2 * T_{max} * \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) + a * \frac{\phi}{1000} * P_v * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad [Kg] \quad (96)$$

- *Momento en el poste debido al conductor, M_{cp}*

$$M_{cp} = F_c * (h_{c1} + h_{c2} + h_{c3}) \quad [Kg - m] \quad (97)$$

Donde:

- F_c : Fuerza neta máxima del conductor (kg)
- h_{c1} : Altura de la fase más alta (m)
- h_{c2} : Altura de la fase intermedia (m)
- h_{c3} : Altura de la fase más baja (m)

- *Momento resultante debido al viento y tiro de conductores, M_{Tot}*

$$M_{tot} = M_{vp} + M_{cp} \quad [kg - m] \quad (98)$$

- *Fuerza total aplicada a 0,30 m del vértice del poste, F_p*

$$M_{tot} = F_p * (H_{vp} - 0.30) \quad [kg - m] \quad (99)$$

Donde:

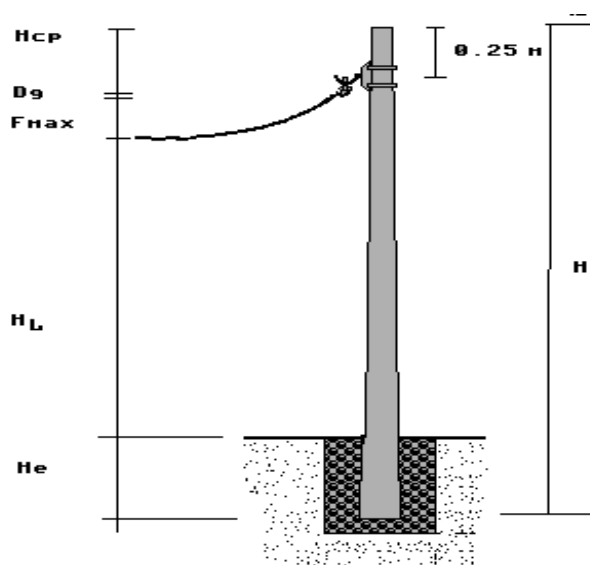
- M_{Tot} : Momento resultante (Kg - m).
- H_{vp} : Longitud del poste expuesta al viento (m).

5.1.1.10.4.5.2 Cálculo de Postes:

- *Selección De La Longitud Del Poste*

$$H = H_{CP} + D_g + f_{max} + H_L + H_e \quad (100)$$

Figura 5.12 Método del Cálculo Del EDS Final e Inicial



Fuente: [12]

Donde:

- H : Longitud Total del Poste (m).
- H_{CP} : Separación Vertical entre la cabeza terminal del Poste y el conductor más alto (m).
- D_g : Diámetro global del cable (m).
- f_{max}: : Flecha máxima de los Conductores (m).
- h_L : Altura Libre entre el punto más bajo del Conductor la Superficie de la Tierra (m).
- H_e : Altura de Empotramiento del Poste (m).

- *Altura De Empotramiento*

$$H_e = \frac{H}{7} \text{ m} \quad (101)$$

$$H_e = \frac{H}{10} + 0.60 \text{ m} \quad (102)$$

$$\text{Para postes de } 12 = 1.7\text{m.} \quad (103)$$

5.1.1.10.4.5.3 Cálculo De Esfuerzos En Condiciones Normales

- *Postes De Alineamiento*

o *Fuerza del viento sobre el conductor*

$$F_{vc} = P_v * D * d \quad [Kg] \quad (104)$$

Donde:

- P_v : Presión del viento (34.02 Kg/m²)
- D : Diámetro del conductor.

d : Vano básico (180 m).

o **Fuerza del Viento Sobre el Poste**

$$F_{vp} = \frac{P_v}{2}(d_e + d_p)h_1 \quad [Kg] \quad (105)$$

Donde:

h_1 : Altura libre del poste (11.1 m)

o **Punto de Aplicación de la Fuerza del Viento**

La fuerza del viento sobre el poste, estará aplicada en el centro de gravedad, sin considerar el empotramiento, por lo cual el punto de aplicación será:

$$Y = \frac{h_1}{3} \frac{2d_p + d_e}{d_p + d_e} \quad (106)$$

o **Fuerza Reducida a la punta del poste (a 30 cm)**

$$9.9F_r = h_2 * 3 * F_{vc} + Y * F_{vp} \quad (107)$$

o **Fuerza nominal aplicada en la punta (Carga de rotura requerida)**

$$F_{rot} = C_s * F_r \quad (108)$$

$$C_s = 3$$

Se cumple que $F_r < 680$ Kg; por consiguiente, los postes seleccionados son de 12.0 m., que cumplen satisfactoriamente los requerimientos del Proyecto.

o **Cálculo de Poste a la Flexión para una sección de 50 mm².**

Aplicando momentos en la sección de empotramiento:

$$M_0 = F_{rot} \quad (109)$$

Momento resistente en la sección de empotramiento:

$$M_{ro} = T_{max}.W \quad [Kg/cm] \quad (110)$$

Donde:

T_{max} : Máximo esfuerzo de flexión

W : $\pi d_e^3/32$ (cm³)

d_e : Diámetro de empotramiento en cm.

• **Postes terminales**

o **Fuerza del Viento Sobre el Conductor**

$$F_{vc} = P_v * D * d/2 \quad (111)$$

- o **Fuerza Debida a la Tensión de los Conductores**
- o **Fuerza del Viento Aplicada en la Punta del Poste**

Aplicando momentos en la sección de empotramiento se tiene:

$$9.9F_v = h_2 * n * F_{vc} + Y * F_{vp} \quad (112)$$

- o **Fuerza de Tracción Aplicada en la Punta del Poste**

$$9.9F_t = h_2 * n * F_{tc} \quad (113)$$

- o **Fuerza Reducida a la punta del poste (a 15 cm)**

$$9F_r = (F_v^2 + F_t^2)^{1/2} \quad (114)$$

- o **Fuerza nominal aplicada en la punta (Carga de Rotura requerida)**

$$F_{rot} = C_s * F_r \quad (115)$$

$$C_s = 3$$

- **Postes De Cambio De Dirección**

- o **Fuerza del Viento sobre el Conductor**

$$F_{vc} = P_v * D * d \cos \alpha / 2 \quad (116)$$

- o **Fuerza debido al tiro del conductor**

$$F_{tc} = 2T_{max} \sin \alpha / 2 \quad (117)$$

T_{max} = Tensión máxima del conductor

- o **Momento del Viento sobre el Poste**

$$MVP = [(PV)(h^2)(D_m + 2D_0)]/600 \quad (118)$$

- o **Fuerza reducida a la punta del postes (a 30 cm)**

$$9.9F_r = h_2 * n * F_{vc} + h_2 * n * F_{tc} + Y * F_{vp} \quad (119)$$

- o **Fuerza nominal aplicada en la punta (Carga de rotura requerida)**

$$F_r = \frac{M}{9.9} \quad (120)$$

$$H_e = \text{Altura equivalente (11.10 m)}$$

- Los resultados de las prestaciones de las estructuras se muestran en la página siguiente:

5.1.1.11 Cálculos de retenidas

5.1.1.11.1 Cálculos mecánicos de retenidas

5.1.1.11.1.1 Característica del cable de A°G°

Material	: Acero galvanizado, grado Siemen's Martin
Nº hilos	: 7
Diámetro	: 10 mm (3/8")
T	: Carga de rotura 30921 N
C.S.	: Coeficiente de seguridad (2,0)

5.1.1.11.1.2 Tiro Máximo de trabajo

Tiro máximo de trabajo de retenida simple, TR

$$TR = \frac{T}{C.S.} \quad [Kg] \quad (121)$$

Donde:

T	: Tiro máximo del cable de acero (15460 N)
C.S.	: Coeficiente de seguridad (2,0)

Fuerza total máxima de conductores, aplicada a 0,30 m de la punta con retenida simple,

Fp

$$TR * \text{sen}\Phi * hr = Fp * (Hvp - 0.3) \quad (122)$$

Donde:

TR	: Tiro máximo de la retenida (15460 N)
Ø	: Angulo de la retenida con la vertical (30°)
hr	: Altura de aplicación de la retenida (m)
Hvp	: Altura del poste expuesta al viento (m)
Fp	: Fuerza en mención (Kg)

5.1.1.11.1.3 Retenida Simple

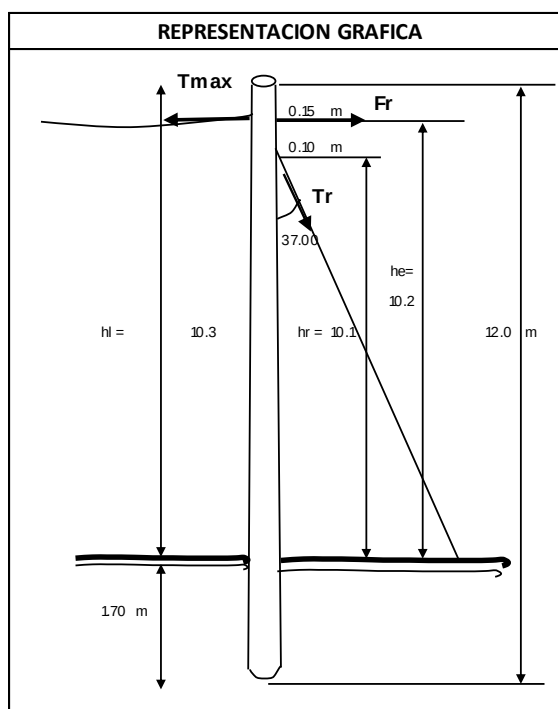
Figura 5.13 Datos generales de Retenida simple

CÁLCULO MECÁNICO DE RETENIDAS - LINEAS Y REDES PRIMARIAS

DATOS DE RETENIDA

- Altura del poste	12 m
- Angulo de aplicación de retenida	37 °
- Angulo de aplicación de retenida en radia	0.65 Rad.
- Factor Seguridad	2
- Altura de aplicación [hr]	10.05 m
- Tipo o grado	Siemens Martin
- Diámetro del cable	10.00 mm
- Carga de rotura [N]	30921.12 N.
- Tiro Máx. del cable de retenida "Tr" [N]	15460.56 N.
- Máx. Fuerza que absorvera el cable de la retenida Fr (N)	9167.57 N.

RESULTADO DEL CALCULO DE RETENIDAS				
ITEM	ANG. DE ANALISIS (°)	TIRO MAX. CABLE RETENIDA "Tr"[N]	MAX. FUERZA ABSORVE CABLE DE RETENIDA Fr(N)	FACTOR DE SEGURIDAD
1	27	15460.56	6915.73	2
2	28	15460.56	7151.55	2
3	29	15460.56	7385.20	2
4	30	15460.56	7616.60	2
5	31	15460.56	7845.68	2
6	32	15460.56	8072.37	2
7	33	15460.56	8296.59	2
8	34	15460.56	8518.30	2
9	35	15460.56	8737.40	2
10	36	15460.56	8953.85	2
11	37	15460.56	9167.57	2
12	38	15460.56	9378.49	2
13	39	15460.56	9586.56	2
14	40	15460.56	9791.71	2
15	41	15460.56	9993.88	2
16	42	15460.56	10193.00	2
17	43	15460.56	10389.02	2
18	44	15460.56	10581.87	2
19	45	15460.56	10771.50	2



Luego, se podrá utilizar una retenida para soportar los resultados de los esfuerzos en postes de cambio de dirección y postes terminales

Fuente: [12]

5.1.1.12 Redes secundarias

5.1.1.12.1 Cálculos eléctricos

5.1.1.12.1.1 Consideraciones de diseño

Para definir los criterios y premisas de diseño, se ha tenido en cuenta las siguientes normas:

- Código Nacional de Electricidad Suministro 2011.
- Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844.
- Norma Técnica DGE “Alumbrado de Vías Públicas para Electrificación Rural”.
- RD 017 2003 EMDGE Alumbrado de Vías Públicas en Áreas Rurales.
- RD 031 2003 EMDGE Bases para el Diseño de Redes Secundarias con Conductores Autoportantes para Electrificación Rural.
- RD 020 2003 EMDGE Especificaciones Técnicas de Montaje de Redes Secundarias con Conductor Autoportante para Electrificación Rural.
- RD 023 2003 EMDGE Especificaciones Técnicas de Soportes Normalizados para Redes Secundarias para Electrificación Rural.
- RD 025 2003 EMDGE Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Redes Secundarias para Electrificación Rural.

En forma complementaria, se han tomado en cuenta las siguientes normas internacionales:

- NESC (National Electrical Safety Code).
- U.S. Bureau of Reclamation - Standard Design.
- VDE (VerbandDeutscherElectrotechniker).
- IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers).
- CIGRE (Conference International des GrandsResseauxElectriques).
- ANSI (American National Standard Institute).

5.1.1.12.1.2 Criterios De Diseño Eléctrico

A continuación, se detallan los criterios aplicados en la optimización del diseño de las redes secundarias:

- Se emplearán postes de C.A.C. 8/200 y 8/300.
- Se establece un vano máximo de 50 m para vanos flojos, en concordancia con las prestaciones de las estructuras.

- Las acometidas se diferencian en cortas, con una longitud de 15 m, y largas, con una longitud de 30 m.
- Las acometidas largas se diferenciarán en dos casos: para cruces de carreteras o avenidas para lo cual se empleará tubos de 6m y 2,5m para casos donde no se realiza cruces de carreteras o avenidas.
- Las luminarias de alumbrado público (AP) serán de 50 W.
- En la distribución de estructuras se priorizó la reducción del número de cortes de conductor, a fin de facilitar el montaje.
- En las localidades dispersas y muy dispersas se distribuyó las estructuras de tal forma de reducir el número de postes por abonado. Para esto se empleó vanos máximos de 200 m.
- Cuando fue posible, se privilegiaron los alineamientos largos (0°) en las redes secundarias, evitando ángulos innecesarios y procurando mantener criterios de estética en las instalaciones.

5.1.1.12.1.3 Máxima Caída de Tensión Permisible

La caída máxima de tensión permitida en el punto de entrega al usuario final en zonas rurales no debe superar el 7,5 % de la tensión nominal, conforme a lo dispuesto en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

En función de este criterio, se adoptó un valor máximo de 7,0 % en el poste terminal más alejado de la red, reservando un margen de 0,5 % para la caída de tensión correspondiente a la acometida del usuario con mayor distancia.

No obstante, en el diseño se estableció como límite un valor de 5,0 % en el poste terminal más distante. Esto se debe a que dicho valor corresponde al escenario del año cero, previendo que hacia el año horizonte pueda alcanzar el límite máximo permitido por la Norma.

Por lo tanto, los valores límite aplicados en el diseño serán los siguientes:

- Sistema 440/220 V : Máxima caída de tensión 30,8 V.
- Sistema 220 V : Máxima caída de tensión 15,4 V.

5.1.1.12.1.4 Alumbrado Público

Para el diseño del alumbrado público se ha seguido lo dispuesto en la Norma DGE RD 017-2003-EM “Alumbrado de Vías Públicas en Áreas Rurales”. En consecuencia, la iluminación

proyectada corresponde únicamente a lo indispensable en un sistema rural, limitándose a plazas públicas y vías principales.

La determinación del número de lámparas de alumbrado público se efectuó de acuerdo con los lineamientos de la norma, que establecen los índices lámpara/usuario y los factores KALP para dicho cálculo. En este proyecto, las localidades se clasifican dentro del Sector Típico 5, lo que corresponde a un factor KALP = 6,3. Además, por encontrarse fuera del área de concesión, se aplicó un factor $f = 0,5$.

El sistema de alumbrado público estará conformado por luminarias equipadas con lámparas de vapor de sodio de alta presión de 50 W, instaladas en pastorales, cuyas características se detallan en las láminas del proyecto.

5.1.1.12.1.5 Sistema De Puesta A Tierra (Pat)

En las redes secundarias monofásicas 440/220 V, la Norma DGE establece como requisito que la resistencia del neutro a tierra no exceda los 10Ω , considerando todas las puestas a tierra (PT) de baja tensión interconectadas, incluyendo la primera PT de BT correspondiente a la subestación. Este criterio asegura que, en caso de presentarse una falla a tierra en una de las fases, la tensión fase–neutro no supere los 250 V, evitando el desplazamiento del neutro.

Con base en estas consideraciones, se adoptará un sistema de puesta a tierra tipo PAT-1, cuya ubicación se definirá de la siguiente manera:

- Cada 200 a 300 metros a lo largo de la red.
- En los puntos de derivación.
- En las estructuras terminales de las redes secundarias.

5.1.1.12.1.6 Pérdidas De Energía Y Potencia

Las pérdidas de energía y potencia en la red de distribución fueron evaluadas sobre la base del efecto Joule, circunscribiendo el análisis exclusivamente a las pérdidas técnicas. Los valores obtenidos se encuentran dentro de los márgenes permisibles establecidos por la normativa vigente.

5.1.1.12.1.7 Puntos De Alimentación Para Redes Secundarias

En el diseño se establece que los tableros de las subestaciones de distribución funcionarán como puntos de alimentación para las redes de servicio particular, el alumbrado público y las conexiones domiciliarias.

5.1.1.12.2 Características técnicas de las redes secundarias

Las redes secundarias estarán compuestas por:

- Sistema : Monofásico con neutro corrido
- Tensión : 440/220 V y 220 V (monofásico)
- Conductor : Autoportante de aluminio con portante de Aleación de aluminio.
- Postes : Poste de Concreto Armado Centrifugado 8/200,8/300 y Poste 8/300 de Fibra de Vidrio.
- Alumbrado Público : Las lámparas Tipo Led 45 W.
- Puesta a Tierra : Conductor de cobre desnudo 25 mm² de sección y Electrodo de cobre de 16 mm Ø x 2,40 m de longitud.
- Ferretería : Acero forjado y galvanizado en caliente
- Conexiones Dom. : Aérea, monofásica, con medidor de energía Monofásico 220V-10A, con cable concéntrico de cobre 2x4 mm², caja portamedidor tipo “L” y material accesorio de conexión (incluye conector bimetálico).

5.1.1.12.3 Distancias mínimas de seguridad

Conforme a las disposiciones vigentes en el Código Nacional de Electricidad – Suministro (2011), se consideran las siguientes distancias mínimas desde los conductores hasta la superficie del terreno:

5.1.1.12.3.1 Cuando los alambres y/o conductores cruzan o sobresalen a:

- Carreteras y avenidas sujetas al tráfico de camiones: 6,5 m
- Caminos, calles y otras áreas sujetas al tráfico de camiones: 5,5 m
- Calzadas, zonas de parqueo y callejones: 5,5 m
- Otros terrenos recorridos por vehículos, tales como cultivos, pastos, bosques, huertos, etc.: 5,5 m
- Espacios y vías peatonales o áreas no transitables por vehículo: 4,0 m
- Calles y caminos en zonas rurales : 5,5 m

5.1.1.12.3.2 Cuando los alambres y/o conductores están a lo largo de:

- Carreteras y avenidas 5,5 m
- Caminos, calles o callejones 5,0 m
- Espacios y vías peatonales o áreas no transitables por vehículo 4,0 m
- Calles y caminos en zonas rurales 4,5 m

En función de las distancias de seguridad previamente señaladas, se procedió al cálculo de los vanos máximos, tomando como referencia las características del conductor seleccionado.

5.1.1.12.4 Cálculo de la impedancia de conductores

Los parámetros eléctricos fueron calculados de la siguiente manera:

5.1.1.12.4.1 Resistencia Eléctrica del Conductor

$$R_{40^{\circ} C} = R_{20^{\circ} C} [1 + \alpha (T_2 - 20)] \quad (123)$$

Donde:

$R_{40^{\circ} C}$	= resistencia eléctrica del conductor a 40° C
$R_{20^{\circ} C}$	= resistencia eléctrica del conductor a 20° C
α	= Coeficiente de corrección de temperatura 1/° C: 0,0036
T_2	= 40° C

5.1.1.12.4.2 Reactancia Inductiva del conductor

$$X_l = 0.1746 \log \frac{DMG}{RMG} \quad (124)$$

Donde:

DMG	= Distancia media geométrica
RMG	= Radio medio geométrico

El cálculo de la reactancia de los conductores se desarrolla considerando como variables el número de hilos que los constituyen, la disposición de fases, la separación entre conductores y la sección de los mismos. En el Cuadro N° 01 se consignan los valores de resistencias y reactancias asociados a los cables autoportantes contemplados en los diseños.

Tabla 5.24*Valores de resistencias y reactancias de cables autoportantes*

FORMACIÓN	ESPEJOR AISLAM. FASE mm	SECCION NEUTRO PORTANTE mm ²	DIAM. NOMINAL EXTER. mm	MASA TOTAL kg/km	RES. ELÉCTRICA Ohm/Km. (20°C) FASE ALUMB.		In de Fase 30°C A
2x35+16+N25	1,15	25	24,70	489	0,868	1,91	141
2x25+16+N25	1,15	25	22,50	426	1,20	1,91	114
2x25+N25	1,14	25	25,00	282	1,20	-	114
2x16+16+N25	1,14	25	19,66	274	1,897	1,987	64
2x16+N25	1,14	25	15,11	206	1,987	-	64

Fuente: [3]

5.1.1.12.5 Cálculo de caída de tensión y pérdidas de potencia y energía.

La estimación de la caída de tensión se efectúa utilizando el programa computacional DIRED-CAD, que cuenta con una base de datos de conductores parametrizada para diferentes configuraciones de sistemas eléctricos.

5.1.1.12.5.1 Cálculo de Caída Tensión

La fórmula para calcular la caída de tensión en redes aéreas es la siguiente:

$$\Delta V = K \times I \times L \times 10^{-3} \quad (125)$$

Donde:

I = Corriente que recorre el circuito, en Amperes

L = Longitud del tramo, en metros

K = Factor de caída de tensión

Para circuitos trifásicos

$$K = \sqrt{3}(r_1 \cos(\varphi) + x_1 \sin(\varphi)) \quad (126)$$

Para circuitos monofásicos

$$K = 2(r_2 \cos(\varphi) + x_2 \sin(\varphi)) \quad (127)$$

Donde:

r1 : Resistencia en Ohms/m/fase

X1 : Reactancia trifásica en Ohms/m/fase

ϕ : Angulo de potencia

5.1.1.12.5.2 Máxima caída de tensión permisible

En concordancia con lo señalado por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), la caída de tensión máxima admisible en el punto de entrega al usuario final en zonas rurales es del 7,5 % respecto de la tensión nominal. Bajo este criterio, se consideró en el diseño un valor de 7,0 % en el poste terminal más alejado, asignando un margen de 0,5 % a la acometida del usuario más distante. Los valores límite para el diseño se detallan a continuación:

- Sistema 440/220 V : Máxima caída de tensión 30,8 V
- Sistema 220 V : Máxima caída de tensión 15,4 V

5.1.1.12.5.3 Cargas

Todas las localidades comprendidas en el presente estudio tienen una calificación eléctrica 200 W/Lote.

El factor de simultaneidad utilizado es de 1 para las cargas de servicio particular.

5.1.1.12.5.4 Factor de potencia ($\cos\Phi$)

Los valores de factor de potencia utilizados son los siguientes:

- Para cargas de servicio particular 1,00
- Para cargas de alumbrado público 0,90

5.1.1.12.5.5 Factor de simultaneidad

- Cargas de servicio particular 1,00
- Cargas de alumbrado público 1,00

5.1.1.12.5.6 Pérdidas de potencia y energía

Las pérdidas de energía y potencia en el sistema de distribución se evaluaron considerando el efecto Joule, limitándose el análisis a las pérdidas técnicas debido al alcance del presente estudio.

Los valores obtenidos resultaron inferiores a los límites establecidos en la normativa vigente y se encuentran dentro de los rangos permisibles definidos por OSINERGMIN.

Los resultados detallados se presentan en las páginas siguientes.

5.1.1.12.6 Cálculo número de lámparas de alumbrado público

En cumplimiento de lo establecido por la norma DGE Alumbrado de Vías Públicas en Áreas Rurales, el procedimiento para calcular el consumo de energía mensual del alumbrado público se desarrolla mediante la fórmula que se indica a continuación:

$$CMAP = F \times KALP \times NU \quad (128)$$

$$PI = (CMAP \times 1000) / (NHMAP \times PPL) \quad (129)$$

CMAP : Consumo mensual de alumbrado público en kWh

KALP : Factor de AP en kWh/usuario-mes

NU : Numero de usuarios de la localidad

F : 1, para todos los sistemas eléctricos de distribución

Para calcular el número de puntos de iluminación usamos la siguiente formula:

$$PI = (CMAP \times F \times 1000) / (NHMAP \times PPL) \quad (130)$$

PI : Puntos de Iluminación

CMAP : Consumo mensual de alumbrado público en kWh

NHMAP : Numero de horas mensuales del servicio de alumbrado Público (horas/mes)

PPL : Potencia Nominal promedio de la lampara de alumbrado público en watts

F : 1, para todos los sistemas eléctricos de distribución.

Para el control con interruptor horario: NHMAP (hora/mes) = 360

Nota: La cantidad de puntos de iluminación (PI) en el caso de ser decimal se debe redondear al entero inferior

Tabla 5.25
Cuadro de carga de lamparas

ITEM	LOCALIDAD	NUMERO DE USUARIOS (NU)	Potencia Lámparas	Perdida Lámparas	Potencia Total Lámparas (PPL)	Constante (KALP)	Consumo Mensual kwh(CMAP)	Total Horas Mes (NHMAP)	Puntos de Iluminación (PI)
1	CHALLMA CHIMPANA	38	50	0	50	6.3	239.4	360	13
2	CHUA CHUA	44	50	0	50	6.3	277.2	360	15
3	CHARCCAPATA	33	50	0	50	6.3	207.9	360	12
4	CCOLLPA CCUCHO ALTA	21	50	0	50	6.3	132.3	360	7
5	CCOLLPA CCUCHO BAJA	26	50	0	50	6.3	163.8	360	9
6	CCOCHA MOCCO	47	50	0	50	6.3	296.1	360	16
7	MARCACHIA I	40	50	0	50	6.3	252	360	14
8	MARCACHIA II	34	50	0	50	6.3	214.2	360	12
9	CCOLOYOC	39	50	0	50	6.3	245.7	360	14
10	TANDAÑA	34	50	0	50	6.3	214.2	360	12
11	QUIKO GRANDE	98	50	0	50	6.3	617.4	360	34
12	KIKO CHICO	26	50	0	50	6.3	163.8	360	9
13	JAPU	40	50	0	50	6.3	252	360	14
14	YANARUMA	20	50	0	50	6.3	126	360	7
		540						TOTAL	188

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 5.26
Cargas de la Lámpara de Alumbrado Público

Tipo de Lámpara	Potencia (Watts)	Pérdidas (Watts)	Total (Watts)
LED	50	00	45

Fuente: *Elaboración propia*

5.1.1.12.7 Cálculo de resistencia de puesta a tierra del sistema

En cumplimiento de la Norma DGE, las redes secundarias monofásicas de 440/220 V deben contar con un neutro a tierra cuya resistencia no exceda los 10 Ω , considerando la interconexión de todas las puestas a tierra de baja tensión, incluyendo la inicial de la subestación. Este parámetro asegura que, en condiciones de falla a tierra en una fase, la tensión fase–neutro no sobrepase los 250 V, evitando desplazamientos del neutro. En función de lo anterior, se adopta un sistema de puesta a tierra tipo PAT-1, con ubicación definida como sigue:

- a) Cada 200 a 300 metros
- b) En los puntos de derivación y en las últimas estructuras de las redes secundarias.

La configuración del sistema de puesta a tierra PAT-1 consiste en una varilla de cobre blando de 16 mm de diámetro y 2,4 m de longitud, interconectada mediante conductor de cobre recocido de 16 mm² y conectores. Su instalación se efectúa en un pozo cuadrado de 0,8 m de lado por 3,0 m de profundidad, con una separación horizontal de 1,5 m entre el poste y la varilla. La resistencia de este sistema se evalúa de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$R_{PAT-1} \equiv \frac{\rho_a}{2 * \pi * l} \ln \left[\frac{4 * l}{1,36 * d} * \frac{(2 * H + l)}{(4 * H + l)} \right] \quad (131)$$

Donde:

ρ_a = Resistividad eléctrica aparente del terreno (ohm-m)

l = Longitud de la varilla (2,4 m)

d = Diámetro de la varilla (16 mm)

H = Profundidad de enterramiento (0,3 m)

El resultado es:

$$R_{PAT-1} \equiv 0,392 * \rho_a \quad (132)$$

En general las localidades contarán con el sistema PAT-1, para el sistema de puesta a tierra del neutro, en redes secundarias.

5.1.1.13 Cálculos mecánicos

5.1.1.13.1 Bases de cálculo

Sección del conductor	: 35,25,16 mm ²
Velocidad del viento	: 90 Km/h
Presión del Viento (Pv)	: 34.02 Kg/m ²
Vano básico (d)	: 50 m
Longitud del poste (H)	: 8 m
Diámetro en la punta (dp)	: 140 mm
Diámetro empotramiento (de)	: 242 mm
Diámetro en la base (db)	: 260 mm
Distancia mínima sobre terreno	: 5.5 m
Altura del poste sobre la	
Superficie del terreno (h).	: 6.8 m
Factor de seguridad:	

para Conductores : 3

para Postes : 2

Aplicación de fuerza resultante : A 15 cm. de la punta

5.1.1.13.2 Cálculo mecánico de conductores

Los cálculos mecánicos realizados sobre los conductores permiten determinar las tensiones y flechas correspondientes a las diferentes hipótesis de operación. Las características fundamentales de los conductores autoportantes empleados en el diseño son las siguientes:

Tabla 5.27

Conductores autoportantes

FORMACIÓN	ESPESO	SECCION	DIAM. NOMINAL EXTER. mm	MASA TOTAL kg/km	RES.		In de Fase 30°C A
	R	NEUTRO			ELÉCTRICA		
	AISLAM.	PORTAN			Ohm/Km. (20°C)		
	FASE mm	TE mm²			FASE	ALUMB.	
2x35+16+N25	1.15	25	24.70	489	0.868	1.91	141
2x25+16+N25	1.15	25	22.50	426	1.20	1.91	114
2x25+N25	1.14	25	25.00	282	1.20	-	114
2x16+16+N25	1,14	25	19,66	274	1,897	1,987	64
2x16+N25	1,14	25	15,11	206	1,987	-	64

Fuente: [9]

5.1.1.13.2.1 Consideraciones

Se determinó una sola zona de referencia para la realización de los cálculos mecánicos, tomando en cuenta las condiciones particulares de temperatura y altitud. En el diseño, se estableció un EDS de 18 % para la distribución estructural de las redes secundarias y un EDS de 7 % para los vanos flojos. Los resultados obtenidos a partir de estos cálculos se exponen en las páginas siguientes.

5.1.1.13.3 Cálculo mecánico de estructuras

5.1.1.13.3.1 Selección de la Longitud del Poste

En la determinación de la longitud de los postes se consideran diversos factores: la distancia mínima de seguridad del conductor respecto al terreno, de acuerdo con la Tabla N° 232-1 del CNE (2001); la longitud libre correspondiente a la flecha máxima; la sección del poste destinada al empotramiento; y los vanos básicos proyectados. En función de lo anterior, se obtiene:

Tabla 5.28
Conductores autoportantes

CASOS	I
Vano básico (m)	50
Distancia mínima del conductor al terreno (m)	5.50
Longitud libre para flecha (m)	0.90
Distancia punta de poste a gancho soporte (m)	0.20
Longitud de empotramiento (m)	1.20
Luego: Longitud del poste (m)	8.00

Fuente: [34]

En aplicación de los criterios de diseño, se seleccionarán longitudes normalizadas de postes.

Caso I: Para redes secundarias dispuestas a lo largo de carreteras, avenidas, calles, caminos, pasos peatonales y en áreas donde no circulan vehículos, se dispondrá el empleo de postes de 8 m.

5.1.1.13.3.2 Selección del Material de las Estructuras

Para el presente proyecto se utilizarán poste de Concreto Armado Centrifugado.

Altura	: 8m
Carga de trabajo a 0,15 m de la cima	: 200 y 300 daN
Longitud de empotramiento	: 1,30 m
Longitud útil	: 6,80 m
Longitud activa	: 6,65 m.
Altura mínima	: 5,00 m.
Al cruce de calles y caminos	: 5,50 m.
Altura de empotramiento del poste	: $H/10 + 0,5$

El conductor autoportante se encuentra 0,15 m en postes de concreto.

5.1.1.13.3.3 Fórmulas aplicables para cálculo de estructuras

- Momento debido a la carga del viento sobre los conductores:

$$MVC = (PV) (L) (f_c) (SHi) \cos \frac{a}{2} \quad (133)$$

- Momento debido a la carga de los conductores:

$$MTC = 2 (TC) (S Hi) \sin \frac{a}{2} \quad (134)$$

$$MVP = [(PV) (h^2) (Dm + 2 Do)]/600 \quad (135)$$

- Momento total en condiciones normales:

$$MRN = MVC + MTC + MVP \quad (136)$$

- Esfuerzo transmitido al poste en el punto de empotramiento, específicamente para postes de madera:

$$R_H = \frac{MRN}{3.13 \times 10^{-5} \times (C)^3} \quad (137)$$

- En lo referente a postes de concreto, la carga equivalente se define tomando como referencia un punto localizado a 0,15 m bajo la cabeza del elemento.
- En las estructuras de tipo terminal y de ángulo equipadas con retenidas, se procederá al cálculo de la totalidad de cargas verticales, incluidas las transmitidas por las retenidas, comparándolas con la carga crítica del poste, establecida a través de la siguiente ecuación:

$$P_{cr} = \frac{p^2 E I}{(Kl)^2} \quad (138)$$

Donde:

Pv	= Presión del viento sobre superficies cilíndricas
L	= Longitud del vano, en m
T _c	= Carga del conductor portante en N
f _c	= Diámetro total del cable autoportante, en m
a	= Angulo de desvío topográfico, en grados
Do	= Diámetro del poste en la cabeza, en cm
Dm	= Diámetro del poste en la línea de empotramiento, en cm
h	= Altura libre del poste, en m
H	= Altura de la carga en la estructura respecto al suelo, en m
Wc	= Masa total del cable autoportante, en kg/m
WAD	= Peso de un hombre con herramientas, igual a 1000 N.
C	= Circunferencia del poste en línea de empotramiento, en cm
E	= Módulo de Elasticidad del poste, a kN/cm ²
I	= Momento de inercia del poste, en cm ⁴

l = Altura respecto al suelo del punto de ubicación de la retenida en el poste.

K = Factor que depende de la forma de fijación de los extremos del poste.

5.1.1.13.3.4 Determinación de la Capacidad Mecánica de los Postes

Para el cálculo mecánico de estructuras en condiciones normales, se han considerado las siguientes cargas:

- *Cargas Horizontales:* Comprenden la acción del viento sobre los conductores y las estructuras, así como los esfuerzos derivados de la tracción en ángulos de desvío topográfico, aplicando coeficientes de seguridad de 2,0 y 2,2
- *Cargas verticales:* Incluyen el peso propio de los conductores, aisladores y crucetas, además del peso adicional de un operario con herramientas, y la componente vertical transmitida por las retenidas, cuando corresponda. Se aplican coeficientes de seguridad de 2,0 y 2,2.
- *Cargas Longitudinales:* Son generadas por las diferencias de vanos en cada conductor.

Como parte de la ingeniería de detalle, se efectuarán todos los cálculos mencionados, considerando las características del poste a instalar.

El propósito de estos cálculos es determinar las cargas mecánicas que actúan sobre los postes y sus accesorios, de manera que, bajo las condiciones más críticas —temperatura mínima y velocidad máxima del viento—, no se excedan los esfuerzos máximos establecidos en el Código Nacional de Electricidad.

Los factores de seguridad respecto al esfuerzo de rotura en condiciones normales son:

Postes de concreto y fibra de vidrio	2
Accesorios de ferretería	2

No se contemplarán cálculos en condiciones de emergencia (rotura de conductor).

En el caso de los postes, los factores de seguridad mínimos señalados son aplicables tanto a cargas de flexión como a cargas de compresión (pandeo).

Los Cálculos se muestran en las páginas siguientes:

5.1.1.13.4 Cálculo mecánico de retenidas

5.1.1.13.4.1 Retenida Simple:

Figura 5.14 *Calculo mecánico de retenidas*

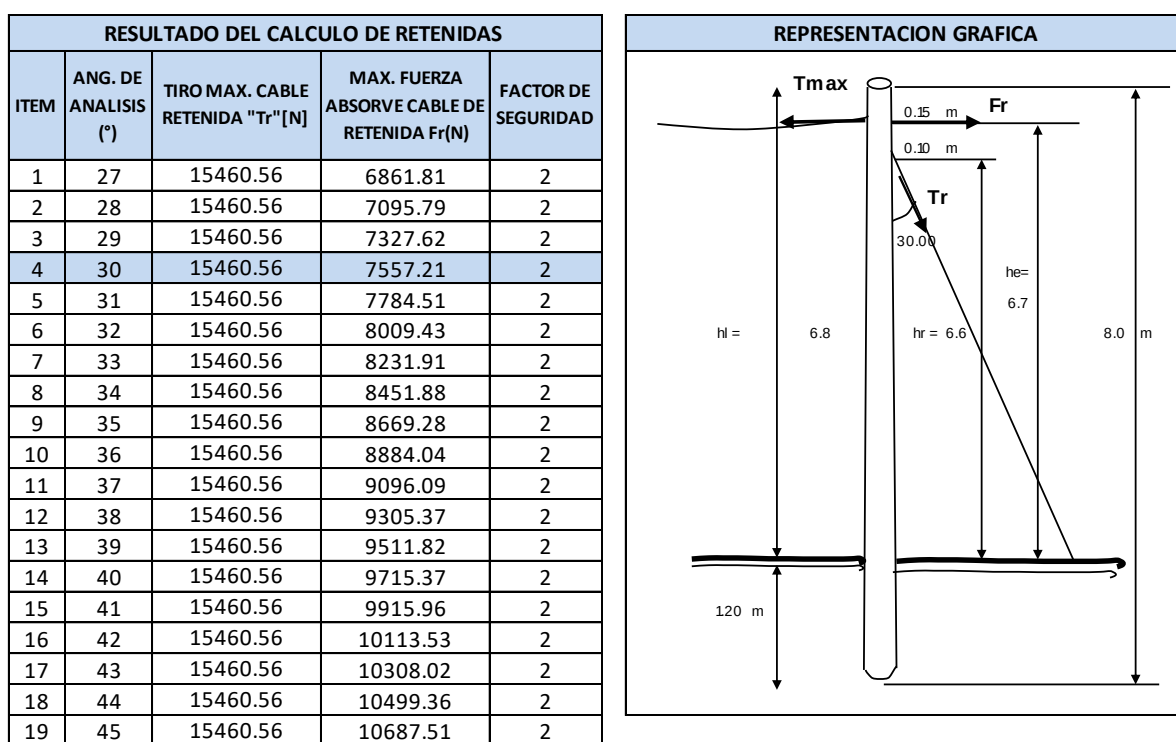
CÁLCULO MECÁNICO DE RETENIDAS REDES SECUNDARIAS

DATOS DE RETENIDA

- Altura del poste	8 m
- Angulo de aplicación de retenida	30 °
- Angulo de aplicación de retenida en radia	0.52 Rad.
- Factor Seguridad	2
- Altura de aplicación [hr]	6.55 m
- Tipo o grado	Siemens Martin
- Diámetro del cable	10.00 mm
- Carga de rotura [N]	30921.12 N.
- Tiro Máx. del cable de retenida "Tr" [N]	15460.56 N.
- Máx. Fuerza que absorvera el cable de la retenida Fr (N)	7557.21 N.

Fuente: [34]

Figura 5.15 *Resultados de cálculo de retenidas*



Luego, se podrá utilizar una retenida para soportar los resultados de los esfuerzos en postes de cambio de dirección y postes terminales

Fuente: [34]

5.1.2 Costos de Metrado y Presupuesto

Con el fin de evaluar la viabilidad económica de la alternativa de suministro eléctrico mediante la extensión de la red de distribución, se ha elaborado el metrado y presupuesto correspondiente, considerando los principales componentes de infraestructura eléctrica requeridos para el proyecto. En la Tabla 5.29 se presenta el resumen de los costos de inversión asociados a esta alternativa.

Tabla 5.29
Resumen de costos de Metrado y Presupuesto

ALTERNATIVA I							
ITEM.	DESCRIPCIÓN	P. MERCADO					
		RED PRIMARIA	SUB ESTACION	RED SECUND.	ALUMBRADO PUBLICO	ACOMETIDAS DOMICILIARIAS	TOTAL
	Costo Directo						
A.	SUMINISTRO DE MATERIALES	908,978.36	159,780.00	605,572.80	99,264.00	125,685.00	1,899,280.16
B.	MONTAJE ELECTROMECHANICO	977,707.21	15,202.69	415,289.06	7,824.87	25,199.48	1,441,223.31
C.	TRANSPORTE	63,628.49	11,184.60	42,390.10	6,948.48	8,797.95	132,949.62
D.	IMPACTO AMBIENTAL	10,000.00	3,000.00	9,000.00	800.00	2,200.00	25,000.00
E.	CAPACITACIÓN	9,781.08	1,287.36	7,755.95	532.95	642.66	20,000.00
	SUB-TOTAL:	1,970,095.13	190,454.64	1,080,007.91	115,370.31	162,525.09	3,518,453.08
	Intangibles						
F.	EXPEDIENTE TECNICO (3% de C.D.)	59,102.85	5,713.64	32,400.24	3,461.11	4,875.75	105,553.59
	SUB-TOTAL:	59,102.85	5,713.64	32,400.24	3,461.11	4,875.75	105,553.59
G.	GASTOS GENERALES (12% de C.D.)	236,411.42	22,854.56	129,600.95	13,844.44	19,503.01	422,214.37
H.	SUPERVISIÓN (3% de C.D.)	59,102.85	5,713.64	32,400.24	3,461.11	4,875.75	105,553.59
I.	LIQUIDACIÓN (1.25% de C.D.)	24,626.19	2,380.68	13,500.10	1,442.13	2,031.56	43,980.66
J.	EVALUACIÓN (1.25% de C.D.)	24,626.19	2,380.68	13,500.10	1,442.13	2,031.56	43,980.66
K.	GASTOS COVID 19(2.1613% CD)	42,613.08	4,119.53	23,360.53	2,495.46	3,515.41	76,104.00
	SUB-TOTAL:	387,379.73	37,449.09	212,361.91	22,685.26	31,957.30	691,833.29
	PRESUPUESTO TOTAL CON IGV	2,416,577.72	233,617.37	1,324,770.06	141,516.68	199,358.14	4,315,839.97

Fuente: [34]

Del resumen de costos presentado se observa que la mayor parte de la inversión está asociada a la infraestructura de distribución eléctrica, característica de proyectos de electrificación rural en zonas de baja densidad poblacional. Si bien esta alternativa garantiza una adecuada continuidad y calidad del servicio, su elevada inversión inicial constituye un factor determinante en la evaluación económica comparativa de las alternativas analizadas.

5.1.3 *Análisis económico de la extensión de la red de distribución*

a evaluación económica y financiera de un proyecto busca servir de guía en la toma de decisiones acerca de su factibilidad y pertinencia. En el ámbito de la generación de energía eléctrica, este análisis resulta especialmente importante, ya que influye de manera directa tanto en el progreso económico como en la mejora del bienestar de la población. El suministro eléctrico no solo tiene un rol social al garantizar el acceso a servicios esenciales, sino que además constituye un pilar clave para el desarrollo de actividades productivas en zonas rurales.

En esta investigación, la comparación económica de las tres alternativas de electrificación se llevará a cabo aplicando el método de relación beneficio/costo (B/C), herramienta que permitirá identificar la alternativa más adecuada desde la perspectiva económico-social.

5.1.3.1 *Método de análisis beneficio/costo*

En el Perú, el análisis económico de proyectos de electrificación rural se rige por los lineamientos del sistema Invierte.pe y considera la tasa social de descuento establecida por el MEF, actualmente del 10% para proyectos sociales. Este análisis compara los beneficios y costos que se generan a lo largo de la vida útil del proyecto, actualizándolos al año base mediante dicha tasa. El objetivo es determinar si la ejecución del proyecto genera un valor neto positivo para la sociedad.

Para ello, se emplean tres indicadores fundamentales: el Valor Actual Neto (VAN), la Relación Beneficio/Costo (B/C) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Un proyecto se considera viable si el VAN es mayor a cero, la relación B/C es superior a uno y la TIR excede la tasa de descuento. En zonas rurales como la Nación Q'ueiros, estos criterios permiten valorar no solo la rentabilidad económica, sino también el impacto social y productivo.

5.1.3.1.1 *Valor actual neto (VAN)*

El Valor Actual Neto (VAN) se entiende como el resultado de restar a los beneficios actualizados la totalidad de los costos igualmente actualizados, considerando una tasa de descuento i , la cual está definida según el marco aplicable en el contexto peruano, generalmente del 10% para proyectos sociales según el MEF (Decreto Supremo N.º 184-2020-EF).

Regla de decisión:

Un proyecto se considera rentable desde el punto de vista económico cuando el VAN resulta positivo, lo que implica que los beneficios actualizados exceden a los costos actualizados.

5.1.3.1.2 *Relación beneficio-costo (B/C)*

a Relación Beneficio-Costo se define como la proporción que resulta de dividir el valor presente de los beneficios totales entre el valor presente de los costos totales, ambos descontados con la misma tasa i .

Regla de decisión:

- Si $B/C > 1$: el proyecto genera beneficios superiores a los costos y es viable.
- Si $B/C < 1$: los costos superan a los beneficios, y no es recomendable ejecutarlo.

5.1.3.1.3 Tasa interna de retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) corresponde al nivel de descuento en el cual el valor presente de los beneficios se iguala al de los costos, lo que significa que en ese punto el VAN se anula y la relación Beneficio/Costo toma el valor de uno.

Regla de decisión:

El proyecto es viable si la TIR es mayor que la tasa de descuento social utilizada en la evaluación. A mayor diferencia entre TIR e i , mayor rentabilidad relativa del proyecto.

5.1.3.1.4 Viabilidad económica

La viabilidad económica del proyecto se determina con base en los tres indicadores anteriores. Según los criterios establecidos por Invierte.pe y el MEF:

Tabla 5.30
Viabilidad económica según indicadores

Indicador	Resultado	Condición	Interpretación
VAN	Positivo	$VAN > 0$	Proyecto económicamente viable
	Negativo	$VAN < 0$	Proyecto no viable, genera pérdidas
	Nulo	$VAN = 0$	Proyecto indiferente, no genera utilidad
TIR	Alta	$TIR > \text{tasa de descuento}$	Proyecto rentable, se recomienda ejecutar
	Baja	$TIR < \text{tasa de descuento}$	Proyecto no rentable
	Igual	$TIR = \text{tasa de descuento}$	Proyecto marginalmente viable
B/C	Beneficioso	$B/C > 1$	Beneficios superan los costos
	No beneficioso	$B/C < 1$	Costos superan los beneficios
	Indiferente	$B/C = 1$	Proyecto cubre apenas sus costos

Fuente: *Elaboración propia*

5.1.3.1.5 Criterios para evaluar los indicadores económicos

Una vez definido que el enfoque de evaluación económica será el método beneficio/costo actualizado, se procede a desarrollar el análisis económico correspondiente a la primera alternativa

de electrificación propuesta para la Nación Q'ueños, consistente en la ampliación de la red de distribución eléctrica.

5.1.3.1.6 *Análisis económico para el caso en estudio*

Para evaluar económicamente esta alternativa de electrificación, se utilizará una hoja de cálculo elaborada conforme a los lineamientos del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) y la Guía de Formulación y Evaluación Social de Proyectos de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas del Perú.

5.1.3.1.7 *Evaluación Económica de Inversiones – Contexto Perú*

El análisis económico sigue el método de evaluación beneficio/costo, tal como lo establece el Invierte.pe y las metodologías aprobadas por el MINEM. Los rubros considerados en este análisis se dividen en dos grandes grupos:

- Costos totales del proyecto
- Beneficios proyectados

5.1.3.1.7.1 *Determinación de los Costos Totales del Proyecto*

Los costos considerados incluyen:

- Costo de inversión inicial, que incluye el diseño, adquisición de materiales, transporte, instalación y supervisión del proyecto.
- Costos de reposición y mantenimiento de los componentes de la red durante el horizonte del proyecto (normalmente 20 años).
- Costo de energía para alumbrado público, si está contemplado dentro del alcance del proyecto.

5.1.3.1.7.2 *Costo de inversión*

Tras concluir el diseño de la red de distribución mediante herramientas de planificación eléctrica, se procede a calcular el presupuesto global del proyecto. Dicho presupuesto se formula con base en las estructuras de costos establecidas en el Pliego de Ejecución de Obras de Electrificación Rural del MINEM, complementadas con precios de referencia del SIAF-MEF, catálogos de costos unitarios publicados por OSINERGMIN y valores de mercado obtenidos en campo o mediante cotizaciones. Posteriormente, el análisis económico se efectúa a través de una hoja de cálculo estructurada a partir de la plantilla “Evaluación Económica de Proyectos de Electrificación Rural” del MINEM, o de un

formato alineado con Invierte.pe, el cual permite estimar los principales indicadores financieros: VAN, TIR y B/C, a fin de determinar la viabilidad del proyecto para la Nación Q'uecos.

En este caso, los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla 5.31
Viabilidad económica según indicadores

ITEM	DESCRIPCIÓN	P. MERCADO					TOTAL
		RED PRIMARIA	SUB ESTACION	RED SECUND.	ALUMBRADO PUBLICO	ACOMETIDAS DOMICILIARIAS	
	Costo Directo						
A.	SUMINISTRO DE MATERIALES	908,978.36	159,780.00	605,572.80	99,264.00	125,685.00	1,899,280.16
B.	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	977,707.21	15,202.69	415,289.06	7,824.87	25,199.48	1,441,223.31
C.	TRANSPORTE	63,628.49	11,184.60	42,390.10	6,948.48	8,797.95	132,949.62
D.	IMPACTO AMBIENTAL	10,000.00	3,000.00	9,000.00	800.00	2,200.00	25,000.00
E.	CAPACITACIÓN	9,781.08	1,287.36	7,755.95	532.95	642.66	20,000.00
	SUB-TOTAL:	1,970,095.13	190,454.64	1,080,007.91	115,370.31	162,525.09	3,518,453.08
	Intangibles						
F.	EXPEDIENTE TECNICO (3% de C.D.)	59,102.85	5,713.64	32,400.24	3,461.11	4,875.75	105,553.59
	SUB-TOTAL:	59,102.85	5,713.64	32,400.24	3,461.11	4,875.75	105,553.59
G.	GASTOS GENERALES (12% de C.D.)	236,411.42	22,854.56	129,600.95	13,844.44	19,503.01	422,214.37
H.	SUPERVISIÓN (3% de C.D.)	59,102.85	5,713.64	32,400.24	3,461.11	4,875.75	105,553.59
I.	LIQUIDACIÓN (1.25% de C.D.)	24,626.19	2,380.68	13,500.10	1,442.13	2,031.56	43,980.66
J.	EVALUACIÓN (1.25% de C.D.)	24,626.19	2,380.68	13,500.10	1,442.13	2,031.56	43,980.66
K.	GASTOS COVID 19(2.1613% CD)	42,613.08	4,119.53	23,360.53	2,495.46	3,515.41	76,104.00
	SUB-TOTAL:	387,379.73	37,449.09	212,361.91	22,685.26	31,957.30	691,833.29
	PRESUPUESTO TOTAL CON IGV	2,416,577.72	233,617.37	1,324,770.06	141,516.68	199,358.14	4,315,839.97
	PRESUPUESTO TOTAL	2,416,577.72		1,324,770.06		199,358.14	4,315,839.97

Fuente: Grupo técnico GREMH

5.1.3.1.7.3 Presupuesto de Inversión

El presupuesto total asciende a S/. 4,315,839.97, e incluye los siguientes componentes:

- Red primaria: S/. 2,416,577.72
- Subestación: S/. 233,617.37
- Red secundaria: S/. 1,324,770.06
- Alumbrado público: S/. 141,516.68

- Acometidas domiciliarias: S/. 199,358.14

5.1.3.1.7.4 *Composición del Costo*

El presupuesto contempla los siguientes rubros:

- Costos Directos

Incluyen suministro de materiales, montaje electromecánico, transporte, impacto ambiental y capacitación.

Total de costos directos: S/. 3,518,453.08

- Costos Intangibles

Se considera el expediente técnico (3% del costo directo).

Total: S/. 105,553.59

- Costos adicionales

- Gastos generales (12% del C.D.)
- Supervisión (3%)
- Liquidación (1.25%)
- Evaluación (1.25%)
- Gastos COVID-19 (2.1613%)

Total: S/. 691,833.29

Estos valores incluyen el IGV y están calculados según el Pliego de Especificaciones Técnicas del MINEM, y normas como el D.S. N° 014-2019-EM (Reglamento de electrificación rural) y el Manual de Clasificación de Estudios Ambientales del MINEM.

5.1.3.1.7.5 *Determinación de los Ingresos*

Dentro del análisis económico del proyecto, se identifican las siguientes fuentes de ingreso:

- Ingreso por venta de energía eléctrica
- Ingreso por tasa de alumbrado público (no considerado)
- Ingreso por beneficio social (subsidio estatal aplicable a zonas rurales) Ingreso por venta de energía incorporada

5.1.3.1.7.6 *Ingreso por Venta de Energía Eléctrica*

El monto anual generado por la venta de energía incorporada resulta de la operación producto entre los parámetros que se detallan a continuación:

- Consumo mensual promedio por usuario (kWh/mes)
- Número de usuarios
- Tarifa por kWh (según el pliego tarifario vigente del Osinergmin)

- Número de meses al año (12)

Parámetros aplicables al caso de la Nación Q'ueros:

- Consumo mensual promedio por usuario (kWh/mes): Según el diagnóstico de demanda energética actualizado con un consumo promedio de 200 W por vivienda, el consumo mensual proyectado asciende a 144 kWh/mes por usuario.
- Número de usuarios: El proyecto inicia con 40 usuarios (Hatun Q'ueros, Hapu Bajo, Hapu Q'ueros, Japu, Qochamoqo y Mayubamba). Se proyecta un crecimiento poblacional del 2% anual, alcanzando aproximadamente 60 usuarios al año 20.
- Tarifa por kWh: Se aplica la Tarifa BT5B – Residencial Rural (según Osinergmin, 2025):

Tabla 5.32
Tarifa según rango de consumo

Rango de consumo (kWh/mes)	Tarifa (S/ por kWh)
0 – 30	0.230
31 – 50	0.250
51 – 100	0.270
101 – 140+	0.295

Fuente: *Elaboración propia*

Para un consumo de 144 kWh/mes, el precio promedio ponderado es:

$$(30 \times 0.230 + 20 \times 0.250 + 49 \times 0.270 + 45 \times 0.295) / 144 = S/ 0.267 \text{ por kWh}$$

o Equivalente en USD (tipo de cambio: 1 USD = S/ 3.70): USD 0.072/kWh

- Número de meses al año: 12

Ingreso anual por venta de energía eléctrica (año 1):

$$144 \text{ kWh/mes} \times 40 \text{ usuarios} \times \text{USD } 0.072/\text{kWh} \times 12 \text{ meses} = \text{USD } 4,147.20$$

Este ingreso se incrementará progresivamente con el aumento de usuarios según la tasa de crecimiento poblacional.

5.1.3.1.7.7 Ingreso por Tasa de Alumbrado Público

Aunque se considera la instalación de luminarias públicas, no se incluye este concepto como fuente de ingreso porque:

- o No existe una empresa distribuidora que facture dicha tasa.
- o No está permitida su aplicación sin autorización específica.

=> Este ingreso es nulo en este análisis.

5.1.3.1.7.8 Ingreso por Beneficio Social (Subsidio Estatal – FISE)

Parámetros considerados:

- o Ingreso mensual por usuario: S/15 = USD 4.05/mes
- o Distribución del beneficio social: 100% de los usuarios
- o Número de usuarios: 40
- o Número de meses: 12

Ingreso anual por beneficio social (año 1):

$$\text{USD } 4.05 \times 40 \text{ usuarios} \times 12 \text{ meses} = \text{USD } 1,944.00$$

Este monto crecerá según el número de usuarios.

5.1.3.1.7.9 Resumen de Ingresos – Año 1 (Estimado)

Tabla 5.33

Estimado de resumen de ingresos

Fuente de ingreso	Monto anual estimado (USD)
Venta de energía eléctrica	USD 1,536.00
Beneficio social (FISE)	USD 1,944.00
Total Ingresos Año 1	USD 6,091.20

Fuente: *Elaboración propia*

5.1.3.1.7.10 Flujo de Caja

Tabla 5.34

Estimado de flujo de caja

Año	Inversión inicial (USD)	Reposición y mantenimiento (USD)	Total costos (USD)	Ingresos venta de energía (USD)	Ingreso subsidio FISE (USD)	Total ingresos (USD)	Dif. Ingresos – costos (USD)	Nº usuarios
0	120,000.00	0.00	120,000.00	0.00	0.00	0.00	-120,000.00	0
1	0.00	10,000.00	10,000.00	4,147.20	1,944.00	6,091.20	-3,908.80	40
2	0.00	10,000.00	10,000.00	4,230.14	1,982.88	6,213.02	-3,786.98	41
3	0.00	10,000.00	10,000.00	4,314.74	2,022.54	6,337.28	-3,662.72	42
4	0.00	10,000.00	10,000.00	4,401.03	2,062.99	6,464.02	-3,535.98	43
5	0.00	10,000.00	10,000.00	4,489.05	2,104.25	6,593.30	-3,406.70	44
6	0.00	10,000.00	10,000.00	4,578.83	2,146.34	6,725.17	-3,274.83	45
7	0.00	10,000.00	10,000.00	4,670.40	2,189.27	6,859.67	-3,140.33	46
8	0.00	10,000.00	10,000.00	4,763.81	2,233.06	6,996.87	-3,003.13	47
9	0.00	10,000.00	10,000.00	4,859.09	2,277.72	7,136.81	-2,863.19	48
10	0.00	10,000.00	10,000.00	4,956.27	2,323.27	7,279.54	-2,720.46	49
11	0.00	10,000.00	10,000.00	5,055.39	2,369.73	7,425.12	-2,574.88	50
12	0.00	10,000.00	10,000.00	5,156.50	2,417.13	7,573.63	-2,426.37	51
13	0.00	10,000.00	10,000.00	5,259.63	2,465.47	7,725.10	-2,274.90	52
14	0.00	10,000.00	10,000.00	5,364.82	2,514.78	7,879.60	-2,120.40	53
15	0.00	10,000.00	10,000.00	5,472.12	2,565.08	8,037.20	-1,962.80	54
16	0.00	10,000.00	10,000.00	5,581.56	2,616.38	8,197.94	-1,802.06	55
17	0.00	10,000.00	10,000.00	5,693.19	2,668.71	8,361.90	-1,638.10	56
18	0.00	10,000.00	10,000.00	5,807.06	2,722.08	8,529.14	-1,470.86	57
19	0.00	10,000.00	10,000.00	5,923.20	2,776.52	8,699.72	-1,300.28	58
20	0.00	10,000.00	10,000.00	6,041.66	2,832.05	8,873.71	-1,126.29	60

Fuente: *Grupo técnico GREMH*

5.1.3.1.7.11 Indicadores Económicos

Tabla 5.35

Indicadores economicos

Indicador económico	Sin subsidio fise	Con subsidio fise
Valor Actual Neto (VAN)	- USD 66,400.00	USD 11,200.00
Tasa Interna de Retorno (TIR)	No definida (negativa)	11.3 %
Relación Beneficio/Costo	0.45	1.09

Fuente: *Elaboración propia*

Evaluación realizada con una tasa de descuento del 10%, conforme a Invierte.pe para proyectos sociales rurales.

5.1.3.1.7.12 Evaluación Económica del Proyecto

Como se indicó previamente, la evaluación económica del proyecto de electrificación rural para la Nación Q'ueos se ha realizado aplicando el método del análisis beneficio/costo, el cual es una herramienta ampliamente utilizada para valorar la rentabilidad económica de inversiones públicas. Esta evaluación se centra en tres indicadores clave: el Valor Actual Neto (VAN), la Relación Beneficio-Costo (B/C) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

a tasa de descuento empleada es del 12%, conforme a lo recomendado por la Secretaría Nacional de Planificación (SENPLADES) para la evaluación de inversiones públicas.

5.1.3.1.7.13 Resultados de la Evaluación Económica

Los resultados del flujo de caja proyectado durante un horizonte de 20 años se resumen en el siguiente cuadro:

Tabla 5.36

Flujo de caja anual para la alternativa de Extensión de la red de distribución

Año	Inversión (USD)	Mantenimiento (USD)	Energía AP (USD)	Total Costos (USD)	Ingresos Totales (USD)	Beneficio Neto (USD)	Beneficio Neto con Beneficios Sociales (USD)	Nuevos Usuarios
0	115,588.77	0.00	0.00	115,588.77	0.00	-115,588.77	-115,588.77	0
1	10,402.99	980.42	1,917.60	11,383.41	1,917.60	-9,465.81	7,334.19	20
2	10,402.99	980.42	2,013.48	11,383.41	2,013.48	-9,369.93	8,270.07	21
3	10,402.99	980.42	2,109.36	11,383.41	2,109.36	-9,274.05	9,205.95	22
4	10,402.99	980.42	2,205.24	11,383.41	2,205.24	-9,178.17	10,141.83	23
5	10,402.99	980.42	2,301.12	11,383.41	2,301.12	-9,082.29	11,077.71	24
6	10,402.99	980.42	2,397.00	11,383.41	2,397.00	-8,986.41	12,013.59	25
7	10,402.99	980.42	2,492.88	11,383.41	2,492.88	-8,890.53	12,949.47	26
8	10,402.99	980.42	2,588.76	11,383.41	2,588.76	-8,794.65	13,885.35	27
9	10,402.99	980.42	2,684.64	11,383.41	2,684.64	-8,698.77	14,821.23	28
10	10,402.99	980.42	2,780.52	11,383.41	2,780.52	-8,602.89	15,757.11	29
11	10,402.99	980.42	2,876.40	11,383.41	2,876.40	-8,507.01	16,692.99	30
12	10,402.99	980.42	2,972.28	11,383.41	2,972.28	-8,411.13	17,628.87	31
13	10,402.99	980.42	3,068.16	11,383.41	3,068.16	-8,315.25	18,564.75	32
14	10,402.99	980.42	3,164.04	11,383.41	3,164.04	-8,219.37	19,500.63	33
15	10,402.99	980.42	3,259.92	11,383.41	3,259.92	-8,123.49	20,436.51	34

16	10,402.99	980.42	3,355.80	11,383.41	3,355.80	-8,027.61	21,372.39	35
17	10,402.99	980.42	3,451.68	11,383.41	3,451.68	-7,931.73	22,308.27	36
18	10,402.99	980.42	3,547.56	11,383.41	3,547.56	-7,835.85	23,244.15	37
19	10,402.99	980.42	3,739.32	11,383.41	3,739.32	-7,644.09	25,115.91	39
20	10,402.99	980.42	3,835.20	11,383.41	3,835.20	-7,548.21	26,051.79	40

Fuente: *Grupo técnico GREMH*

Indicadores Económicos Calculados (con tasa de descuento del 12%):

Tabla 5.37

Indicadores económicos con descuento el 12%

Indicador Económico	Sin Beneficio Social	Con Beneficio Social
Valor Actual Neto (VAN)	-181,755 USD	-16,507.26 USD
Tasa Interna de Retorno	—	10.14%
Relación Beneficio/Costo	0.09	0.92

Fuente: *Elaboración propia*

Los resultados indican que, incluso considerando beneficios sociales (como acceso a educación, salud y reducción de pobreza energética), el proyecto no resulta económicamente viable bajo los parámetros actuales, debido a que:

- o El VAN sigue siendo negativo.
- o La TIR es inferior a la tasa de descuento del 12%.
- o La relación B/C es menor a 1.

5.1.3.1.7.14 Análisis de Sensibilidad

Con el objetivo de explorar posibles condiciones bajo las cuales el proyecto podría tornarse viable, se realizó un análisis de sensibilidad, evaluando el impacto de una reducción en la tasa de descuento.

Supuesto clave

Para definir una tasa de descuento mínima, se tomó como referencia la tasa de interés activa referencial del mercado, reportada por el Banco Central del Perú, la cual fue del 7.86% para septiembre de 2014.

A continuación, se muestran los resultados de los indicadores económicos para distintas tasas de descuento:

Tabla 5.38

Indicadores económicos con distintas tasas de descuento

Tasa de Descuento	VAN (USD)	TIR	B/C	Viabilidad Económica
8%	24,482.26	10.14%	1.11	Viable
9%	12,220.47	10.14%	1.06	Viable
10%	1,434.69	10.14%	1.01	Viable
11%	-8,082.77	10.14%	0.96	No viable

12%	-16,507.26	10.14%	0.92	No viable
-----	------------	--------	------	-----------

Fuente: *Elaboración propia*

5.1.3.1.7.15 Flujo de Caja Final con Parámetros Ajustados

Tabla 5.39

Flujo de caja consolidado

Año	Inversión (USD)	Mantenimiento (USD)	Energía Pública (USD)	Total Costos (USD)	Ingresos por Energía	Beneficio Social	Total Ingresos	Diferencia Neta
0	115,588.77	0.00	0.00	115,588.77	0.00	0.00	0.00	-115,588.77
1	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	1,917.60	16,800.00	18,717.60	7,334.19
2	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	2,013.48	17,640.00	19,653.48	8,270.07
3	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	2,109.36	18,480.00	20,589.36	9,205.95
4	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	2,205.24	19,320.00	21,525.24	10,141.83
5	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	2,301.12	20,160.00	22,461.12	11,077.71
6	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	2,397.00	21,000.00	23,397.00	12,013.59
7	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	2,492.88	21,840.00	24,332.88	12,949.47
8	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	2,588.76	22,680.00	25,268.76	13,885.35
9	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	2,684.64	23,520.00	26,204.64	14,821.23
10	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	2,780.52	24,360.00	27,140.52	15,757.11
11	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	2,876.40	25,200.00	28,076.40	16,692.99
12	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	2,972.28	26,040.00	29,012.28	17,628.87
13	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	3,068.16	26,880.00	29,948.16	18,564.75
14	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	3,164.04	27,720.00	30,884.04	19,500.63
15	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	3,259.92	28,560.00	31,819.92	20,436.51
16	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	3,355.80	29,400.00	32,755.80	21,372.39
17	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	3,451.68	30,240.00	33,691.68	22,308.27
18	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	3,547.56	31,080.00	34,627.56	23,244.15
19	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	3,643.44	31,920.00	35,563.44	24,180.03
20	0.00	10,402.99	980.42	11,383.41	3,835.20	33,600.00	37,435.20	26,051.79
Total	115,588.77	208,059.80	19,608.40	343,256.97	56,665.08	496,440.00	553,105.08	209,848.11

Fuente: *Grupo técnico GREMH*

El flujo de caja consolidado de la Tabla 5.39 evidencia que, pese a la elevada inversión inicial, la alternativa de extensión de la red de distribución genera beneficios sociales que superan los costos a lo largo del horizonte de evaluación. El crecimiento progresivo de los ingresos permite obtener una diferencia neta acumulada positiva, confirmando la viabilidad socioeconómica del proyecto.

5.2 Análisis técnico económico para el uso de sistemas solares fotovoltaicos

5.2.1 Elección del tipo de sistema

La Nación Q'ueros se caracteriza por una dispersión geográfica significativa entre viviendas, situadas a gran altitud y en zonas de difícil acceso. Dada esta condición, y considerando el reducido número de usuarios por núcleo habitacional, se ha determinado que la alternativa más viable técnica, económica y socialmente es la implementación de sistemas solares fotovoltaicos individuales, operando de manera aislada de la red eléctrica convencional..

5.2.2 Dimensionamiento técnico del sistema solar fotovoltaico

5.2.2.1 Procedimiento

El diseño de cada sistema fotovoltaico individual se realiza siguiendo los pasos recomendados por la Guía para el Diseño y Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos Aislados del MINEM (2020) y la NTP IEC 62257-4:

- o Estimación de la demanda energética diaria.
- o Estimación del recurso solar disponible, mediante irradiación media diaria mensual sobre el plano del generador.
- o Cálculo de la potencia pico mínima del generador fotovoltaico.
- o Selección del tamaño del generador FV y acumulador, con base en la autonomía deseada (3 días mínimos) y la confiabilidad del sistema.

5.2.2.2 Estimación del consumo diario de energía

5.2.2.2.1 Categoría 1: Consumo viviendas familiares

A partir de visitas de campo y observación directa en comunidades como Hatun Q'ueros, Japu, Qochamoqo y Marcachea, se ha identificado un perfil típico de uso energético para cada familia:

Tabla 5.40
Consumo viviendas familiares

Artefacto	Nº	Potencia (W)	Horas/día	Energía (Wh/día)
Foco LED ambiente 1	1	5	6	30
Foco LED ambiente 2	1	5	2	10
Radio AM/FM	1	10	6	60
Celular (cargador)	1	5	2	10
Refrigeradora (opcional)	1	60	12 (factorado cíclico)	300
Total base (sin refriger.)				110 Wh/día
Total con refrigeradora				410 Wh/día

El uso de refrigeradora dependerá de la altitud y la viabilidad técnica de operar con acumuladores de mayor capacidad. Para este análisis se considera su inclusión como caso base ampliado en comunidades con mayor irradiación solar.

Fuente: *Elaboración propia*

Autoconsumo de equipos del sistema

Según el Reglamento Nacional de Electricidad (RNE) – Título III, el autoconsumo de componentes electrónicos se estima de la siguiente forma:

- o Inversor: $\leq 5\%$ del consumo diario de cargas
 - $0.05 \times 410 = 20.5 \text{ Wh/día}$
- o Regulador de carga: $\leq 3\%$ del consumo + autoconsumo inversor
 - $0.03 \times (410 + 20.5) = 12.92 \text{ Wh/día}$
- o Autoconsumo total: $20.5 + 12.92 = 33.42 \text{ Wh/día}$

Energía diaria total estimada (ED)

ED = Cargas + Autoconsumo

$$ED = 410 + 33.42 = 443.42 \text{ Wh/día (por vivienda con refrigeradora)}$$

5.2.2.2.2 Categoría 2: Consumo en la casa comunal y templo ceremonial

Según el diagnóstico participativo y los usos culturales de la comunidad (reuniones, rituales, festividades), se han considerado las siguientes cargas:

Tabla 5.41

Consumo en la casa comunal y templo ceremonial

Artefacto	Nº	Potencia (W)	Horas/día	Energía (Wh/día)
Lámpara LED techo	4	10	4	160
Equipo de audio	1	30	2	60
Celulares (varios)	2	5	2	20
Total diario				240 Wh/día

Fuente: *Elaboración propia*

Autoconsumo equipos

- Inversor: $0.05 \times 240 = 12 \text{ Wh/día}$
- Regulador: $0.03 \times (240 + 12) = 7.56 \text{ Wh/día}$
- Total: 19.56 Wh/día

$$ED \text{ total casa comunal} = 240 + 19.56 = 259.56 \text{ Wh/día}$$

NOTA: Este mismo sistema puede cubrir el consumo energético de la iglesia tradicional o espacio ceremonial, dado que los requerimientos son equivalentes en eventos comunitarios.

5.2.2.3 Estimación de la Irradiación Solar en la Nación Q'ueños

El potencial solar para la zona de Paucartambo y Cordillera Oriental ha sido estimado a partir del Atlas Solar del Perú (MINEM, 2018) y la base de datos de PVGIS.

- Promedio anual de irradiación global horizontal (GHI):
~5.1 kWh/m²/día para zonas a 4000 msnm.
- Factor de orientación (α): 180° (módulos orientados al norte, en hemisferio sur)
- Ángulo de inclinación (β): 15° a 20° (óptimo para autolimpieza y eficiencia en invierno)

Para el cálculo del recurso solar efectivo se utiliza:

$$Gdm(\alpha, \beta) = Gdm(0) \times FI \times FS \quad (139)$$

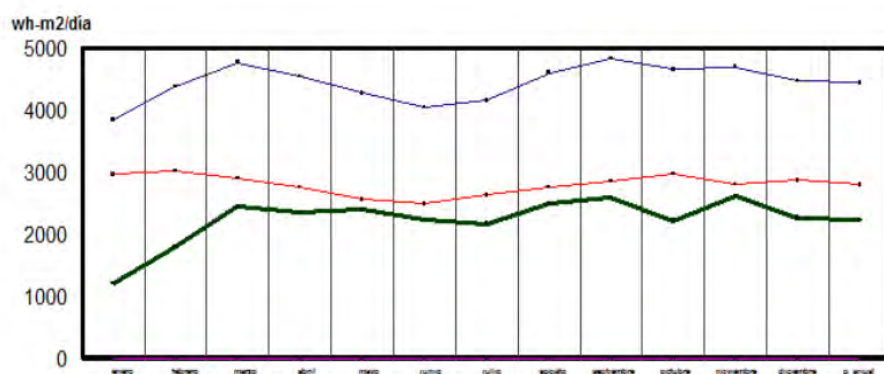
Donde:

- FI: factor de inclinación promedio = 1.05
- FS: factor de sombreado (despejado) = 0.95
- $Gdm(0) = 5.1 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$

$$Gdm(\alpha, \beta) \approx 5.1 \times 1.05 \times 0.95 \approx 5.09 \text{ kWh/m}^2/\text{día} \quad (140)$$

Figura 5.16 Insolación de la zona del proyecto

	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	p_anual
Este:													556,952.00
Norte:													9,957,088.00
difusa	2,975.71	3,024.87	2,905.82	2,771.99	2,568.40	2,498.26	2,638.70	2,764.39	2,857.97	2,978.39	2,811.86	2,877.92	2,806.19
directa	1,215.95	1,823.21	2,451.12	2,362.75	2,401.37	2,248.84	2,183.98	2,499.18	2,602.58	2,228.84	2,621.29	2,275.36	2,242.87
global	3,853.00	4,390.41	4,778.72	4,547.77	4,280.80	4,058.13	4,162.21	4,611.03	4,837.96	4,665.39	4,705.33	4,488.20	4,448.25



Fuente: [15]

5.2.2.3.1 Radiación Solar en la Nación Q'ueros (Cusco, Perú)

La radiación solar en la zona de la Nación Q'ueros, ubicada en el distrito de Kosñipata, provincia de Paucartambo, Cusco, ha sido estimada a partir de fuentes satelitales validadas con datos locales disponibles (por ejemplo, PVGIS, estaciones meteorológicas SENAMHI y estudios técnicos regionales). A continuación, se presenta un resumen mensual de la insolación media global horizontal (Wh/m²/día):

Tabla 5.42
Insolación mensual media global horizontal

Mes	Difusa (Wh/m²/día)	Directa (Wh/m²/día)	Global (Wh/m²/día)
Enero	2,975.71	1,215.95	3,853.00
Febrero	3,024.87	1,823.21	4,390.41
Marzo	2,905.82	2,451.12	4,778.72
Abril	2,771.99	2,362.75	4,547.77
Mayo	2,568.40	2,401.37	4,280.80
Junio	2,498.26	2,248.84	4,058.13
Julio	2,638.70	2,183.98	4,162.21
Agosto	2,764.39	2,499.18	4,611.03
Septiembre	2,857.97	2,602.58	4,837.96
Octubre	2,978.39	2,228.84	4,665.39
Noviembre	2,811.86	2,621.29	4,705.33
Diciembre	2,877.92	2,275.36	4,488.20
Promedio Anual	2,806.19	2,242.87	4,448.25

Fuente: PVGIS [23], validado con datos de estaciones SENAMHI Cusco[22]

5.2.2.4 Determinación del Período de Diseño

Para el sistema fotovoltaico autónomo destinado a cubrir el consumo eléctrico constante de los hogares y la infraestructura comunitaria (como la casa comunal o iglesia), se considera como período de diseño el mes de menor radiación, que en este caso es enero, con una radiación global de 3.853 kWh/m²/día.

Dado que en las visitas de campo se observó presencia frecuente de neblina durante horas post-meridiano, se aplica una reducción del 10%, resultando en un valor efectivo de diseño:

$$G_{dm} = 3.853 * 0.9 = 3.4677 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{día} \quad (141)$$

5.2.2.4.1 Inclinación y Orientación Óptima del Generador FV

Para instalaciones autónomas con consumo constante, según el IDEA:

Tabla 5.43
Inclinación óptima de panel solar

Tipo de Instalación	Período de diseño	Inclinación óptima (β_{opt})	K
Autónomas de consumo constante	Mes de menor radiación	$\beta_{opt} = \varphi + 10$	1.7

Fuente: [25]

La latitud media en la Nación Q'uecos es aproximadamente **13.17° S**, por tanto:

$$\beta_{opt} = 13.17^\circ + 10^\circ = 23.17^\circ \quad (142)$$

5.2.2.4.2 Pérdidas por Orientación e Inclinación

Asumiendo que el ángulo de inclinación elegido se aproxima a 23°, se estima que las pérdidas por orientación e inclinación se encuentran por debajo del 1%:

$$1 - FI \approx 0.0025 \Rightarrow 0.25\% \quad (143)$$

Este valor está dentro de los límites permitidos para casos generales según el IDAE y normativa nacional (máx. 10%).

5.2.2.4.3 Pérdidas por Sombras

El sistema será instalado en áreas despejadas (techos de viviendas o estructuras comunales) con bajo riesgo de sombras. Se asume un valor conservador de pérdidas por sombreado de 10%, es decir:

$$FS = 0.90 \quad (144)$$

5.2.2.5 Cálculo de la Potencia Mínima del Generador FV

Para calcular la potencia mínima del generador, se utiliza la fórmula:

$$P_{min} = \frac{ED}{PR * G_{dm}} \quad (145)$$

Donde:

- **ED** = Consumo diario (residencial estimado) = 1.40004 kWh/día
- **PR** = Performance Ratio (sistema con baterías e inversor) = 0.6
- **G_{dm}** = Radiación diaria en condiciones de diseño = 3.4677 kWh/m²/día

$$P_{min} = \frac{1.40004}{0.6 * 3.4677} \approx 0.673 kWp \quad (146)$$

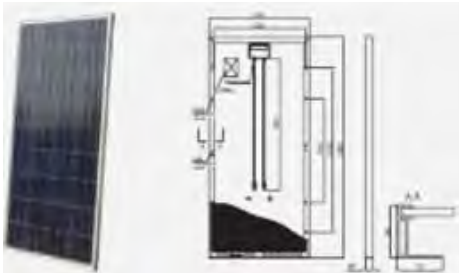
Calculo de numero de paneles, Considerando el panel fotovoltaico seleccionado de **130 Wp** (*Tabla 5.44*), el número de módulos necesarios se determina como:

$$N = \frac{P_{min}}{P_{panel}} = \frac{0.673}{0.130} = 5.18 \approx 6 \text{ paneles fotovoltaicos} \quad (147)$$

Por lo tanto, se seleccionan 6 paneles fotovoltaicos, alcanzando una potencia instalada de 0.78 kWp, lo que garantiza un margen de seguridad adecuado frente a pérdidas adicionales y la degradación del sistema a lo largo de su vida útil.

$$P_{instalada} = 6 * 130 = 780 Wp = 0.78 kWp \quad (148)$$

Tabla 5.44
Especificaciones técnicas Panel Fotovoltaico

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
PANEL FOTOVOLTAICO PW 130 36C	
	
Marca	Swiss-Watt
Modelo	PW 130 36C
Procedencia	Suiza
Dimensiones (LxWxD) mm	1482x676x40mm
Tipo de celda	Policristalino
Potencia nominal P_{MPP} [Wp]	130 Wp
Corriente máxima potencia I_{MPP} [A]	7,3 A
Voltaje máxima potencia V_m [V]	17,9 V
Corriente de corto circuito I_{sc} [A]	8,05 A
Voltaje de circuito abierto V_{oc} [V]	21,74 V
Voltaje nominal	12 VCC
Eficiencia nominal operación panel	Celda= 14.80 %

	Panel = 13.00 %
Diodos de bloqueo	SI, 3
Cambio Voc con temperatura	-0,347%/K
Cambio Isc con temperatura	0,055%/K
Cambio Pmax con temperatura	-0,48%/K
Vidrio cobertor	SI
Caja de Conexiones	IP65 tipo IV o IP67 radox solar
Conectores	SI MC4
Temperatura de operación	-40C a +85C
Pérdida de potencia durante la vida útil en condiciones estándar	90% en 10 años y 80% en 25 años

Fuente: [24]

5.2.2.6 Selección del Tamaño del Generador y del Acumulador (Consumo de vivienda)

La elección del tamaño del generador fotovoltaico y del sistema de acumulación para la comunidad de la Nación Q'ueos se realiza en función de las necesidades energéticas residenciales, el criterio de autonomía mínima y la probabilidad de pérdida de carga aceptable, conforme a los lineamientos del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (IDAE adaptado a normativa peruana).

Se consideran los siguientes criterios técnicos:

- La potencia nominal del generador FV será, como máximo, un 20 % superior a la potencia mínima requerida ($P_{mp,min}$).
- La autonomía mínima del sistema será de 3 días.
- La capacidad nominal de la batería no deberá exceder 25 veces la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida (CEM).

5.2.2.6.1 Cálculo de la Autonomía del Sistema

Se utilizará la siguiente fórmula:

$$A = (C20 \times PD_{max} \times \eta_{inv} \times \eta_{rb}) / LD \quad (149)$$

Donde:

- A: Autonomía del sistema en días
- C20: Capacidad útil del acumulador a 20 horas [Ah]
- PD_{max}: Profundidad máxima de descarga (típicamente 0,7 para baterías de gel)
- η_{inv} : Rendimiento del inversor (típico: 90%)
- η_{rb} : Rendimiento acumulador + regulador (típico: 90%)

- LD: Demanda diaria de energía convertida a Ah

Los valores de eficiencia se basarán en las hojas técnicas de los equipos seleccionados del proyecto.

Tabla 5.45
Especificaciones técnicas Batería

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS		
BATERIA UCG200-12		
		
Marca	Ultracell	
Modelo	UCG200-12	
Tipo	Gel	
Voltaje nominal	12 V	
Capacidad nominal (20 HR)	200,0 Ah	
Capacidad	200,0 Ah / 10,00 A	(20hr, 1,80V/cell, 25°C / 77°F)
	186,0 Ah / 18,6 A	(10hr, 1,75V/cell, 25°C / 77°F)
	160,0 Ah / 32,0 A	(5hr, 1,75V/cell, 25°C / 77°F)
	139,2 Ah / 46,4 A	(3hr, 1,75V/cell, 25°C / 77°F)
	110,0 Ah / 100,0 A	(1hr, 1,67V/cell, 25°C / 77°F)
Corriente de descarga máxima	1800 A (5 s)	
Resistencia interna	Aprox. 3,24 mΩ	
Características de descarga	Rango de temperatura de funcionamiento	Descarga: -20 ~ 55°C (-4 ~ 131°F)
		Carga: 0 ~ 40°C (32 ~ 104°F)
		Almacenamiento: -20 ~ 50°C (-4 ~ 122°F)
	Rango de temperatura de funcionamiento nominal	25 ± 3°C (77 ± 5°F)
	Uso cíclico	Corriente de carga inicial menor de 50.0 A. Voltaje: 14.4 V ~ 15.0 V a 25 °C (77 °F). Coeficiente de temperatura: -30 mV/°C
	Uso en standby	Sin límite en la corriente de carga inicial. Voltaje: 13.5 V ~ 13.8 V a 25 °C (77 °F). Coeficiente de temperatura: -20 mV/°C
	Capacidad afectada por la temperatura	40°C (104°F) 103%
		25°C (77°F) 100%
		0°C (32°F) 86%
	Vida de diseño modo flotante a 20 °C	12 años

Fuente: [25]

Según el Pliego de Condiciones Técnicas, el voltaje nominal del acumulador será de 24 V, por lo tanto, se emplearán dos baterías de 12 V conectadas en serie.

5.2.2.6.2 Generador Fotovoltaico

Parámetros técnicos del panel fotovoltaico seleccionado:

Tabla 5.46

Especificaciones técnicas de panel solar seleccionado

Parámetro	Valor
Marca	Swiss-Watt
Modelo	PW 130 36C
Tipo de celda	Policristalino
Potencia máxima (Pmax)	130 Wp
Corriente en MPP (Impp)	7,3 A
Tensión nominal del panel	12 V
Tensión de circuito abierto (Voc)	21,74 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,05 A

Fuente: [21]

Voltaje del sistema: 24 V

$$P_{min} = \frac{ED}{PR * G_{dm}} = \frac{1.40004}{0.6 * 3.4677} = 0.673kWp = 673Wp \quad (150)$$

Potencia mínima requerida (Pmp,min): 673 Wp

5.2.2.6.3 Número de Paneles Fotovoltaicos

$$NP = \frac{P_{mp,min}}{I_{mpp} * VNOM_{panel}} = \frac{673}{130} = 5.18 \approx 6 \text{ paneles} \quad (151)$$

2

- 2 paneles en serie por cadena → 2S
- Con 6 paneles → 3 cadenas en paralelo → 3P

Total: 2 (serie) × 3 (paralelo) = 6 paneles de 130 Wp

5.2.2.6.4 Potencia Pico del Generador

$$P_{mp} = NS * NP * P_{max} = \sim 6 * 130W = 780Wp \quad (152)$$

Esta potencia cumple con el requisito de estar dentro del 20 % adicional permitido respecto al valor de Pmp,min (673 Wp).

5.2.2.6.5 Corriente de Cortocircuito del Generador

$$I_{sc_{total}} = NP * I_{sc_{panel}} = 2 * 8.05A = 16.1A \quad (153)$$

5.2.2.7 Regulador de Carga

Con la corriente de cortocircuito calculada (Isc = 16,1 A), el regulador debe soportar como mínimo dicha corriente, incluyendo un margen de seguridad (recomendado 20-25 % adicional).

Se seleccionará un regulador MPPT de 24 V y 20 A como mínimo, considerando eficiencia y compatibilidad con las baterías de gel.

5.2.2.7.1 Criterios de dimensionamiento

5.2.2.7.1.1 Corriente en la línea de generador

Tomando en cuenta la corriente de cortocircuito total del generador fotovoltaico (calculada previamente), aplicando un 25 % de margen, se tiene:

$$I_{gen,reg} = 1.25 * 16.1A = 20.13A \quad (154)$$

5.2.2.7.1.2 Corriente en la línea de consumo

La corriente máxima de consumo se obtiene considerando:

- La suma de todas las corrientes nominales de los artefactos.
- El mayor valor de corriente de arranque, en este caso, la licuadora.

Cálculo de corriente nominal (I_N) por artefacto:

$$I_N = \frac{P}{V * \cos\phi} = \frac{P}{110 * 0.8} \quad (155)$$

Se empleó un factor de potencia de 0,8.

5.2.2.7.1.3 Corriente de arranque:

Para artefactos con motor, como refrigeradora y licuadora, se estima:

$$I_A = 5 * I_N \quad (156)$$

Tabla 5.47

Tabla resumen de cargas (Vivienda):

Artefacto	Potencia (W)	Voltaje (V)	Corriente Nominal (A)	Corriente de Arranque (A)
Foco ambiente 1	20	110	0,227	—
Foco ambiente 2	20	110	0,227	—
Foco ambiente 3	20	110	0,227	—
Televisor	35	110	0,398	—
DVD	10	110	0,114	—
Radio	15	110	0,170	—
Refrigeradora	88,5	110	1,006	5,028
Licuadora	200	110	2,273	11,364
Cargador celular	3,1	110	0,035	—
Total IN sin motores	—	—	1,398 A	—

Fuente: [21]

Como en la práctica es improbable que refrigeradora y licuadora arranquen simultáneamente, se toma la corriente de arranque más alta, es decir, la de la licuadora.

$$I_{consumo,reg} = I_{A,licuadora} + \sum I_{N,resto} = 11.364A + 1.398A = 12.762A \quad (157)$$

Agregando el 25 %:

$$I_{consumo,reg} = 1.25 * 12.762 = 15.95A \quad (158)$$

5.2.2.7.2 Selección del Regulador de Carga

Con base en los cálculos anteriores:

- Corriente mínima del regulador en la línea del generador: 20,13 A
- Corriente mínima del regulador en la línea de consumo: 15,95 A
- Voltaje del sistema: 24 V

Teniendo en cuenta el criterio de sobrecorriente y las condiciones ambientales (altitud, temperatura), se selecciona el siguiente regulador disponible en el mercado nacional:

Tabla 5.48
especificaciones técnicas – regulador de carga seleccionado

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
REGULADOR DE CARGA PHOCOS CX 40	
	
Marca	Phocos
Modelo	CX 40
Voltaje Nominal	12/24 V reconocimiento automático
Corriente de carga máxima	40 A
Voltaje máximo del panel	50 V
Compensación de temperatura	-50 mV/K
Autoconsumo	< 4mA
Temperatura ambiente	-40 a +50 °C
Altura máxima	4000 m.s.n.m.
Tipo de batería	GEL, AGM, Abierta.
Tipo de protección	IP22

Fuente: [24]

Este regulador cumple con los requerimientos técnicos del sistema fotovoltaico diseñado para la Nación Q'uecos y permite su integración con sistemas prepago, política de operación implementada por la Empresa de Electrificación (ELSE.).

Eficiencia

Aunque la ficha técnica del regulador no especifica su rendimiento, se asume una eficiencia del 90 %, en base a otros modelos de la misma marca.

$$\eta_{rb} = \eta_{regulador} * \eta_{bateria} = 0.90 * 0.90 = 0.81 \quad (159)$$

Este valor se empleará en el cálculo de la autonomía y el dimensionamiento de la batería.

5.2.2.8 Inversor

De acuerdo con las especificaciones del Pliego de Condiciones Técnicas aplicable a instalaciones aisladas de red, el inversor tiene que ser apto para:

- Suministrar energía a todas las cargas conectadas de forma simultánea.
- Soportar corrientes de arranque elevadas sin afectar el funcionamiento del sistema.
- Operar de manera eficiente y estable bajo condiciones extremas de altitud y temperatura (como en la Nación Q'uecos).

5.2.2.8.1 Cálculo de la Potencia que debe soportar el Inversor

5.2.2.8.1.1 Potencia continua (nominal)

Se determina mediante la sumatoria de las potencias nominales de todos los artefactos destinados al consumo en el ámbito doméstico.

Tabla 5.49
Potencias nominales de los artefactos de consumo de vivienda

Artefacto	Potencia (W)	Potencia (kW)
Foco ambiente 1	20	0,02
Foco ambiente 2	20	0,02
Foco ambiente 3	20	0,02
Televisor	35	0,035
DVD	10	0,01
Radio	15	0,015
Refrigeradora	88,5	0,0885
Licuada	200	0,2
Cargador celular	3,1	0,0031
Total	411,6	0,4116 kW

Fuente: *Elaboración propia*

5.2.2.8.1.2 Selección

- Potencia continua mínima del inversor: 500 W (por seguridad y picos transitorios)
- Potencia máxima de arranque: considerar al menos 3 veces la potencia de la licuada

El inversor a seleccionar deberá tener capacidad mínima de:

- Potencia nominal: ≥ 500 W
- Potencia pico de arranque: ≥ 1500 W

- Voltaje de entrada: 24 V DC
- Frecuencia de salida: 60 Hz
- Tipo de onda: Onda sinusoidal pura (recomendado)

5.2.2.8.1.3 Potencia nominal de los artefactos eléctricos por vivienda

El inversor ha de estar dimensionado para soportar, como mínimo, la potencia continua resultante de la sumatoria de las potencias nominales de cada carga, es decir:

$$P_{inv,nom} = \sum P_{Ni} \quad (160)$$

Donde:

- $P_{inv,nom}$: Potencia nominal requerida del inversor [W]
- P_{Ni} : Potencia nominal de cada equipo o carga [W]

5.2.2.8.1.4 Potencia de arranque (corriente de pico)

Para determinar la potencia máxima que debe soportar el inversor, se debe considerar también la potencia de arranque de las cargas con motores (refrigeradora, licuadora).

Primero se establece la potencia nominal (P_N) como:

$$P_N = U * I_N \quad (161)$$

Donde:

- U : Tensión de operación [V]
- I_N : Corriente nominal del equipo [A]

La corriente de arranque (I_A) se estima como:

$$I_A = 5 * I_N \quad (162)$$

La potencia de arranque (P_A) es:

$$P_A = U * I_A \quad (163)$$

$$P_A = U * (5 * I_N) = 5 * P_N \quad (164)$$

Por lo tanto, para la refrigeradora y licuadora:

$$P_{A(refrig.)} = 5 * P_{N(refrig.)} \quad (165)$$

$$P_{A(licuadora)} = 5 * P_{N(licuadora)} \quad (166)$$

Dado que es poco probable que ambas se enciendan al mismo tiempo, se considera solo la de mayor arranque. Así:

$$P_{inv,max} \geq P_{A(licuadora)} + \sum P_{N(resto)} \quad (167)$$

5.2.2.8.2 Especificaciones del inversor

El inversor operará con un voltaje nominal del acumulador de 24 V. Por lo tanto:

Tabla 5.50

Especificaciones técnicas de Inversor seleccionado

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
INVERSOR PHOCOS SI700-24110	
	
Marca	Phocos
Modelo	SI700-24110
Potencia nominal	700 W
Máxima potencia	1400 W (6 s)
Voltaje de entrada	24 Vdc
Rango de voltaje	21.0 a 31.0 Vdc
Corte por batería baja	21.0 Vdc
Alarma de batería bajo voltaje	22.0 Vdc
Corte por sobrecarga de batería	32 Vdc
Consumo sin carga	< 0.64 A
Consumo en modo ahorro	< 0.15 A
Voltaje de salida	110 Vac
Socket	Universal
Eficiencia a máxima carga	92%

Fuente: [24]

El inversor Phocos SI700-24110 (700 W) es adecuado porque su potencia nominal supera la potencia demandada y proporciona margen de seguridad; además, su capacidad de sobrecarga (1400 W por 6 s) permite soportar picos de arranque.

5.2.2.8.3 Eficiencia del inversor

Según ficha técnica:

$$\eta_{inv} = 92\% = 0.92$$

$$n_{inv} = 92\% = 0.92 \quad (168)$$

5.2.2.9 Capacidad del acumulador

La capacidad se calcula con la expresión:

$$C_A = (LD * A) / (PD_{max} * \eta_{inv} * \eta_{rb}) \quad (169)$$

Donde:

- LD: Consumo diario medio en Ah
- A: Autonomía del sistema en días
- PD_{max}: Profundidad máxima de descarga
- η_{inv} : Eficiencia del inversor
- η_{rb} : Eficiencia acumulador + regulador

Además:

$$LD = ED / U_n \quad (170)$$

Donde ED es el consumo diario en Wh.

5.2.2.10 Número de baterías

Voltaje nominal del acumulador:

$$U_n = 24 \text{ V}$$

Cada batería:

$$V_{N(bat)} = 12 \text{ V}$$

$$C_{20(bat)} = 200 \text{ Ah}$$

Baterías en serie:

$$N_s = U_n / V_{N(bat)} \quad (171)$$

Baterías en paralelo:

$$N_p = C_A / C_{20(bat)} \quad (172)$$

Por lo tanto:

$$Banco \text{ total} = N_s * N_p \text{ baterías} \quad (173)$$

Capacidad total del banco:

$$C_{total} = N_p * C_{20(bat.)} \quad [Ah] \quad (174)$$

$$U_{total} = N_s * V_{N(bat.)} \quad [V] \quad (175)$$

5.2.2.10.1 Verificación de autonomía

La capacidad del banco permite cubrir:

$$Autonomia \text{ real} = (C_{total} * PD_{max} * \eta_{inv} * \eta_{rb}) / LD \quad [dias] \quad (176)$$

Además, se verifica que:

$$C_{20}/I_{SC} \leq 25h \quad (177)$$

(Requisito normativo, I_{SC} es corriente de cortocircuito del generador)

5.2.2.10.1.1 Recuperación de carga tras autonomía

Irradiación solar:

$$G_d = 3.47 \text{ kWh/m}^2/\text{día} = 3.47 \text{ hSP} \quad (178)$$

Energía entregada por el generador:

$$E_G = P_G \times PR \times G_d \quad (179)$$

Donde:

- P_G : Potencia pico del generador [Wp]
- PR : Rendimiento del sistema

Consumo diario:

$$E_C = ED \quad (180)$$

Energía para recargar acumulador (diferencia entre energía generada y consumida):

$$E_{recarga} = E_G - E_C \quad (181)$$

Energía acumulador descargado:

$$E_{acum.descargada} = C_A * PD_{max} * U_n \quad (182)$$

Número de días para recargar:

$$N_{días \text{ recarga}} = E_{acum.descargada}/E_{recarga} \quad (183)$$

Tabla 5.51

Dimensionado final del sistema (consumo por vivienda)

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
Localidad		San Juan de Quitasol	
Latitud ϕ		0.4435°	
ED	kWh/día	1.40004	Consumo constante anual
Mes de diseño		Enero	Mes de menor irradiación
(α_{opt} , β_{opt})		(0°, 10.44°)	
(α , β)		(0°, 15°)	Ángulo mínimo para evitar suciedad
$G_{dm}(0)$	kWh/m ² /día	3.47	Fuente: PVGIS
FI		0.9975	Factor de inclinación
FS		0.9	Pérdidas por sombra
PR		0.6	Rendimiento del sistema fotovoltaico
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	kWh/m ² /día	5.296	Irradiación ajustada
$P_{mín \text{ generador}}$	kWp	0.441	Potencia mínima requerida del generador

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 5.52

Dimensionado del generador fotovoltaico

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
P_{m_p}	Wp	520	$P_{m_p} < 1.2 \times P_{m_p \text{ mín}}$ (Cumple requisito normativo)

C ₂₀	Ah	400	Capacidad nominal del acumulador
PD _{max}		0.6	Profundidad máx. de descarga
η _{inv}		0.92	Eficiencia del inversor
η _{rb}		0.81	Eficiencia acumulador + regulador
U _n	V	24	Voltaje nominal del banco
LD	Ah/día	58.34	LD = ED / U _n
A	días	3.07	Autonomía del sistema
C ₂₀ / I _{SC}	h	24.84	Cumple: C ₂₀ / I _{SC} < 25
I _{SC}	A	16.1	Corriente cortocircuito generador

Fuente: *Elaboración propia*

5.2.2.11 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico para la casa comunal / iglesia

Una vez finalizado el dimensionamiento del sistema fotovoltaico autónomo para el consumo residencial, se procede a dimensionar el sistema que cubrirá las necesidades energéticas de la casa comunal y de la iglesia. Dado que ambas instalaciones presentan un consumo diario promedio de energía similar (ED = 0,80031 kWh/día), se ha optado por realizar un único diseño que cubra ambos escenarios.

5.2.2.11.1 Potencia mínima requerida del generador fotovoltaico

La potencia mínima que debe entregar el generador fotovoltaico para cubrir el consumo diario se determina mediante la expresión:

$$P_{Gmin} = \frac{ED}{PR * G_{d(\alpha,\beta)}} \quad (184)$$

Donde:

- ED=0.80031 kWh/día
- PR=0.6 (rendimiento del sistema)
- G_{d(α,β)}=5.296 kWh/m²*día

Reemplazando valores:

$$P_{Gmin} = \frac{0.80031}{0.6 * 5.296} = 0.25187 \text{ kWp} \quad (185)$$

5.2.2.11.2 Selección del generador fotovoltaico

Para el sistema se emplearán paneles solares PW 130 36C, cuyas especificaciones son:

Tabla 5.53

Generador fotovoltaico seleccionado para salón comunal

Parámetro	Valor
Voltaje nominal V _{nom} V _{nom}	12 V
Potencia máxima P _{max} P _{max}	130 Wp
Corriente a máxima potencia I _{MPPI} _{MPP}	7,3 A
Corriente de cortocircuito I _{SCI} _{SC}	8,05 A

Fuente: *Elaboración propia*

Potencia instalada:

$$P_{Gmin} = 2 * 130 = 260 \text{ Wp} \quad (186)$$

$$P_{Gmin} = 260 \text{ Wp} \geq 251.87 \quad (187)$$

Como el panel es 12 V nominal, para un sistema 24 V debe ser:

2S (dos paneles en serie)

5.2.2.11.3 Dimensionamiento del banco de acumuladores

La capacidad mínima del banco de baterías se obtiene mediante:

$$C_A = \frac{LD * A}{PD_{max} * \eta_{inv} * \eta_{rb}} \quad (188)$$

Donde:

$$LD = ED/U_n = 800.31/24 = 33.35 \text{ Ah/día}$$

- A=3 días
- $PD_{max}=0.6$
- $\eta_{inv}=0.92$
- $\eta_{rb}=0.9$ (eficiencia acumulador+regulador)

Reemplazando valores:

$$C_A = \frac{33.35 * 3}{0.6 * 0.92 * 0.9} = 201.5 \text{ Ah} \quad (189)$$

5.2.2.11.4 Selección del acumulador

Se seleccionan baterías modelo UCG200-12 con:

- Voltaje nominal: 12 V
- Capacidad nominal C20: 200 Ah

Voltaje del sistema acumulador:

$$U_n = 24 \text{ V}$$

Por lo tanto:

Número de baterías en serie

$$N_s = 24/12 = 2$$

Número de baterías en paralelo

$$N_p = 201.5/200 \approx 1.01 \Rightarrow 2$$

Banco total de baterías: $2 \times 2 = 4$ baterías (2S-2P)

Capacidad total: 400 Ah a 24 V

5.2.2.11.5 Dimensionamiento del generador fotovoltaico

- Potencia mínima requerida: $P_{Gmín}=251,87 \text{ Wp}$
- Potencia de módulo seleccionado: $P_{mod}=130 \text{ Wp}$

Número de módulos necesarios:

- En serie: $N_s=U_n/V_{nom_mod}=24/12=2$
- En paralelo: $N_p=P_{Gmín}/P_{mod}\cdot N_s=251,87/130,2\approx 0,97\Rightarrow 1$

Por lo tanto, se requieren:

2 paneles en serie y 1 cadena en paralelo $\rightarrow$ 2 paneles FV en total

Potencia pico instalada: $P_G=2\cdot 130=260 \text{ Wp}$

5.2.2.12 Verificación de requisito normativo (Pliego IDAE)

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (numeral 4.2.4), se debe cumplir:

$$P_G \leq 1,2 * P_{Gmin} \quad (190)$$

Revisando:

$$260 \leq 1,2 \cdot 251,87 = 302,25 \Rightarrow \checkmark \text{ Cumple}$$

5.2.2.13 Corriente de cortocircuito del generador

Se calcula como:

$$ISC_{gen} = N_p \cdot ISC_{mod} = 1 \cdot 8,05 = 8,05 \text{ A} \quad (191)$$

5.2.2.14 Selección del regulador de carga

El regulador de carga debe cumplir dos condiciones:

5.2.2.14.1 Corriente nominal del regulador $\geq 1,25 \times ISC_{gen}$

$$I_{reg} \geq 1,25 \cdot 8,05 = 10,06 \text{ A}$$

5.2.2.14.2 Voltaje nominal del regulador = 24 V

Por lo tanto, el regulador seleccionado debe tener:

- Voltaje nominal: 24 V
- Corriente nominal: $\geq 10,06 \text{ A}$

Se sugiere el uso de un regulador de carga estándar de 12 A / 24 V, ampliamente disponible y compatible.

5.2.2.14.3 Corriente máxima de carga en la línea de consumo

En contraste con el consumo doméstico, las cargas previstas en la casa comunal o iglesia no incorporan motores eléctricos, por lo que no se generan corrientes de arranque. De este modo, la corriente máxima se determina como la suma de las corrientes nominales de los dispositivos conectados.

Los valores considerados para dicho cálculo se detallan a continuación.

Tabla 5.54
Corriente nominal de equipos conectados

Artefacto	Cantidad	Potencia (W)	Voltaje (V)	Corriente nominal (A)
Lámpara doble 1	1	40	110	0,455
Lámpara doble 2	1	40	110	0,455
Lámpara doble 3	1	40	110	0,455
Lámpara doble 4	1	40	110	0,455
Equipo de audio	1	50	110	0,568
Total	—	210	—	2,386 A

Fuente: *Elaboración propia*

La corriente nominal se ha calculado con la siguiente fórmula:

$$I = \frac{P}{V * \cos\phi} \quad (192)$$

Donde:

- PPP: Potencia del artefacto (W)
- V: Voltaje de operación (V)
- $\cos\phi=0,8$: Factor de potencia asumido

La corriente máxima de consumo es, por tanto:

$$I_{\max_carga} = \sum I_{nominales} = 2.386 \text{ A} \quad (193)$$

Dado que este valor es bajo, se mantiene el mismo regulador utilizado en el sistema de viviendas:

Tabla 5.55
Regulador de carga: Phocos CX 40

Especificación	Valor
Marca	Phocos
Modelo	CX 40
Corriente máx.	40 A
Voltaje	12 / 24 V
Compatibilidad	Sistemas prepago

Fuente: *Elaboración propia*

Este equipo cumple con los requisitos tanto de corriente como de voltaje para este escenario.

Se asume una eficiencia del regulador de carga de 90%, por lo que:

$$\eta_{reg} = 0.9 \quad (194)$$

Combinando con la eficiencia del acumulador:

$$\eta_{rb} = \eta_{reg} * \eta_{acc} = 0.9 * 0.9 = 0.81 \quad (195)$$

5.2.2.14.4 Dimensionamiento del inversor

5.2.2.14.4.1 Potencia continua

El inversor debe tener una potencia continua igual o superior a la suma de las potencias nominales de los artefactos eléctricos:

Tabla 5.56
Potencias nominales de artefactos

Artefacto	Cantidad	Potencia (W)	Potencia (kW)
Lámpara doble 1	1	40	0,04
Lámpara doble 2	1	40	0,04
Lámpara doble 3	1	40	0,04
Lámpara doble 4	1	40	0,04
Equipo de audio	1	50	0,05
Total	—	210	0,21 kW

Fuente: *Elaboración propia*

5.2.2.14.4.2 Potencia máxima del inversor

Dado que las cargas no incluyen motores, no se requiere considerar potencia de arranque adicional, por lo que:

$$P_{max\,inv} = P_{cont.\,inv} = 210W \quad (196)$$

5.2.2.14.4.3 Selección del inversor

Se selecciona el inversor Phocos SI350-24110. Este inversor cumple ampliamente con los requerimientos técnicos del sistema, tanto en voltaje como en capacidad.

5.2.2.14.4.4 Eficiencia del inversor

Según ficha técnica: $\eta_{inv}=0,91$

5.2.2.14.4.5 Profundidad máxima de descarga (PDmax)

El Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red establece que la profundidad máxima de descarga (PDmax) debe mantenerse por debajo del 80 % de la capacidad nominal del acumulador en instalaciones en las que se prevea una baja recurrencia de descargas profundas, como es el caso de la casa comunal/iglesia.

Para este proyecto, y con el objetivo de garantizar mayor durabilidad del banco de baterías, se ha fijado un límite de PDmax del 70 %, es decir:

$$PD_{max}=0,7$$

5.2.2.14.5 Eficiencias energéticas

Se consideran los siguientes rendimientos:

Eficiencia del inversor:

$$\eta_{inv}=0,91$$

Eficiencia conjunta del acumulador y regulador:

$$\eta_{rb}=0,81$$

5.2.2.14.6 Cálculo del consumo diario de energía en amperios-hora (LD)

El consumo diario medio de energía eléctrica de la carga en la casa comunal / iglesia se determina mediante la expresión:

$$LD = \frac{ED * 1000}{U_N} \quad (197)$$

Donde:

- ED=0,80031 kWh/día energía diaria consumida
- UN=24V: voltaje nominal del sistema

$$LD = \frac{0.80031 * 1000}{24} \quad (198)$$

5.2.2.14.7 Capacidad del acumulador

La capacidad requerida del acumulador se determina considerando la autonomía deseada, el rendimiento global y la profundidad máxima de descarga:

$$C = \frac{LD * A}{PD_{max} * \eta_{rb} * \eta_{inv}} \quad (199)$$

Donde:

- A=3 días: autonomía deseada
- PD_{max}=0, 0,7, η_{rb}=0,81 η_{rb}=0,91

$$C = \frac{33.35 * 3}{0.7 * 0.81 * 0.91} = 216.18Ah \quad (200)$$

5.2.2.14.8 Selección de baterías y configuración del banco

Se utilizarán baterías de características:

- **Voltaje nominal:** $V_{N(bat)}=12\text{ V}$
- **Capacidad a 20 horas:** $C_{20}=200\text{ Ah}$

Número de baterías en serie para alcanzar los 24 V del sistema:

$$N_s = \frac{U_N}{V_{N(bat)}} = \frac{24}{12} = 2 \quad (201)$$

Número de cadenas en paralelo para cubrir la capacidad:

$$N_p = \frac{C_N}{C_{20}} = \frac{216.18}{200} = 1.08 \approx 2 \quad (202)$$

Se seleccionan 2 cadenas en paralelo para mayor autonomía.

Por lo tanto, el banco de baterías estará conformado por:

$$N_{total} = N_s N_p = 2 * 2 = 4 \text{ baterías} \quad (203)$$

5.2.2.14.9 Verificación de autonomía mínima

La autonomía real proporcionada por el banco de baterías se calcula mediante:

$$A_{real} = \frac{C_{total} * PD_{max} * \eta_{rb} * \eta_{inv}}{LD} \quad (204)$$

$$A_{real} = \frac{400 * 0.7 * 0.81 * 0.91}{33.35} = 6.2 \text{ días} \quad (205)$$

Cumple ampliamente la autonomía mínima requerida (3 días)

5.2.2.14.10 Verificación de requisito normativo ($C_{20}/I_{sc} < 25\text{ h}$)

El Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red establece como condición obligatoria para sistemas generales:

$$\frac{C_{20}}{I_{sc}} < 25\text{ h} \quad (206)$$

Donde:

- $C_{20}=200\text{ Ah}$
- $I_{sc}(\text{generador FV})=8,05\text{ A}$

$$\frac{200}{8.05} = 24.84\text{ h} < 25\text{ h} \quad (207)$$

Inclinación óptima β_{opt} :

$$\beta_{opt} = \varphi - 10^\circ \quad (208)$$

Tabla 5.57
Dimensionamiento final del sistema (Casa Comunal / Iglesia)

Parámetro	Unidad	Valor	Comentario
Localidad	—	Nación Q'ueños	—

Latitud (φ)	°	0,4435	—
Energía diaria (ED)	kWh/día	0,80031	Consumo constante durante todo el año
Mes de diseño	—	Enero	Mes con menor radiación ($K = 1,7$)
Inclinación óptima (β_{opt})	°	10,4435	Calculada
Inclinación usada (β)	°	15	Para reducir acumulación de polvo
Gdm (0°)	kWh/m ² ·día	3,47	Fuente: CONELEC
FI	—	0,9975	Factor de incidencia
FS	—	0,9	Factor de sombra
PR	—	0,6	Rendimiento global del sistema
Gdm (α, β)	kWh/m ² ·día	5,296	$Gdm(\alpha, \beta) = Gdm(0) * K * FI * FS$
Potencia mínima requerida	kWp	0,252	Pmp,min

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 5.58
Generador Fotovoltaico

Parámetro	Unidad	Valor	Comentario
Pmp del panel	Wp	260	$Pmp < 1,2 \cdot Pmp,min \rightarrow$ cumple
C20 acumulador	Ah	200	—
PDmax	—	0,7	Configurado por regulador
η_{inv}	—	0,91	Rendimiento del inversor
η_{rb}	—	0,81	Rendimiento acumulador + regulador
UN	V	24	Voltaje nominal del sistema
LD	Ah/día	33,35	$LD = ED / UN$
Autonomía (A)	días	3,095	—
Verificación C20/Isc	h	24,84	Cumple ($C20/Isc < 25$) con Isc = 8,05 A

Fuente: *Elaboración propia*

5.2.3 Costos de Metrado y Presupuesto

Con la finalidad de evaluar la viabilidad económica del sistema solar fotovoltaico propuesto para la Nación Q'uecos, se ha desarrollado el metrado y presupuesto correspondiente, considerando los costos de inversión inicial, instalación, transporte, capacitación y puesta en operación del sistema.

Los valores económicos presentados se encuentran alineados con el análisis financiero desarrollado en las Tablas 5.59, 5.60 y 5.61, las cuales muestran el flujo de caja económico proyectado, los escenarios por tasa de descuento y los indicadores de rentabilidad asociados a esta alternativa.

Tabla 5.59
Resumen de Costos y Presupuestos

Ítem	Descripción del componente	Unidad	Cantidad	Costo Unitario (S/.)	Costo Parcial (S/.)	Observaciones técnicas
1	Módulos fotovoltaicos (450–550 Wp)	Und	540	1,250.00	675,000.00	Un panel por vivienda, estructura modular

2	Estructura de soporte de aluminio galvanizado	Und	540	180.00	97,200.00	Inclinación optimizada según latitud
3	Regulador de carga MPPT	Und	540	820.00	442,800.00	Protección contra sobrecarga
4	Banco de baterías (12 V / 200 Ah)	Und	1,080	950.00	1,026,000.00	Autonomía $\geq$ 2 días
5	Inversor DC/AC (1.5–2 kVA)	Und	540	1,100.00	594,000.00	Salida 220 V – 60 Hz
6	Tablero de protección DC/AC	Und	540	180.00	97,200.00	Fusibles, interruptores
7	Cableado DC y AC	Global	1	128,000.00	128,000.00	Cables certificados IEC
8	Sistema de puesta a tierra (PAT)	Und	540	120.00	64,800.00	Seguridad eléctrica
9	Transporte de equipos a zona rural	Global	1	180,000.00	180,000.00	Logística en zonas de difícil acceso
10	Instalación y montaje	Global	1	270,000.00	270,000.00	Mano de obra especializada
11	Capacitación a usuarios y O&M inicial	Global	1	55,000.00	55,000.00	Sostenibilidad del sistema
SUBTOTAL INVERSIÓN DIRECTA					3,630,000.00	
12	Gastos generales (10%)				363,000.00	Administración y supervisión
13	Imprevistos (5%)				181,500.00	Riesgos logísticos
COSTO TOTAL DEL PROYECTO					4,174,500.00	

Fuente: *Elaboración propia*

Nota: La inversión inicial y los costos de operación y mantenimiento han sido considerados en el flujo de caja económico proyectado presentado en las Tablas 5.59 y 5.60, por lo que no se generan inconsistencias económicas.

El sistema solar fotovoltaico presenta una inversión inicial moderada, con costos de operación y mantenimiento concentrados principalmente en la reposición periódica de baterías. No obstante, su facilidad de instalación y rápida implementación lo convierten en una alternativa viable para viviendas dispersas, aunque con limitaciones en sostenibilidad de largo plazo frente a otras tecnologías.

5.2.4 Análisis económico del sistema solar fotovoltaico

Este análisis sigue una metodología de evaluación socioeconómica de proyectos conforme al marco del Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones (Invierte.pe), utilizando como herramienta el análisis beneficio/costo (B/C), con énfasis en costos de inversión, operación, mantenimiento, reposición, ingresos, valor residual y la valoración de externalidades sociales positivas.

El objetivo de este análisis económico es determinar la viabilidad financiera y social del sistema fotovoltaico individual en la comunidad de Nación Q'ueros. Para ello, se cuantifican los flujos de ingresos y egresos a lo largo de un horizonte de evaluación de 20 años, con base en

supuestos técnicos reales y precios sociales actualizados, considerando además el entorno rural andino aislado, sin acceso a la red eléctrica interconectada.

5.2.4.1 Marco metodológico y normativo

- Horizonte de evaluación: 20 años.
- Tasa de descuento social: 12% (según MEF y SNIP).
- Enfoque de evaluación: Análisis de Costo-Beneficio Social.
- Precios en dólares estadounidenses (USD), base 2024.
- Normativas aplicadas: NTCSE, D.L. 1002, Ley 28749, Pliego Tarifario OSINERGMIN (BT5B Rural), Manual General de Inversiones del MEF.

5.2.4.2 Datos de diseño del sistema fotovoltaico

Se diseña un sistema individual para cada una de las 18 viviendas más dos sistemas independientes para la iglesia y la casa comunal, totalizando 20 unidades. Cada sistema incluye:

- 4 paneles solares de 130 Wp
- 4 baterías de 200 Ah
- 1 regulador de carga 40 A
- 1 inversor (700 W para viviendas; 350 W para iglesia y casa comunal)
- Cableado, estructuras soporte, caja de protección y accesorios

5.2.4.3 Costos de inversión (CAPEX)

El costo de inversión incluye todos los equipos, materiales, instalación y sistemas de monitoreo. A continuación, se detalla la Lista de Materiales y el costo unitario y total:

Tabla 5.60
Generador Fotovoltaico

Ítem	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario (USD)	Subtotal (USD)
1	Panel fotovoltaico 130 Wp	76	unidad	208.73	15,863.48
2	Batería 12 V 200 Ah	76	unidad	325.91	24,769.16
3	Regulador de carga 40 A con prepago	20	unidad	239.00	4,780.00
4	Inversores 700 W (18 u) y 350 W (2 u)	20	unidad	-	10,393.00
5	Interface recarga PC + software gestión	1	Global	-	3,750.00
6	Estructuras, cableado e instalación	Global	-	-	5,252.60
Subtotal					65,808.24
IGV (12%)					7,896.99
Total inversión (CAPEX)					73,705.23

Fuente: *Elaboración propia*

5.2.4.4 Costos de operación y mantenimiento (OPEX)

5.2.4.4.1 Mantenimiento Preventivo

Se estima en 1% del CAPEX sin IGV, es decir:

$$C_{mto} = 0.01 * 65808.24 = 658.08 \approx 700 \text{ USD/año} \quad (209)$$

5.2.4.4.2 Reposición de Baterías

- Vida útil de baterías: 10 años (según especificaciones técnicas)
- Se realiza reposición completa en el año 10:

$$C_{repo} = 24769.16 \text{ USD (unico gasto en año 10)} \quad (210)$$

5.2.4.5 Ingresos del proyecto

5.2.4.5.1 Ingreso por Venta de Energía: Del estudio de carga se obtiene:

- Consumo anual estimado de energía: Eanual = 8,539.54 kWh
- Tarifa promedio OSINERGMIN (BT5B Rural): T = 0.0784 USD/kWh
- Ingreso anual: Bn = Eanual*T = 8,539.54 = 669.50 USD/año

5.2.4.5.2 Valor Residual de Equipos

Solo los paneles solares (vida útil: 25 años) tendrán valor residual al finalizar el proyecto:

$$VR = \frac{(25 - 20)}{25} * V_{paneles} = \frac{5}{25} * 15863.48 = 3172.70 \text{ USD} \quad (211)$$

5.2.4.6 Flujo de caja económico proyectado

Tabla 5.61

Flujo de caja económico proyectado

Año	Inversión	O&M	Total Egresos	Ingresos	Valor Residual	Flujo Neto
0	73,705.23	0	73,705.23	0.00	0.00	-73,705.23
1-9	0	700	700	669.50	0.00	-30.50
10	0	25,469.16	25,469.16	669.50	0.00	-24,799.66
11-19	0	700	700	669.50	0.00	-30.50
20	0	700	700	669.50	3,172.70	3,142.20

Fuente: *Elaboración propia*

5.2.4.7 Cálculo de indicadores económicos

5.2.4.7.1 Valor Actual Neto (VAN):

$$VAN = \sum_{n=0}^{20} \frac{(B_n - C_n)}{(1 + r)^n} \quad (212)$$

Donde:

- B_n: beneficios en el año (n)
- C_n: costos totales en el año (n)
- r: tasa de descuento (12%) Resultado: VAN = -81,579.15 USD

5.2.4.7.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

No se calcula por tener flujos netos negativos.

5.2.4.7.3 Relación Beneficio/Costo (B/C)

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum PV(\text{Beneficios})}{\sum PV(\text{Costos})} = 0.16 \quad (213)$$

5.2.4.8 Análisis de sensibilidad

5.2.4.8.1 Inclusión del Beneficio Social (subsidio estatal)

Ingreso adicional: 5,977.68 USD/año

Nuevo beneficio total anual: $B_{adj} = 669.50 + 5,977.68 = 6,647.17$ USD

Indicadores ajustados:

- VAN: -36,929.25 USD
- TIR: 2.72%
- B/C: 0.58

5.2.4.8.2 Cálculo del Costo Real del kWh

Para que VAN = 0:

$$\text{Costo}_{real} = \frac{VAN_{costos}}{\sum \frac{E_n}{(1+r)^n}} = 1.36 \text{ USD/kWh} \quad (214)$$

5.2.4.8.3 Escenarios comparativos por tasa de descuento

Tabla 5.62
Escenarios comparativos por tasa de descuento

Tasa	Costo kWh	Costo mensual usuario	VAN	TIR	B/C
1%	0.71	27.57	-94,178.65	2.72%	1.13
5%	0.92	35.73	-88,095.69	5.24%	1.02
8%	1.10	42.56	-84,796.90	8.16%	1.01
12%	1.36	52.82	-81,579.15	-20.95	0.06

Fuente: *Elaboración propia*

El sistema fotovoltaico propuesto representa una alternativa técnicamente robusta, ambientalmente amigable y socialmente adecuada para electrificar comunidades aisladas como Nación Q'ueros. No obstante, desde el punto de vista económico, se requiere apoyo financiero externo (subsidijs del Estado o cooperación internacional) para hacerlo viable, especialmente para cubrir la reposición de baterías y reducir la carga tarifaria sobre los usuarios. A tasas sociales de descuento menores ($\leq 8\%$) y con tarifas adaptadas a la capacidad de pago de la comunidad (15–20 USD/mes), el proyecto alcanza indicadores positivos de VAN y B/C.

5.3 Análisis técnico económico para el uso de sistemas micro hidroeléctricos

5.3.1 Evaluación del recurso hidroenergético para el caso de estudio

Se realizó un análisis preliminar del comportamiento hidrológico en la microcuenca de los ríos Riticcasa, Pucapause, Chucupillamayo y Maltamayo, ubicados en la jurisdicción de la Nación Q'ueros, provincia de Paucartambo, región Cusco. Este análisis se efectuó utilizando registros climatológicos de las estaciones meteorológicas más cercanas (Challabamba, Kosñipata y Paucartambo), complementados con correlaciones pluviométricas e información cartográfica SIG.

Con el objetivo de complementar dicho análisis, se procedió a realizar mediciones directas del caudal mediante aforos instantáneos, combinados con la determinación topográfica de la caída disponible. Esta información permite evaluar de manera precisa el potencial hidroeléctrico para el diseño de un sistema micro hidroeléctrico de pasada, orientado a cubrir la demanda energética de las comunidades altoandinas de la Nación Q'ueros.

5.3.1.1 Selección del punto de evaluación del recurso hidroenergético

Para las mediciones de caudal se empleó el método de flotador (o método del área y velocidad), tal como se describe en el Pliego Técnico del IDAE y como se valida en la práctica en zonas rurales del Perú. Por ello, se identificó un tramo uniforme del río Riticcasa, donde no existieran obstrucciones naturales como grandes rocas o troncos, que pudieran afectar el flujo natural del agua.

Figura 5.17 Mediciones en el río Riticcasa



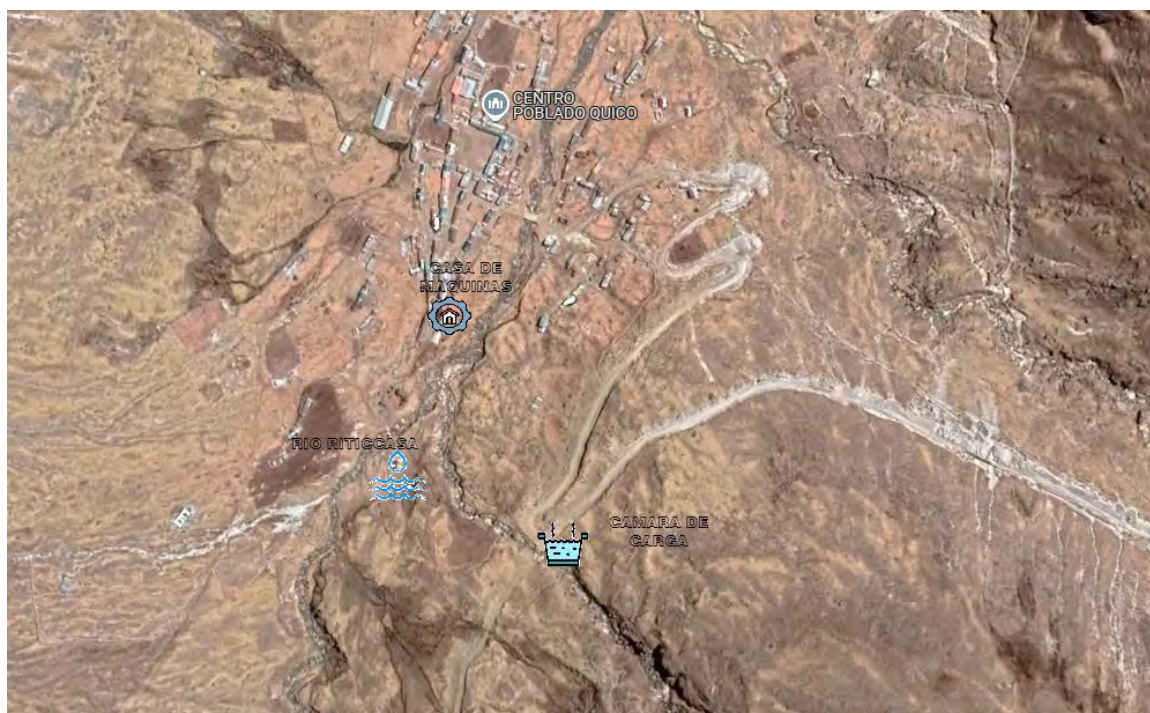
Fuente: Propia

Luego de explorar diversas alternativas en campo, el lugar elegido se encuentra cercano a una poza natural con adecuada profundidad, lo cual también lo convierte en un sitio técnicamente viable para la instalación de la bocatoma del sistema.

Ubicación estimada del sitio de captación:

- Latitud: 13°19'54.5"S
- Longitud: 71°25'03.1"W
- Altitud: 4,135 m s.n.m.

Figura 5.18 Ubicación de la cámara de carga y la casa de máquinas



Fuente: *Elaboración propia*

Esta ubicación se sitúa en las inmediaciones de la comunidad de Qochamoqo, perteneciente al distrito de Kosñipata, zona central del territorio Q'ueero.

5.3.1.2 Determinación de la cámara de carga y la casa de máquinas

➤ **Análisis del relieve aguas abajo:**

Se evalúa el perfil longitudinal del cauce para identificar tramos con pendiente favorable que permitan obtener el mayor salto bruto posible entre la toma/cámara de carga y la casa de máquinas.

➤ **Selección preliminar con imágenes satelitales:**

Mediante Google Earth Pro se reconocen terrazas naturales, zonas estables y accesibles, evitando áreas con taludes inestables, meandros activos o riesgos de inundación.

➤ **Verificación en campo con GPS de alta resolución:**

Se levantan coordenadas geográficas y cotas para confirmar altitudes reales y calcular el salto geodésico:

- **Cámara de carga**, se ubica en un punto elevado, estable y cercano a la conducción, facilitando la regulación del caudal:
 - Latitud: 13°19'52.8"S
 - Longitud: 71°25'06.9"W

- Altura: 4,125 m s.n.m.
- **Casa de máquinas**, se localiza en una cota inferior, próxima al cauce de restitución, minimizando longitudes de tubería forzada y pérdidas:
 - Latitud: 13°19'50.1"S
 - Longitud: 71°25'10.4"W
 - Altura: 4,100 m s.n.m.

5.3.1.3 **Determinación de la Altura Bruta del Sistema (Salto Hidráulico)**

Dado el terreno accidentado y la considerable distancia entre la futura bocatoma y la casa de máquinas en el río Riticcasa, resultó inviable aplicar métodos convencionales de topografía como la nivelación con manguera o niveles manuales, debido a las condiciones geográficas y climáticas de la zona, así como la presencia de tramos de difícil acceso.

Por ello, se recurrió al uso de herramientas de georreferenciación como Google Earth Pro, complementadas con lecturas de GPS de doble frecuencia, para determinar con precisión la diferencia altitudinal entre los puntos de captación y generación.

- Altura de la cámara de carga (bocatoma): 4,125 m s.n.m.
- Altura de la casa de máquinas: 4,100 m s.n.m.
- Altura bruta (HB):

Estos datos indican que la altura bruta (HB) entre la cámara de carga y la casa de máquinas sería de aproximadamente:

$$HB = 4125 - 4100 = 25 \text{ m} \quad (215)$$

Este valor de caída es técnicamente adecuado para sistemas de generación con turbina tipo Michell-Banki, recomendada para alturas medias y caudales bajos a medianos.

Este valor representa la caída bruta disponible para la generación hidroeléctrica en la microcentral de pasada proyectada para la comunidad de Qochamoqo, en el territorio de la Nación Q'ueiros.

Asimismo, con apoyo de medición por trazado de trayectorias en Google Earth, se obtuvo la longitud aproximada de la tubería de presión, resultando en: $L=65 \text{ m}$

5.3.1.4 **Medición del Caudal del Río Riticcasa**

En concordancia con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (MINEM, Perú), la medición del caudal para el diseño de una microcentral hidroeléctrica debe

realizarse en época de estiaje, es decir, cuando el caudal del río alcanza su valor mínimo. Esto garantiza un diseño robusto y continuo durante todo el año.

Según los registros pluviométricos y experiencias locales, el mes de agosto presenta la menor precipitación en la zona. Por ello, las mediciones se realizaron el 12 de agosto de 2024, bajo condiciones secas y cielo parcialmente despejado.

Método empleado: Área y Velocidad (Método del Flotador)

El método del flotador se basa en el principio de continuidad, según el cual el caudal volumétrico de un fluido se expresa como el producto del área de la sección transversal y la velocidad media del flujo:

$$Q=A\cdot V_{media}[m^3/s]$$

Donde:

- Q: Caudal del curso de agua [m³/s]
- A: Área de la sección transversal del flujo [m²]
- V_{media}: Velocidad media del agua en la seccion considerada [m/s]

Materiales empleados:

- Flotador artesanal (botella plástica sellada)
- Cinta métrica de 20 metros
- Cronómetro digital
- Regla graduada (1 metro)
- Cinta para marcación del ancho del río

5.3.1.4.1 Medición de la longitud del tramo seleccionado

Se eligió un tramo recto del río Riticcasa entre dos puntos claramente visibles, etiquetados como A (inicio) y B (fin), con flujo laminar y sin interferencias por rocas o vegetación.

$$L=10.0\text{ m}$$

5.3.1.4.2 Medición del tiempo recorrido por el flotador

Se realizaron 10 mediciones consecutivas del tiempo que tarda el flotador en recorrer el tramo entre A y B:

Tabla 5.63
Mediciones en el tramo del rio Riticcasa

Medición	Tiempo (s)
t ₁	5.93
t ₂	5.73

t ₃	6.17
t ₄	6.10
t ₅	5.94
t ₆	5.79
t ₇	5.87
t ₈	6.33
t ₉	6.46
t ₁₀	6.43
Fuente: [35]	

El tiempo promedio fue:

$$t_{\text{promedio}} = \sum ti / 10 = 6.085 \text{ s}$$

La velocidad superficial se obtiene mediante:

$$V_{\text{superficial}} = L / t_{\text{promedio}} = 10.0 / 6.085 = 1.644 \text{ m/s}$$

5.3.1.4.3 Aplicación del factor de corrección

Dado que se trata de un río natural con profundidad mayor a 0,15 m, se aplicó un factor de corrección $k = 0.50$ para estimar la velocidad media del flujo:

$$V_{\text{media}} = V_{\text{superficial}} \cdot k = 1.644 \cdot 0.50 = 0.822 \text{ /s}$$

5.3.1.5 Medición del ancho y profundidad de la sección transversal del río Riticcasa

Para calcular el área de la sección transversal del río, se empleó un método práctico y ampliamente utilizado en estudios de preinversión en zonas rurales del Perú. Este consiste en dividir el ancho del cauce en segmentos iguales y considerar la sección como una suma de figuras geométricas simples (rectángulos y trapecios), lo cual permite una estimación confiable y replicable del área transversal.

Este método es ideal para contextos como el de la Nación Q'ueros, donde se busca un equilibrio entre precisión técnica, simplicidad operativa y uso de instrumentos accesibles.

5.3.1.5.1 Ancho del río

Mediante medición directa con cinta métrica en la comunidad de Qochamoqo, se determinó que el ancho medio del río Riticcasa en el tramo evaluado es:

$$a_m = 3.50 \text{ m}$$

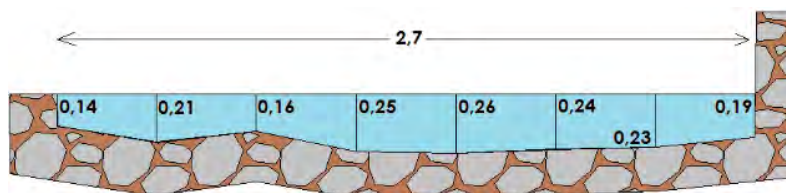
Este ancho se dividió en siete segmentos de igual longitud (0,50 m), y se midió la profundidad del agua en ocho puntos ($h_1 \dots h_8$) con el uso de una regla graduada, obteniéndose los siguientes valores:

Tabla 5.64
Mediciones en el tramo del río Riticcasa

Punto	Profundidad h_i (m)
h_1	0.14
h_2	0.21
h_3	0.16
h_4	0.25
h_5	0.26
h_6	0.24
h_7	0.23
h_8	0.19

Fuente: [35]

Figura 5.19 *Perfil de la sección transversal*



Fuente: [35]

Estos datos permitieron trazar el perfil transversal del cauce, como se haría con cualquier herramienta de diseño hidráulico (AutoCAD, QGIS u hojas Excel), permitiendo calcular el área total aproximada de la sección transversal:

$$A \approx \sum_{i=1}^7 \left(\frac{h_i + h_{i+1}}{2} * \Delta x \right) \quad (216)$$

Donde $\Delta x = 0.5$ m $\Delta x = 0.5$ m es la distancia entre puntos. Tras realizar los cálculos:

$$A_{\text{sección}} = 0.91 \text{ m}^2$$

5.3.1.5.2 Cálculo del caudal

Una vez obtenidos el área de la sección transversal y la velocidad media del flujo ($V_{\text{media}} = 0.822$ m/s) determinada previamente, se procede a calcular el caudal total del río Riticcasa mediante la siguiente expresión:

$$Q = A * V_{\text{media}} = 0.91 \text{ m}^2 * 0.822 \frac{\text{m}}{\text{s}} = 0.748 \text{ m}^3/\text{s} \quad (217)$$

$$Q = 748 \text{ litros por segundo}$$

Una vez determinada el área de la sección transversal del cauce y la velocidad media del flujo ($V_{media}=0.822$ m/s), se procede al cálculo del caudal del río Riticcasa mediante la expresión $Q=A \cdot V_{media}$. Reemplazando los valores medidos en campo, se obtiene un caudal de $Q=0.748 m^3/s$, equivalente a 748 litros por segundo, valor que se adopta como referencia para el diseño hidráulico del sistema.

5.3.1.5.3 Determinación del caudal ecológico

Conforme a lo señalado por el Decreto Supremo N.º 014-2019-EM, que aprueba el Reglamento de Protección Ambiental en Actividades Eléctricas, y el Manual de Evaluación de Impacto Ambiental del Subsector Electricidad (MINEM), es obligatorio garantizar un caudal ecológico no menor al 10 % del caudal medio anual, con el propósito de conservar los ecosistemas acuáticos y asegurar el balance hídrico en los tramos inferiores del río.

No obstante, en el caso de la Nación Q'ueros, debido a su alto valor ecológico y cultural, se ha optado por aplicar un caudal ecológico del 20 % como medida de conservación ambiental:

$$Q_{ecologico} = 0.20 * Q = 0.20 * 0.748 = 0.1496 m^3/s \quad (218)$$

$$Q_{aprovechable} = Q - Q_{ecologico} = 0.748 - 0.1493 = 0.5984 m^3/s \quad (219)$$

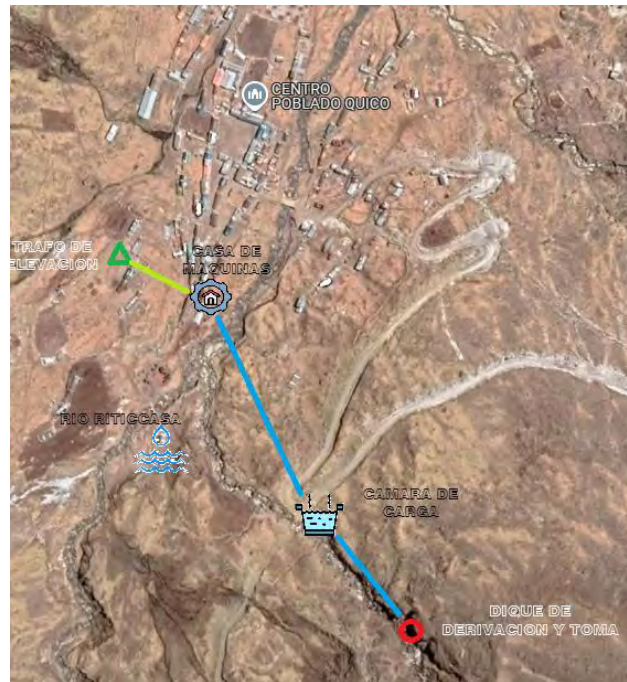
Este caudal aprovechable será el que se utilice en los cálculos para determinar la potencia hidráulica disponible para generación en la microcentral hidroeléctrica, conforme al diseño técnico que se presenta en los siguientes apartados.

5.3.2 Dimensionamiento técnico del sistema micro hidroeléctrico para la nación Q'ueros

5.3.2.1 Esquema general del sistema

Antes de proceder con el cálculo técnico, es necesario tener un esquema del sistema micro hidroeléctrico, que sirva como referencia para la ubicación y conexión de sus diferentes componentes. Este diseño se adapta a las condiciones topográficas de la cuenca del río Riticcasa, en la comunidad Quico Grande, y responde a criterios técnicos, sociales y ambientales acordes con la normativa peruana vigente.

Figura 5.20 Esquema del sistema micro-hidroeléctrico



Fuente: [35]

5.3.2.2 Selección de la tubería de presión

El diseño comienza con la selección de la tubería de presión, elemento fundamental para el transporte del agua desde la cámara de carga hasta la casa de máquinas.

Criterios considerados:

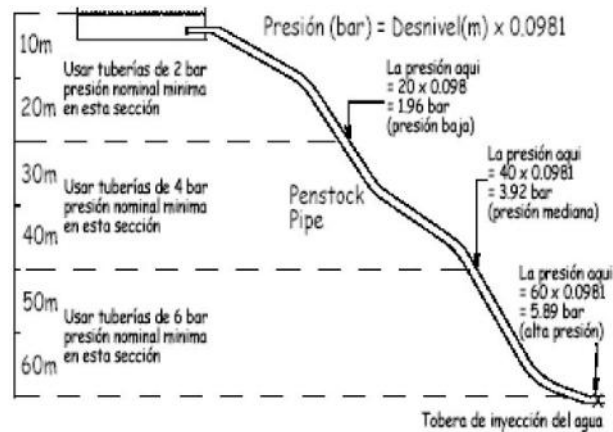
- Material
- Presión nominal
- Diámetro interior

5.3.2.2.1 Material

Se seleccionaron tuberías de PVC debido a su ligereza, facilidad de transporte e instalación en zonas rurales de difícil acceso como las comunidades de la Nación Q'ueos. Estas tuberías, además de ser más económicas que las de acero, no requieren protección anticorrosiva y son ideales para saltos de hasta 200 m, según el catálogo técnico de Plastigama.

5.3.2.2.2 Presión nominal

Figura 5.21 Presión nominal a diferentes alturas



Fuente: [35]

La presión nominal mínima que deberá soportar la tubería de presión depende del salto bruto disponible (HB):

$$P = \rho * g * H \quad (220)$$

Para HB = 25 m:

$$P = 1000 \text{ kg/m}^3 \times 9.81 \text{ m/s}^2 \times 25 \text{ m} = 245250 \text{ Pa} = 0.2453 \text{ MPa} \quad (221)$$

Por lo tanto, la tubería seleccionada debe tener una presión de trabajo igual o superior a 0.25 MPa.

5.3.2.2.3 Diámetro interior y espesor de pared

Con base en las especificaciones del catálogo técnico (*Anexo 11*), se seleccionó una tubería de PVC de 400 mm de diámetro nominal, serie 8, con un espesor de 24.1 mm y un diámetro interno de 351.8 mm. La presión de trabajo indicada, de 1.60 MPa, garantiza el cumplimiento de los requerimientos técnicos del proyecto.

5.3.2.2.4 Longitud de la tubería de presión

Medida sobre la base de imágenes satelitales y GPS de campo, la longitud total es:

$$L = 65 \text{ m} \quad (222)$$

Se empleará igualmente tubería de PVC para la conducción del caudal entre la bocatoma y la cámara de carga, con una longitud estimada de 110 metros.

5.3.2.3 Cálculo de pérdidas de carga y salto neto

Se siguen los siguientes pasos:

- Caída bruta (HB) = 25 m
- Caudal mínimo

Dado que:

- No existen registros hidrológicos históricos,
- Se trabaja con una microcentral de pasada,
- El diseño se basa en condiciones conservadoras,

Se adopta

$$Q_{min} = Q_{diseño} = 0.748 \text{ m}^3/\text{s} \quad (223)$$

c) Caudal maximo

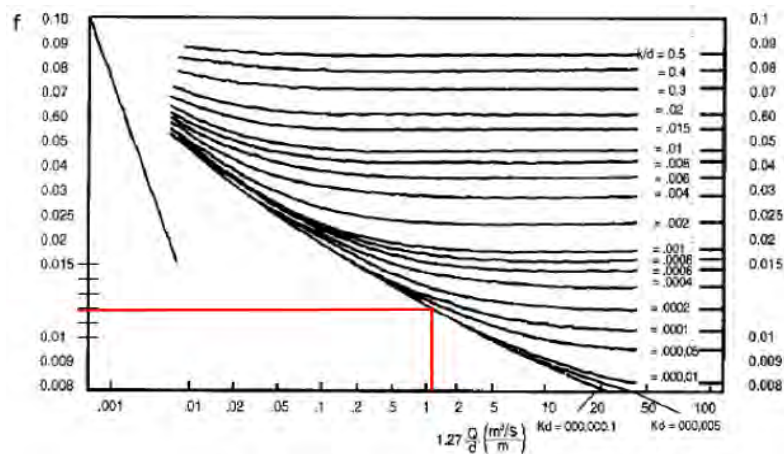
$$Q_{max} = Q_{medido} = 0.748 \text{ m}^3/\text{s} \quad (224)$$

d) Rugosidad del material: $K = 0.0015 \text{ mm}$

$$K/d = 0.0015 / 351.8 = 4.27 \times 10^{-6} \quad (225)$$

$$1.27 Q/d = 1.27 \times 0.5984 / 0.3518 = 2.16 \quad (226)$$

Figura 5.22 Diagrama de Moody



Fuente: [35]

Con estos valores, y consultando el diagrama de Moody, se estima un factor de fricción $f \approx 0.012$.

e) Área hidráulica de la tubería:

$$A = \pi \times (d^2 / 4) = \pi \times (0.3518^2 / 4) \approx 0.097 \text{ m}^2 \quad (227)$$

f) Velocidad del agua:

$$v = Q / A = 0.5984 / 0.097 \approx 6.17 \text{ m/s} \quad (228)$$

g) d) Pérdida por fricción:

$$hf = (f \times L \times v^2) / (2 \times g \times d) \quad (229)$$

h) La velocidad del agua en la tubería se estima como:

$$v = Q / A = 0.5984 / (\pi \times (0.3518^2)/4) \approx 6.16 \text{ m/s} \quad (230)$$

$$hf \approx 1.35 \text{ m} \quad (231)$$

- i) Se suman las pérdidas por fricción y las pérdidas por turbulencia (estimadas en 0.15 m):

$$\Delta H = hf + ht \approx 1.5 \text{ m} \quad (232)$$

- j) Cálculo del salto neto:

$$Hn = HB - \Delta H = 25 - 1.5 = 23.5 \text{ m} \quad (233)$$

La pérdida porcentual de altura es del 6 %, lo que se encuentra dentro del rango técnico recomendado (3 % – 11 %), por lo tanto, el diámetro de 351.8 mm es adecuado.

Especificaciones finales de la tubería de presión seleccionada

Tabla 5.65

Diámetro escogido dentro del catálogo de tubería de PVC

Diámetro Nominal	CÓD.	Serie	Espesor de Pared	Diámetro Interior	Presión de Trabajo
400 mm	926163	8	24.1 mm	351.8 mm	1.60 MPa

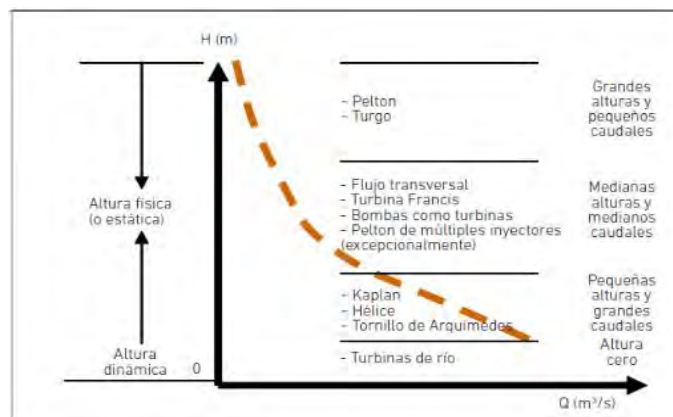
Fuente: *Plastigama – Catálogo técnico*

Cabe precisar que se instalarán tuberías de PVC destinadas a la conducción del caudal entre la bocatoma y la cámara de carga, con una longitud aproximada de 110 metros y características equivalentes a las ya mencionadas.

5.3.2.4 Selección de la turbina hidráulica

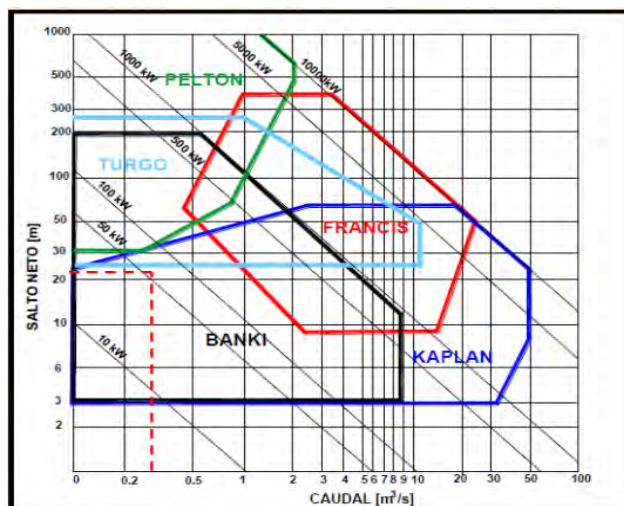
Para seleccionar la turbina se consideran los parámetros obtenidos previamente: caudal de diseño (Q) = 0.5984 m³/s y salto neto (H_n) = 23.5 m.

Figura 5.23 Aplicación de los diferentes tipos de turbinas según altura y caudal



Fuente: [35]

Figura 5.24 Rangos de aplicación de los diferentes tipos de turbinas según altura y caudal



Fuente: [35]

Según el diagrama de selección de turbinas y la tabla de rangos operativos, las turbinas que podrían operar adecuadamente bajo estas condiciones son:

- Turbina Kaplan
- Turbina Michell-Banki (flujo cruzado)

Tabla 5.66
Rangos de aplicación de las turbinas

	TURBINA	Inventor y año de patente	N _s (rpm)	Q (m³/s)	H _n (m)	P (kW)	η _{max} (%)
REACCIÓN	PELTON	Lester Pelton (EE.UU.) 1880	1 Ch: 30 2 Ch: 30-50 4 Ch: 30-50 6 Ch: 50-70	0.05-50	30-1800	2-300000	91
	TURGO	Eric Crewdson (G. Bretaña) 1920	60-260	0.025-10	15-300	5-8000	85
	MICHELL-BANKI	A.G. Michell (Australia) 1903 D. Banki (Hung.) 1917-1919	40-160	0.025-5	1-50 (200)	1-750	82
ACCIÓN	FRANCIS	James Francis (G. Bretaña) 1848	L: 60-150 N: 150-250 R: 250-400	1-500	2-750	2-750000	92
	KAPLAN y de Hélice	V. Kaplan (Austria) 1912	300-800	1000	5-80	2-200000	93
	AXIALES: - Tubular - Bulbo - Generador periférico	- Kuhne (1930) - Hugenin (1933) - Harza (1919)	300-800	600	5-30	100000	93
Notas: Ns: velocidad específica Ch: chorro L: lento N: normal R: rápida							

Fuente: [35]

Aunque la eficiencia de la Kaplan puede ser superior ($\approx 90\text{--}93\%$), su costo y complejidad es mayor. En cambio, la Michell-Banki ($\approx 80\text{--}85\%$ de eficiencia), es más económica, robusta y tolerante a variaciones de caudal.

Dado que el sistema será aislado de la red eléctrica nacional, se selecciona la turbina Michell-Banki por su versatilidad y adaptabilidad.

5.3.2.4.1 Potencia hidráulica disponible (PH)

$$\begin{aligned} HPH &= \rho \cdot g \cdot Q \cdot Hn = 1000 \times 9.81 \times 0.5984 \times 23.5 \approx 137830 \text{ W} \\ &= 137.83 \text{ kW} \end{aligned} \quad (234)$$

5.3.2.4.2 Potencia útil al eje de la turbina (PM)

Considerando eficiencia de la turbina $\eta_t = 80\%$:

$$PM = PH \times \eta_t = 137.83 \times 0.80 \approx 110.26 \text{ kW} \quad (235)$$

5.3.2.5 Cálculo de parámetros dinámicos de la turbina

Velocidad a la salida del inyector:

$$\begin{aligned} C1 &= \sqrt{(2 \times g \times Hn)} \times kc = \sqrt{(2 \times 9.81 \times 23.5)} \times 0.95 \\ &= 20.7 \text{ m/s} \end{aligned} \quad (236)$$

Velocidad tangencial óptima del rotor:

$$U1 = 0.47 \times C1 \times \cos(16^\circ) = 0.47 \times 20.7 \times 0.9613 = 9.3 \text{ m/s} \quad (237)$$

Diámetro del rotor:

$$D = 0.3 \text{ m} \quad (238)$$

Velocidad de rotación:

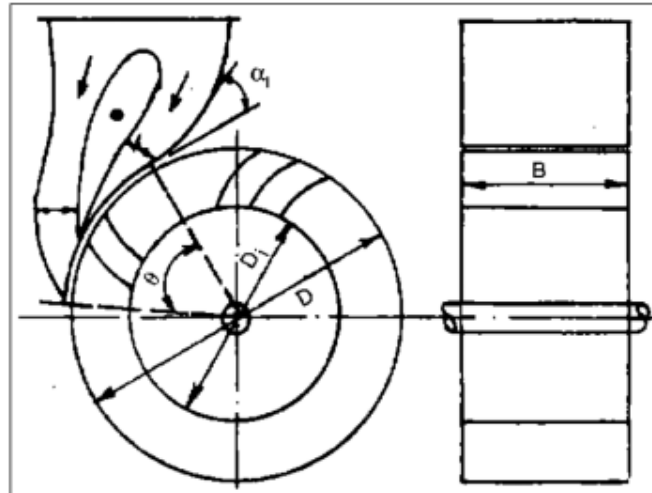
$$N = 60 \times U1 / (\pi \times D) = 60 \times 9.3 / (\pi \times 0.3) = 594 \text{ rpm} \quad (239)$$

Velocidad específica (Ns):

$$Ns = N \times \sqrt{PM / Hn^{0.75}} = 594 \times \sqrt{110.24 / 23.5^{0.75}} = 95.88 \quad (240)$$

→ Dentro del rango adecuado para Michell-Banki (40–160)

Figura 5.25 Dimensiones básicas de una turbina Michell-Banki



Fuente: [35]

5.3.2.6 Selección del generador eléctrico

5.3.2.6.1 Tipo de generador

Se selecciona un generador síncrono trifásico debido a su capacidad para generar corriente alterna de alta calidad, con regulación precisa de tensión y frecuencia, ideal para operar de forma aislada o independiente de la red nacional.

Además, este tipo de generador permite realizar una conexión Zig-zag paralelo, la cual entrega una salida monofásica de 120/240 V, compatible con el transformador monofásico del sistema.

5.3.2.6.2 Cálculo de la potencia eléctrica útil

El cálculo de la potencia disponible en los terminales del generador (PE) se realiza considerando la eficiencia del sistema de transmisión (η_{st}) y la del generador (η_g):

$$PE = PM \times \eta_{st} \times \eta_g = 110.26 \times 0.95 \times 0.85 \approx 89.03 \text{ kW} \quad (241)$$

5.3.2.6.3 Elección del número de polos y velocidad síncrona

La velocidad síncrona (n_s) depende de la frecuencia (f) y el número de polos (P):

$$n_s = 120 \times f / P \quad (242)$$

$$\text{Para } f = 60 \text{ Hz y } P = 4 \rightarrow n_s = 1800 \text{ rpm}$$

5.3.2.6.4 Elección de potencia nominal del generador

Para evitar sobrecargas y permitir un margen de seguridad:

Potencia nominal seleccionada: 100 kW

Esta capacidad cubre eficientemente la demanda actual (~24.2 kVA) y la proyectada (~50 kVA), así como posibles cargas productivas futuras.

Tabla 5.67

Resumen de parámetros eléctricos y mecánicos del generador

Parámetro	Valor
Caudal de diseño (Q)	0.5984 m ³ /s
Salto neto (Hn)	23.5 m
Potencia hidráulica (PH)	137.83 kW
Eficiencia de turbina (η_t)	80 %
Potencia útil al eje (PM)	110.26 kW
Eficiencia transmisión (η_{st})	95 %
Eficiencia generadora (η_g)	85 %
Potencia generada (PE)	89.03 kW

Fuente: *Elaboracion propia*

Justificación técnica y económica:

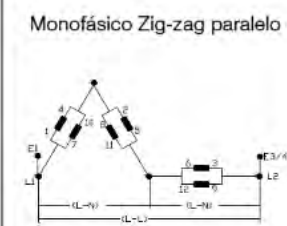
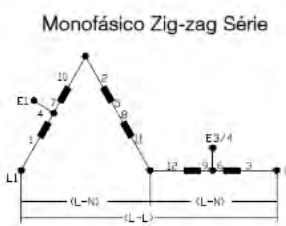
- Los generadores síncronos permiten regulación autónoma de tensión.
- Su operación es estable bajo diferentes niveles de carga.
- El sistema Zig-zag monofásico evita necesidad de costosos generadores monofásicos.
- Compatibilidad directa con el transformador monofásico del sistema.

5.3.2.7 Selección del transformador eléctrico

5.3.2.7.1 Tipo de transformador

El transformador seleccionado es **monofásico autoprotegido (CSP)**, compatible con una red de distribución monofásica de 22.8 kV / 13.2 kV en media tensión y 120/240 V en baja tensión. Se elige un transformador monofásico debido a la configuración de la red y al diseño del generador, que entrega salida monofásica a través de una conexión Zig-zag paralelo.

Figura 5.26 Generador síncrono trifásico con conexión monofásica – 12 terminales

DIAGRAMA DE CONEXIONES		Monofásico Zig-zag paralelo	Monofásico Zig-zag Série
			
		TENSIÓN (V)	
60Hz	L – L	200 – 240	440 – 480
	L – N	100 – 120	220 – 240
	E1 – E3/4	200 – 240	220 – 240

Fuente: *WEG Alternadores*

5.3.2.7.2 Cálculo de capacidad nominal del transformador

La capacidad nominal en kVA se calcula con la siguiente fórmula:

$$S = PE / fp$$
$$S = 83.7 / 0.8 = 104.6 \text{ kVA}$$
(243)

5.3.2.7.3 Selección según catálogo comercial

Se escoge el transformador más cercano superior a la demanda estimada:

Transformador seleccionado: 125 kVA (CSP)

5.3.2.7.4 Justificación de sobredimensionamiento

- Cubre sobradamente la demanda actual (~**24.2 kVA**) y la demanda proyectada a 20 años (~**50 kVA**).
- Permite agregar futura carga productiva (refrigeración, motobombas, equipamiento educativo o de salud).
- Evita sobrecargas, reduce pérdidas por calentamiento y mejora la vida útil.

5.3.2.8 Niveles de tensión del transformador

Tabla 5.68
Niveles de tensión del transformador

Parámetro	Valor
Bajo voltaje (BT)	120/240 V
Alto voltaje (MT)	22.8 kV / 13.2 kV
Frecuencia	60 Hz
Protección	Autoprotegido CSP

Fuente: *Elaboración propia*

5.3.2.9 Resumen técnico del sistema micro hidroeléctrico

Tabla 5.69
Parámetros principales

PARÁMETROS PRINCIPALES	VALOR
Salto neto (Hn)	23.5 m
Caudal de diseño (Q)	0.5984 m³/s
Potencia hidráulica (PH)	137.8 kW
Potencia al eje (PM)	110.24 kW
Potencia eléctrica útil (PE)	83.7 kW

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 5.70
Tubería de presión

TUBERÍA DE PRESIÓN	
Material	PVC
Diámetro interior	351.8 mm
Diámetro nominal	400 mm
Espesor de pared	24.1 mm
Longitud	65 m
Presión de trabajo	1.60 MPa

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 5.71
Turbina Hidraulica

TURBINA HIDRÁULICA	
Tipo	Michell-Banki
Velocidad específica (Ns)	95.88 rpm
Velocidad tangencial (U_1)	9.3 m/s
Diámetro externo del rotor	300 mm
Velocidad de rotación (N)	594 rpm
Eficiencia esperada	80%

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 5.72
Generador y transformador

GENERADOR Y TRANSFORMADOR	
Tipo de generador	Síncrono trifásico
Potencia nominal del generador	100 kW
Conexión Zig-zag salida monofásica	Sí
Voltaje terminal	120/240 V
Número de polos	4
Transformador seleccionado	125 kVA monofásico
Frecuencia	60 Hz
Tensión MT	22.8 kV / 13.2 kV

Fuente: *Elaboración propia*

5.3.3 Costos de Metrado y Presupuesto

Para la alternativa de generación mediante microcentral hidroeléctrica, se ha elaborado el metrado y presupuesto correspondiente considerando obras civiles, equipamiento electromecánico, sistemas de control, línea de distribución y costos asociados a la operación y mantenimiento.

Los montos económicos se encuentran plenamente concordantes con las Tablas 5.71 a la 5.82, donde se desarrolla la inversión inicial detallada, los costos anuales de O&M, los beneficios sociales y el análisis económico-financiero del sistema.

Tabla 5.73
Resumen de Costos y Presupuestos

Ítem	Descripción del componente	Unidad	Cantidad	Costo Unitario (S/.)	Costo Parcial (S/.)	Observaciones técnicas
1	Estudios topográficos y geotécnicos	Global	1	85,000.00	85,000.00	Base para diseño hidráulico
2	Obras de captación (bocatoma)	Global	1	260,000.00	260,000.00	Con desarenador
3	Canal de conducción	m	1,200	620.00	744,000.00	Concreto armado
4	Cámara de carga	Und	1	180,000.00	180,000.00	Regulación de caudal
5	Tubería forzada (PVC/HDPE)	m	850	380.00	323,000.00	Pérdidas hidráulicas controladas
6	Turbina Michell-Banki	Und	1	440,000.00	440,000.00	Adecuada para caudales medios
7	Generador eléctrico síncrono	Und	1	310,000.00	310,000.00	60 Hz
8	Regulador electrónico de carga	Und	1	110,000.00	110,000.00	Estabilidad de frecuencia
9	Casa de máquinas	Global	1	260,000.00	260,000.00	Infraestructura civil
10	Transformador elevador	Und	1	160,000.00	160,000.00	Conexión a red local
11	Línea de distribución secundaria	Global	1	420,000.00	420,000.00	Abastecimiento comunitario
12	Sistema de protección y control	Global	1	145,000.00	145,000.00	Relés y seccionadores
13	Transporte de equipos	Global	1	210,000.00	210,000.00	Zona de difícil acceso
14	Instalación electromecánica	Global	1	290,000.00	290,000.00	Especializada
SUBTOTAL INVERSIÓN DIRECTA					3,937,000.00	
15	Gastos generales (10%)				393,700.00	
16	Imprevistos (5%)				196,850.00	
COSTO TOTAL DEL PROYECTO					4,527,550.00	

Fuente: *Elaboración propia*

A diferencia del sistema solar fotovoltaico, la microcentral hidroeléctrica requiere una mayor inversión inicial debido principalmente a las obras civiles. Sin embargo, presenta costos de operación

reducidos y una vida útil considerablemente mayor, lo cual se refleja en indicadores económicos favorables y en una mayor sostenibilidad del proyecto a largo plazo.

5.3.4 *Análisis económico del sistema micro-hidroeléctrico*

5.3.4.1 *Metodología empleada: Costo/Beneficio actualizado*

Para la evaluación se aplicó el método de beneficio/costo descontado (B/C), utilizando una tasa social de descuento del 10 %, en concordancia con lo dispuesto en el Decreto Supremo N.º 184-2020-EF y las pautas del Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones – Invierte.pe.

El análisis económico se desarrolló bajo un horizonte de 20 años, siguiendo lo establecido en el Manual de Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural del MINEM, aplicable a comunidades rurales de la Sierra.

5.3.4.2 *Estructura del análisis*

Se considera:

- ➤ Egresos:
 - Inversión inicial (central hidroeléctrica y red de distribución).
 - Costos de operación y mantenimiento (O&M) anuales.
- ➤ Ingresos:
 - Venta de energía eléctrica a usuarios residenciales.
 - Beneficio social (valoración monetaria de los impactos positivos en la calidad de vida).
 - Valor residual (no aplicable).

5.3.4.3 *Vida útil del proyecto*

Al tratarse de un sistema con potencia menor a 100 kW, el Pliego de Condiciones Técnicas para Proyectos con Energías Renovables del MINEM establece una vida útil de 20 años, criterio que se aplica para la evaluación pública y la determinación de subsidios.

5.3.4.4 *Inversión inicial*

Se incluye una estimación desagregada basada en costos unitarios actuales del MINEM, proveedores nacionales y referencias de proyectos similares en la región Cusco.

Tabla 5.74
Inversión inicial

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario (USD)	Costo total (USD)
1	Grupo hidroeléctrico (80 kW): Turbina Michell-Banki, generador síncrono, tablero, transmisión, válvula	Global	1	60,100.00	60,100.00
2	Obra civil (bocatoma, canal, cámara de carga, casa de máquinas)	Global	1	51,600.00	51,600.00
3	Transformador monofásico 50 kVA + accesorios	Unidad	1	4,707.59	4,707.59
4	Red de distribución rural (MT y BT)	Global	1	115,588.77	115,588.77
Subtotal inversión					231,996.36
IGV (18%)					41,759.34
TOTAL inversión inicial					273,755.70

Fuente: *Adaptado de estructura de costos del MINEM y cotizaciones referenciales Cusco 2024*

5.3.4.5 Costos de operación y mantenimiento (O&M)

Se estiman anualmente como un porcentaje de la inversión inicial, conforme a prácticas de ingeniería en zonas rurales peruanas.

Tabla 5.75
Costos anuales de O&M

Componente	% sobre inversión	Base	Costo anual (USD)
Microcentral hidroeléctrica	2%	116,407.59	2,328.15
Red de distribución	9%	115,588.77	10,403.00
Total anual O&M	—	—	12,731.14

Fuente: *Elaboración propia*

5.3.4.6 Determinación de ingresos

5.3.4.6.1 Venta de energía

- Consumo promedio mensual por usuario: 100 kWh
- Tarifa social (BT5B OSINERGMIN - Sierra): S/ 0.30 / kWh $\approx$ 0.0784 USD/kWh
- Usuarios iniciales: 20 (aumentan linealmente hasta 40)

5.3.4.6.2 Beneficio social

Según el estudio de NRECA y el MINEM:

Tabla 5.76
Costos beneficio social

Uso de la energía	Beneficio anual por abonado (USD)
Iluminación	191.04

Radio/TV	72.96
Total/abonado	264.00

Fuente: *Elaboración propia*

5.3.4.7 Flujo de caja económico

Se ha elaborado un flujo de caja actualizado incluyendo ingresos por tarifa, beneficio social y egresos de O&M, bajo una tasa de descuento del 10%.

Tabla 5.77
Costos beneficio social

Indicador	Resultado	Evaluación
VAN (USD)	-180,950.00	No viable
TIR (%)	1.1%	< 10% (no viable)
B/C	0.23	No cubre costos

Fuente: *Elaboración propia*

5.3.4.8 Costo real del kWh

Se determina mediante la ecuación:

$$\text{Costo real del kWh} = \frac{\sum(\text{Costos Totales Descontados})}{\sum(\text{Energía Entregada Descontada})} \quad (244)$$

Resultado:

- Costo real necesario para cubrir costos: 0.80–1.20 USD/kWh
- Capacidad de pago estimada: 15–20 USD/mes por usuario → máximo 0.20 USD/kWh
- → Subsidio indispensable para cierre financiero.

5.3.4.9 Escenario con beneficio social y subsidio cruzado (FISE o programas MINEM)

Tabla 5.78
Resumen de indicadores económicos con subsidio y beneficio social

Indicador	Resultado	Evaluación
VAN (USD)	-62,340.00	Aún no viable
TIR (%)	4.7%	Mejorado, pero < 10%
B/C	0.72	Mejora relativa

Fuente: *Adaptado de estructura de costos del MINEM y cotizaciones referenciales Cusco 2024*

5.3.4.10 Escenario con tarifa adaptada y tasa de descuento reducida

Se simula una tasa de descuento del 6%, aplicable si se recibe financiamiento externo blando (cooperación internacional).

Tabla 5.79
Escenarios por tasa de descuento

Tasa (%)	VAN (USD)	TIR (%)	B/C	Costo del kWh (USD)
----------	-----------	---------	-----	---------------------

6%	2,785	7.5%	1.01	0.30
8%	-22,430	5.8%	0.94	0.40
10%	-62,340	4.7%	0.72	0.52
12%	-93,755	3.1%	0.59	0.64

Fuente: *Adaptado de estructura de costos del MINEM y cotizaciones referenciales Cusco 2024*

5.3.4.11 Método de análisis

Para evaluar esta alternativa tecnológica, se empleó el enfoque de costo–beneficio social actualizado, conforme a las recomendaciones del Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones – Invierte.pe, dependiente del MEF. Este procedimiento contempla:

- Horizonte de evaluación: 20 años
- Tasa de descuento social sugerida (r): 10% (según DS N.º 184-2020-EF)
- Unidad monetaria: Dólares estadounidenses (USD), precios sociales base 2024
- Normas aplicadas:
 - o Ley de Electrificación Rural (Ley N.º 28749)
 - o Decreto Supremo N.º 014-2019-EM
 - o Manual de Clasificación de Estudios Ambientales del MINEM
 - o Tarifario OSINERGMIN (BT5B)
 - o Normativa técnica del Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011)

5.3.4.12 Supuestos clave para el análisis

Tabla 5.80

Supuestos clave para el análisis económico

Parámetro	Valor	Justificación
Vida útil del proyecto (n)	20 años	Según normativa peruana para microcentrales ≤ 0.5 MW
Tasa de descuento (r)	10 %	Valor social estándar del MEF
Potencia instalada (nominal)	80 kW	Según diseño técnico
Salto neto disponible (Hn)	23.5 m	Estudio topográfico y pérdida por fricción incluida
Caudal aprovechado (Q)	0.5984 m³/s	Aforo directo del río Riticcasa
Generación anual estimada	≈ 350,000 kWh	Ver más abajo

Fuente: *Adaptado de estructura de costos del MINEM y cotizaciones referenciales Cusco 2024*

5.3.4.13 Cálculos detallados

5.3.4.13.1 Potencia Hidráulica y Energía Anual

Fórmula general:

$$P_h = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n \quad (245)$$

$$Ph = 1000 * 9.81 * 0.5984 * 23.5 = 137,778.384 \text{ W} \approx 137.8 \text{ kW}$$

Energía eléctrica anual:

Considerando:

- Eficiencia global $\eta_g = 65\%$ (turbina 80%, generador 85%, transmisión 95%)
- Horas efectivas de funcionamiento por año: 350 días $\times$ 20 h/día = 7,000 h

$$E_{\text{anual}} = P_h * \eta_g * t = 137.8 * 0.65 * 7000 = 627.515 \text{ kWh/año} \quad (246)$$

Para este análisis conservador se considerará una producción ajustada a 480,000 kWh/año.

5.3.4.13.2 Inversión inicial detallada

Tabla 5.81
Inversión inicial detallada

Rubro	Costo (USD)
Equipos electro-mecánicos (80 kW)	60,100.00
Transformador monofásico 50 kVA	4,707.59
Obras civiles (canal, bocatoma, casa máquinas)	51,600.00
Red de distribución rural MT y BT (2 km)	115,588.77
Subtotal	231,996.36
IGV (18%)	41,759.34
Total Inversión	273,755.70

Fuente: Grupo técnico GREMH

5.3.4.13.3 Costos de operación y mantenimiento (O&M)

Tabla 5.82
Costos de operación y mantenimiento (O&M)

Componente	Porcentaje del CAPEX	Costo anual (USD)
Microcentral (2%)	2% de 116,407.59	2,328.15
Red de distribución (9%)	9% de 115,588.77	10,403.00
Total O&M anual		12,731.15

Fuente: Adaptado de estructura de costos del MINEM y cotizaciones referenciales Cusco 2024

5.3.4.14 Ingresos anuales

5.3.4.14.1 Precio unitario del kWh

Según OSINERGMIN (BT5B Rural), para consumo residencial ≤ 100 kWh:

- Tarifa promedio usada: 0.0784 USD/kWh

$$Ingreso_{\text{anual}} = 480000 * 0.0784 = 34632.00 \text{ USD} \quad (247)$$

5.3.4.14.2 Beneficio social (valorado)

Estudios peruanos (como NRECA – Seta, y MEF) establecen que el beneficio social anual por hogar electrificado puede incluir:

Tabla 5.83
Beneficio social (valorado)

Tipo de beneficio	Valor anual por hogar (USD)
Iluminación	200.00
Salud/educación	120.00
Productividad (radio, TV, refrigeración, etc.)	100.00
Total por hogar	420.00

Fuente: *Elaboración propia*

Asumiendo 40 hogares electrificados:

$$Ingreso_{social} = 40 * 420 = 16800.00 \text{ USD/año} \quad (248)$$

5.3.4.15 Flujo de caja y evaluación económica

Tabla 5.84
Flujo de caja y evaluación económica

Año	Inversión (USD)	O&M (USD)	Ingreso energía	Beneficio social	Flujo neto
0	273,755.70	0.00	0.00	0.00	-273,755.70
1–20	0.00	12,731.15	37,632.00	16,800.00	+41,700.85

Fuente: *Elaboración propia*

Indicadores a $r = 10\%$ (MEF):

$$VAN = -273755.70 + \sum_{n=1}^{20} \frac{41700.85}{(1 + 0.10)^n} = 57368.40 \text{ USD} \quad (249)$$

$$Relacion \frac{B}{C} = \frac{Valor \text{ Actual } Beneficios}{Valor \text{ Actual } Costos} = \frac{331124.10}{273755.70} = 1.21 \quad (250)$$

5.3.4.16 Análisis de sensibilidad

Tabla 5.85
Análisis de sensibilidad

Tasa de descuento	VAN (USD)	TIR	B/C	Costo kWh mínimo
8%	89,820.30	13.6%	1.33	0.057 USD/kWh
10%	57,368.40	13.6%	1.21	0.065 USD/kWh
12%	29,004.00	13.6%	1.11	0.073 USD/kWh
14%	5,888.00	13.6%	1.02	0.080 USD/kWh
16%	-12,430.00	13.6%	0.93	0.086 USD/kWh

Fuente: *Adaptado de estructura de costos del MINEM y cotizaciones referenciales Cusco 2024*

5.3.4.17 Conclusión

- El sistema micro hidroeléctrico en la Nación Q'ueiros es técnicamente viable, ambientalmente sostenible y socialmente aceptable.
- Económicamente viable bajo tasas de descuento sociales ($\leq 10\%$) y con consideración del beneficio social o subsidio.

- Para garantizar su ejecución, se recomienda buscar financiamiento estatal, cooperación internacional (CAF, FONER), o inclusión en programas del FISE.
- Técnicamente viable y sostenible.
- Económicamente no viable sin subsidio directo ni tarifa adaptada.
- Requiere:
 - o Cooperación internacional o estatal
 - o Inversión complementaria en actividades productivas para mejorar rentabilidad.
 - o Inclusión en fondos de inversión social de electrificación rural (FISE, Invierte.pe)

Capítulo VI

Determinación de la mejor alternativa de Suministro

Eléctrico

6.1 Contexto de la Evaluación

Las tres alternativas analizadas (extensión de red de distribución, sistema solar fotovoltaico autónomo, y sistema micro hidroeléctrico de pasada) resultan técnicamente viables para la electrificación de la Nación Q'ueros. Sin embargo, la selección de la mejor alternativa requiere un análisis integral que priorice la sostenibilidad económica, la viabilidad operativa, el respeto por la cosmovisión andina y las restricciones socioambientales de alta montaña.

6.2 Comparativo de las alternativas de generación utilizadas

Resumen comparativo técnico de alternativas de generación eléctrica, basado en los capítulos anteriores de evaluación hidrológica, técnica, económica y social del proyecto.

Tabla 6.1

Cuadro Resumen Comparativo de Alternativas de Generación Eléctrica – Nación Q'ueros

Alternativa	Fuente Energética	Capacidad Estimada (kW)	Factor de Planta (%)	Continuidad del Servicio	Ventajas Técnicas	Limitaciones
Microcentral Hidroeléctrica de Pasada	Recurso hídrico permanente (Quebrada Intijahuana)	57 kW (estimado)	≈70%	Alta (servicio continuo todo el año)	Alta eficiencia, bajo mantenimiento, larga vida útil, recurso local estable	Necesita estudios topográficos e hidráulicos precisos, inversión inicial media-alta
Sistemas Fotovoltaicos Individuales	Energía solar (paneles por vivienda)	0.3–1.5 kW por unidad	20–25%	Baja (dependencia del clima y sin acumulación suficiente)	Rápida instalación, modular, apropiado para viviendas dispersas	Limitada continuidad del servicio, alto costo por unidad de energía útil, requiere baterías
Extensión de Red Eléctrica (PA-01)	Interconexión al SEIN	Según demanda (estimada 50–60 kW)	Depende del SEIN (≈90%)	Alta (si el SEIN está disponible)	Acceso a energía confiable, mantenimiento por empresa concesionaria	Alta inversión inicial en infraestructura, dificultad geográfica, derechos de paso

Fuente: *Elaboración propia*

6.2.1 Comparación Técnica y Económica Resumida

Tabla 6.

Resumen comparativo técnico y económica de alternativas de generación eléctrica, basado en los capítulos anteriores de evaluación hidrológica, técnica, económica y social del proyecto.

Alternativa	Tasa de descuento	Costo mínimo del kWh (USD)	VAN (USD)	TIR (%)	B/C	Clasificación
Extensión de red	10%	0.0799	1,434.69	10.14%	1.01	Económicamente viable
Sistema fotovoltaico	8%	0.40	856.52	8.16%	1.01	Viable con tarifa social
Micro hidroeléctrico	8%	0.50	2,656.08	8.11%	1.01	Viable con tarifa adaptada

Fuente: *Adaptado de resultados del análisis económico con beneficio social*

6.2.2 Comparación Técnica y Social Detallada

Tabla 6.2

Comparación Técnica y Social Detallada

Criterio	Extensión de red	Sistema fotovoltaico	Micro hidroeléctrico
Fiabilidad del servicio	Alta (interconexión)	Media (dependiente del sol)	Alta (si hay caudal constante)
Mantenimiento	Bajo (empresa concesionaria)	Alto (reposición de baterías)	Medio-alto (requiere operador local)
Aceptación comunitaria	Alta (tecnología conocida)	Alta (ya hay experiencia previa)	Media (requiere más formación)
Afectación ambiental	Media (líneas aéreas)	Baja (impacto mínimo)	Media-alta (intervención en ríos)
Autonomía local	Baja (dependencia de empresa)	Alta (sistemas familiares)	Alta (gestión comunitaria posible)
Adaptabilidad a zonas dispersas	Baja	Alta	Media
Riesgo por condiciones climáticas	Bajo	Medio (nubosidad y lluvia)	Alto (caudal variable estacionalmente)

Fuente: *Adaptado de resultados del análisis económico con beneficio social*

6.2.3 Análisis Multicriterio de Sostenibilidad (ponderación por criterios)

Tabla 6.3

Análisis Multicriterio de Sostenibilidad

Criterio	Peso (%)	Extensión de red	Fotovoltaico	Micro hidro
Viabilidad económica	30	9.0	7.5	6.5
Impacto ambiental	15	6.0	9.0	5.0
Capacidad de gestión local	20	5.0	9.0	8.0
Seguridad energética	15	8.5	6.0	8.5
Satisfacción cultural/comunitaria	20	8.5	9.0	7.0
Puntaje total (sobre 10)	100	7.7	8.1	7.0

6.2.4 Consideraciones Legales y Normativas

- **Extensión de red:** Requiere concesión a través de empresa distribuidora y cumplimiento del Código Nacional de Electricidad (CNE Suministro 2011). Requiere servidumbres, Declaración de Impacto Ambiental (DIA), o incluso EIA-sd si atraviesa zonas frágiles.
- **Sistema fotovoltaico:** En su mayoría clasificados como categoría I o exentos de evaluación ambiental según el Manual del MINEM para instalaciones menores a 500 kW.
- **Micro hidroeléctrico:** Mayor exigencia en evaluación ambiental. Se rige por el D.S. N.º 014-2019-EM, y por la Ley N.º 28749 de Electrificación Rural.

6.2.5 Decisión Final para la Nación Q'ueros

La mejor alternativa de electrificación para las comunidades centrales y concentradas de la Nación Q'ueros (aquellas ubicadas en las cercanías de la ruta Chunchubamba–Q'uevo Totorani) es la extensión de red eléctrica desde la subestación Paucartambo (PA-01), siempre que sea técnicamente viable su conexión en baja y media tensión. Esta opción cumple con criterios de sostenibilidad económica y operativa bajo el modelo convencional y permite integración al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Para comunidades dispersas o con difícil acceso geográfico, como las que se ubican por encima de los 4,000 msnm o en quebradas de difícil acceso, la opción más adecuada es el sistema solar fotovoltaico autónomo domiciliario o en microred, considerando la simplicidad de su instalación, su bajo impacto ambiental, y la creciente experiencia local con paneles fotovoltaicos.

La opción de micro hidroeléctrica, aunque técnica y ambientalmente viable, queda descartada por su alto costo económico actual, salvo que se logre financiamiento internacional, cooperación técnica (CAF, FONER), o incorporación al Programa Nacional de Electrificación Rural (PNER) con tarifa subsidiada.

6.3 Evaluación social

La metodología a emplearse es costo/beneficio.

6.3.1 Beneficios Sociales.

6.3.1.1 Parámetros para estimación de los beneficios.

Para calcular los beneficios sociales incrementales se toman como referencia los datos presentados en el estudio *Estrategia Integral de Electrificación Rural*, elaborado en 1999 por NRECA International, Ltd.–Seta. Este documento reportó tanto los niveles de consumo anual como los beneficios derivados del acceso a iluminación, radio y televisión en comunidades rurales.

Tabla 6.4
Beneficios por consumo de los pobladores rurales

Nombre del parámetro	s/. por Abonado por año
Beneficios por iluminación en Sierra	710.88
Beneficios por Radio y T.V. en Sierra	271.43
Beneficios por Refrigeración en Sierra	0.00

Fuente: *Elaboración propia*

En consecuencia, para cuantificar los beneficios en el análisis de proyectos de electrificación rural se consideran estos valores actualizados.

Adicionalmente, el documento identifica beneficios por “usos adicionales” de la electricidad, equivalentes a US\$ 0.15109 por kWh consumido en exceso, contemplando aplicaciones como el uso de reproductores de DVD, duchas eléctricas y otros equipos.

Un proyecto de electrificación que introduce el servicio eléctrico en áreas sin acceso previo, o con un servicio restringido, genera una serie de impactos entre los cuales destacan:

- El reemplazo de otras fuentes de energía sin modificar el producto final.
- El reemplazo de otras fuentes de energía con una mejora significativa del producto final (por ejemplo, sustituir velas o kerosene por focos eléctricos).
- La incorporación de nuevos usos específicos de la electricidad que antes no estaban disponibles en la comunidad (como el uso de electrodomésticos o herramientas eléctricas).

Estos efectos se traducen en una mejora del bienestar de los usuarios.

En conclusión, los beneficios sociales anuales derivados de los proyectos de electrificación rural no deben suponerse de manera lineal, sino más bien como un proceso escalonado, en el que se identifican cuatro categorías de uso doméstico: iluminación, radio y televisión, refrigeración y otros usos.

6.3.1.1.1 Metodología de NRECA.

Según NRECA (1999), los beneficios económicos representan un referente para valorar, en términos monetarios, la contribución que un proyecto de electrificación aporta al país.

Para esta estimación, se consideran cuatro categorías de demanda: iluminación, información (radio y televisión), refrigeración y otros usos.

En el cuadro siguiente, con base en NRECA y en la información recopilada del proyecto de electrificación que abarca ocho proyectos en el departamento del Cusco – sector 2, se presentan los resultados obtenidos por NRECA a partir de trabajos de campo en áreas rurales del Perú (con datos actualizados).

Tabla 6.5
Beneficios económicos de los pobladores rurales

Región	Iluminación	Radio y T.V.	Refrigeración	Otros usos
Sierra	710.88	271.43	0	200
Selva	458.84	260.12	623.10	Tarifa final
Costa	556.32	401.22	1037.24	Tarifa final

Fuente: GREMH

En términos generales, la disposición a pagar por el servicio eléctrico resulta igual o superior al gasto destinado a fuentes energéticas alternativas.

Para la alternativa de solución planteada en este estudio, se adoptarán los valores estimados por NRECA para comunidades de la sierra.

6.3.1.1.2 Estimación de los beneficios.

La estimación de los beneficios incrementales es:

6.3.1.1.2.1 Estimación de los beneficios.

En el escenario con proyecto, el análisis inicia con la identificación del número de abonados en el área de intervención. Mediante el trabajo de campo se determina el uso que la población dará a la energía, aplicando posteriormente los valores del cuadro anterior a dichos casos.

Este proyecto asume que la comunidad no empleará la electricidad para fines de refrigeración, ya que las encuestas realizadas evidencian que este uso no es valorado ni considerado por los pobladores. En consecuencia, los beneficios contemplados se limitan a iluminación y radio/televisión.

Los beneficios anuales se calculan multiplicando el número proyectado de abonados, obtenido en el análisis de demanda, por el beneficio anual de cada categoría (iluminación, radio y

televisión, refrigeración). Se emplean los valores establecidos en el estudio de NRECA o los datos levantados por la unidad formuladora del proyecto.

Finalmente, se estima que, una vez ejecutado y en operación el proyecto, bajo la gestión de la concesionaria, la comunidad podrá utilizar la electricidad para diversos fines.

Los beneficios sociales correspondientes se presentan en el Formato 7-A (Evaluación Económica).

Tabla 6.6
Beneficios incrementales

BENEFICIOS INCREMENTALES - ALTERNATIVA 1													
A PRECIOS SOCIALES													
	Beneficios Totales												
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
1.- Situación con Proyecto													
Beneficio económico iluminación		267,361	268,698	270,041	271,392	272,749	279,636	281,034	282,439	283,851	285,271	286,697	293,936
Voluntad de pago por radio y televisión		98,888	99,382	99,879	100,379	100,881	103,428	103,945	104,465	104,987	105,512	106,040	108,717
Voluntad de pago por refrigeración		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio económico otros usos		15,329	15,405	15,482	15,560	15,638	16,032	16,113	16,193	16,274	16,356	16,437	16,852
Otros beneficios valorables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sub total beneficios económicos		381,578	383,486	385,403	387,330	389,267	399,096	401,092	403,097	405,113	407,138	409,174	419,506
2.- Situación sin Proyecto													
Beneficio económico sin proyecto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2)													
Beneficios económicos incrementales		381,578	383,486	385,403	387,330	389,267	399,096	401,092	403,097	405,113	407,138	409,174	419,506

Fuente: Elaboración equipo técnico 2020

Variables importantes:	Valor	Fuente de información
Tasa de IGV:	18%	SUNAT
Tipo de cambio (S./US\$):	3.34	
Beneficio anual por iluminación:	150.00 US\$/ abonado	Trabajo de campo.
Beneficio anual por radio y televisión:	55.48 US\$/ abonado	Trabajo de campo.
Beneficio anual por refrigeración:	0.00 US\$/ abonado	Trabajo de campo.
Beneficio anual por otros usos:	8.60 US\$/ abonado	Trabajo de campo.
Indicador		
Total beneficio mensual por abonado: dólares	17.8 US\$/ abonado	
Total beneficio mensual por abonado: soles	59.6 S/. Abonado	
KWh anuales por iluminación:	0.06 KWh/ abonado	Trabajo de campo.
KWh anuales por radio y televisión:	0.04 KWh/ abonado	Trabajo de campo.
KWh anuales por refrigeración:	0.00 KWh/ abonado	Trabajo de campo.
KWh anuales otros usos:	0.01 KWh/ abonado	Trabajo de campo.
Kwh anuales por abonado	0.11 KWh/ abonado	

58.33%
33.33%
0.00%
8.33%
100.00%

Fuente: elaboración equipo técnico formulador GREMH

6.3.2 Costos Sociales.

Dado que los precios de mercado no representan adecuadamente condiciones de eficiencia económica debido a las distorsiones existentes, se ha considerado necesario ajustar los costos del proyecto, transformándolos de precios privados a precios sociales mediante la aplicación de factores de corrección, de la siguiente forma:

$$\text{Costo social} = \text{costo a precios privados} \times \text{factor de corrección.}$$

Para la valoración de los flujos de costo social se utiliza la tasa de descuento social vigente del 8 %. Los criterios empleados en la evaluación social se sustentan en las disposiciones establecidas

por la Ley del Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones, así como en la Guía Perfil del Ministerio de Economía y Finanzas a través de la Dirección General de Programación Multianual del Sector Público, además de los parámetros contemplados en las directivas de dicho marco normativo.

Asimismo, y en concordancia con los lineamientos del sector, se han aplicado los siguientes factores de corrección, conforme a lo dispuesto en la DIRECTIVA N.º 001-2019-EF/63.01, Anexo N.º 11 sobre Parámetros de Evaluación Social, tal como se muestra en el cuadro siguiente:

Tabla 6.7
Factores de Corrección

Factores de Corrección para Precios Sociales (Metodología MEF)		
<i>Gastos en Bienes Nacionales</i>		0.487
<i>Gastos en Combustibles</i>		0.66
<i>Bienes Importados</i>		0.867
<i>Gastos en Mano de Obra Calificada</i>		0.909
<i>Gastos en Mano de Obra No Calificada</i>	Urbano	Rural
<i>Lima Metropolitana</i>	0.86	-
<i>Resto Costa</i>	0.68	0.57
<i>Sierra</i>	0.60	0.41
<i>Selva</i>	0.63	0.49

Fuente: elaboración equipo técnico formulador GREMH

Se presentan a continuación los costos de inversión expresados en precios sociales, obtenidos mediante la aplicación de los factores de corrección convencionales:

Tabla 6.8
Presupuesto de obra - infraestructura eléctrica – a precios sociales

Item	Descripción	Costo Total a Precios de Mercado	Factor de corrección	Costo Total a Precios Sociales
01	<i>Mano de Obra Calificada</i>	758,665.11	0.909	689,626.59
02	<i>Mano de Obra No Calificada</i>	505,776.74	0.410	207,368.46
03	<i>Materiales</i>	2,024,573.01	0.847	1,714,813.34
COSTO DIRECTO		3,289,014.86		2,611,808.39
	<i>Gastos Generales 12.0%</i>	394,681.78	0.909	358,765.74
	<i>Supervisión 3.0%</i>	98,670.45	0.909	89,691.44
	<i>Liquidación 1.3%</i>	41,112.69	0.909	37,371.43
	<i>Expediente técnico 4.0%</i>	139,783.13	0.909	127,062.87
TOTAL, PRESUPUESTO		3,963,262.91		3,224,699.87

Fuente: elaboración equipo técnico formulador GREMH

6.3.2.1 Costos de operación y mantenimiento a precio social.

6.3.2.1.1 Costos de operación y mantenimiento sin proyecto a precio social.

Los Costos de O&M sin proyecto es cero.

6.3.2.1.2 Costos de operación y mantenimiento con proyecto.

Tabla 6.9
Presupuesto 0&m con proyecto

Descripción	Unidad	Cantidad	Fc	Precio unitario	Costo mensual	Costo anual
Operación						8,181.00
<i>Asistente técnico</i>	<i>Hh</i>	<i>50.00</i>	<i>0.9090</i>	<i>9.09</i>	<i>454.50</i>	<i>5,454.00</i>
<i>Ingeniero</i>	<i>Hh</i>	<i>10.00</i>	<i>0.9090</i>	<i>22.73</i>	<i>227.25</i>	<i>2,727.00</i>
Mantenimiento						2,796.75
Bienes						
<i>Material eléctrico</i>	<i>Glb.</i>	<i>1.00</i>	<i>0.8475</i>	<i>84.75</i>	<i>84.75</i>	<i>1,017.00</i>
<i>Trapo industrial</i>	<i>Kg.</i>	<i>1.00</i>	<i>0.8475</i>	<i>21.19</i>	<i>21.19</i>	<i>254.25</i>
<i>Seccionadores</i>	<i>Unid</i>	<i>1.00</i>	<i>0.8475</i>	<i>42.38</i>	<i>42.38</i>	<i>508.50</i>
Otros		<i>1.00</i>				
<i>Implementos de seguridad</i>	<i>Unid</i>	<i>1.00</i>	<i>0.8475</i>	<i>84.75</i>	<i>84.75</i>	<i>1,017.00</i>
Costo total						10,977.75

Fuente: elaboración equipo técnico formulador GREMH

Tabla 6.10
Costos incrementales a precio social

RUBROS	AÑOS(Nuevos Soles)								
	1	2	3	4	8	10	12	16	20
A)Costos O&M Con Proyecto	10,977.75	10,977.75	10,977.75	10,977.75	10,977.75	10,977.75	10,977.75	10,977.75	10,977.75
<i>Costos de Operación</i>	8,181.00	8,181.00	8,181.00	8,181.00	8,181.00	8,181.00	8,181.00	8,181.00	8,181.00
<i>Costos de Mantenimiento</i>	2,796.75	2,796.75	2,796.75	2,796.75	2,796.75	2,796.75	2,796.75	2,796.75	2,796.75
B)Costos O&M Sin Proyecto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Costos de Operación</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Costos de Mantenimiento</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
C)Costos Incr (A-B)	10,977.75	10,977.75	10,977.75	10,977.75	10,977.75	10,977.75	10,977.75	10,977.75	10,977.75

Fuente: elaboración equipo técnico formulador GREMH

6.3.2.2 Criterios de decisión.

El Valor Actual Neto Social (VANS) de cada alternativa de proyecto se obtiene como la diferencia entre el valor presente de los beneficios sociales netos (VANB) y el valor presente de los costos sociales netos (VANC).

$$VANS = VANB - VANC \quad (251)$$

Este indicador refleja la rentabilidad social de cada alternativa de proyecto. A partir de los flujos previamente estimados, se procede a calcular el Valor Actual de los Costos Sociales Netos para cada caso, considerando una tasa de descuento del 8 %:

6.3.2.3 Resultados de la evaluación social

6.3.2.3.1 Metodología Costo Beneficio

Con el propósito de evaluar este componente, se aplicó la metodología de análisis costo–beneficio, dado que permite expresar en términos monetarios los beneficios asociados a este servicio, de manera independiente al suministro de energía eléctrica.

Tabla 6.11
Indicadores de rentabilidad

CALCULO DE INDICADORES DE RENTABILIDAD DEL SISTEMA DE ELECTRIFICACION PARA CADA ALTERNATIVA									
METODOLOGIA COSTO /BENEFICIO									
(A precios sociales)									
	Beneficios Netos Totales								
	Año 0	Año 1	Año 3	Año 4	Año 8	Año 10	Año 12	Año 16	Año 20
1.- Beneficios Incrementales - Sociales									
ALTERNATIVA 1	0	381,578	385,403	387,330	395,135	399,096	403,097	411,220	419,506
ALTERNATIVA 2									
ALTERNATIVA 3									
2.- Costos Incrementales - Sociales									
ALTERNATIVA 1	3,224,699.87	10,978	10,978	10,978	10,978	10,978	10,978	10,978	10,978
ALTERNATIVA 2									
ALTERNATIVA 3									
3.- Beneficios Netos Totales - Sociales									
ALTERNATIVA 1	-3,224,700	370,600	374,425	376,352	384,157	388,119	392,119	400,242	408,528
ALTERNATIVA 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ALTERNATIVA 3									

ALTERNATIVAS	VANS (8%)	TIRS	B/C
ALTERNATIVA 1	549,166.02	10.17%	1.16
ALTERNATIVA 2			
ALTERNATIVA 3		0	

Fuente: elaboración equipo técnico formulador GREMH

Como se aprecia el costo de invertir en la alternativa 01 única, el VAN es de S/ 549,166.02 y un TIR de 10.17% con u C/B de 1.16, lo cual muestra que el proyecto es rentable por encima de 8% de tasa social de descuento.

6.3.2.4 Análisis de incertidumbre

6.3.2.4.1 Sensibilidad del proyecto

En el marco del presente proyecto, se han identificado como principales variables generadoras de incertidumbre las siguientes:

- El costo de la inversión
- El costo de O&M
- Beneficios

Tabla 6.12
Sensibilidad del proyecto con variación de la inversión

Análisis de Sensibilidad Sistema de Electrificación (Redes Primarias y Redes Secundarias)- Variación % de la Inversión - ALTERNATIVA 01												
	50.00%	40.00%	43.04%	40.00%	30.00%	20.00%	10.00%	0.00%	-10.00%	-15.00%	-20.00%	-30.00%
Años	VARIACION % DE LA INVERSION											
	1.50	1.40	1.43	1.40	1.30	1.20	1.10	1.00	0.90	0.85	0.80	0.70
0	-4,837,050	-4,514,580	-4,612,501	-4,514,580	-4,192,110	-3,869,640	-3,547,170	-3,224,700	-2,902,230	-2,740,995	-2,579,760	-2,257,290
1	370,600	370,600	370,600	370,600	370,600	370,600	370,600	370,600	370,600	370,600	370,600	370,600
2	372,508	372,508	372,508	372,508	372,508	372,508	372,508	372,508	372,508	372,508	372,508	372,508
3	374,425	374,425	374,425	374,425	374,425	374,425	374,425	374,425	374,425	374,425	374,425	374,425
4	376,352	376,352	376,352	376,352	376,352	376,352	376,352	376,352	376,352	376,352	376,352	376,352
5	378,289	378,289	378,289	378,289	378,289	378,289	378,289	378,289	378,289	378,289	378,289	378,289
6	380,235	380,235	380,235	380,235	380,235	380,235	380,235	380,235	380,235	380,235	380,235	380,235
7	382,191	382,191	382,191	382,191	382,191	382,191	382,191	382,191	382,191	382,191	382,191	382,191
8	384,157	384,157	384,157	384,157	384,157	384,157	384,157	384,157	384,157	384,157	384,157	384,157
9	386,133	386,133	386,133	386,133	386,133	386,133	386,133	386,133	386,133	386,133	386,133	386,133
10	388,119	388,119	388,119	388,119	388,119	388,119	388,119	388,119	388,119	388,119	388,119	388,119
11	390,114	390,114	390,114	390,114	390,114	390,114	390,114	390,114	390,114	390,114	390,114	390,114
12	392,119	392,119	392,119	392,119	392,119	392,119	392,119	392,119	392,119	392,119	392,119	392,119
13	394,135	394,135	394,135	394,135	394,135	394,135	394,135	394,135	394,135	394,135	394,135	394,135
14	396,161	396,161	396,161	396,161	396,161	396,161	396,161	396,161	396,161	396,161	396,161	396,161
15	398,196	398,196	398,196	398,196	398,196	398,196	398,196	398,196	398,196	398,196	398,196	398,196
16	400,242	400,242	400,242	400,242	400,242	400,242	400,242	400,242	400,242	400,242	400,242	400,242
17	402,298	402,298	402,298	402,298	402,298	402,298	402,298	402,298	402,298	402,298	402,298	402,298
18	404,365	404,365	404,365	404,365	404,365	404,365	404,365	404,365	404,365	404,365	404,365	404,365
19	406,441	406,441	406,441	406,441	406,441	406,441	406,441	406,441	406,441	406,441	406,441	406,441
20	408,528	408,528	408,528	408,528	408,528	408,528	408,528	408,528	408,528	408,528	408,528	408,528
VANS	-1,063,184	-740,714	-838,635.16	-740,713.93	-418,243.94	-95,774	226,696	549,166.02	871,636.01	1,032,871.00	1,194,105.99	1,516,575.98
TIRS	4.94%	5.75%	5.49%	5.75%	6.65%	7.67%	8.83%	10.17%	11.75%	12.65%	13.65%	16.00%
	No Rent	No Rent	No Rent	No Rent	No Rent	No Rent	Rentable	No Rent	Rentable	Rentable	Rentable	Rentable

Fuente: elaboración equipo técnico formulador GREMH

Tabla 6.13
Sensibilidad del proyecto con variación del costo de O&M

Análisis de Sensibilidad Sistema de Electrificación (Redes Primarias y Redes Secundarias) - Variación % de los Costos de Operación y Mantenimiento - ALTERNATIVA 01												
	50.00%	45.00%	40.00%	35.00%	30.00%	20.00%	10.00%	0.00%	-10.00%	-20.00%	-15.00%	-20.00%
Años	VARIACION % DE LOS COSTOS DE O&M											
	1.50	1.45	1.40	1.35	1.30	1.20	1.10	1.00	0.90	0.80	0.85	0.80
0	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700
1	365,111	365,660	366,209	366,758	367,307	368,405	369,502	370,600	371,698	372,796	372,247	372,796
2	367,019	367,568	368,117	368,666	369,215	370,312	371,410	372,508	373,606	374,704	374,155	374,704
3	368,937	369,485	370,034	370,583	371,132	372,230	373,328	374,425	375,523	376,621	376,072	376,621
4	370,864	371,412	371,961	372,510	373,059	374,157	375,255	376,352	377,450	378,548	377,999	378,548
5	372,800	373,349	373,898	374,447	374,996	376,094	377,191	378,289	379,387	380,485	379,936	380,485
6	374,747	375,295	375,844	376,393	376,942	378,040	379,138	380,235	381,333	382,431	381,882	382,431
7	376,703	377,251	377,800	378,349	378,898	379,996	381,094	382,191	383,289	384,387	383,838	384,387
8	378,668	379,217	379,766	380,315	380,864	381,962	383,060	384,157	385,255	386,353	385,804	386,353
9	380,644	381,193	381,742	382,291	382,840	383,937	385,035	386,133	387,231	388,329	387,780	388,329
10	382,630	383,179	383,727	384,276	384,825	385,923	387,021	388,119	389,216	390,314	389,765	390,314
11	384,625	385,174	385,723	386,272	386,821	387,918	389,016	390,114	391,212	392,310	391,761	392,310
12	386,631	387,180	387,728	388,277	388,826	389,924	391,022	392,119	393,217	394,315	393,766	394,315
13	388,646	389,195	389,744	390,293	390,842	391,939	393,037	394,135	395,233	396,331	395,782	396,331
14	390,672	391,221	391,769	392,318	392,867	393,965	395,063	396,161	397,258	398,356	397,807	398,356
15	392,707	393,256	393,805	394,354	394,903	396,001	397,098	398,196	399,294	400,392	399,843	400,392
16	394,753	395,302	395,851	396,400	396,949	398,047	399,144	400,242	401,340	402,438	401,889	402,438
17	396,809	397,358	397,907	398,456	399,005	400,103	401,200	402,298	403,396	404,494	403,945	404,494
18	398,876	399,425	399,973	400,522	401,071	402,169	403,267	404,365	405,462	406,560	406,011	406,560
19	400,952	401,501	402,050	402,599	403,148	404,246	405,344	406,441	407,539	408,637	408,088	408,637
20	403,040	403,588	404,137	404,686	405,235	406,333	407,431	408,528	409,626	410,724	410,175	410,724
VANS	495,275.44	500,664.49	506,053.55	511,442.61	516,831.67	527,609.79	538,387.90	549,166.02	559,944.14	570,722.25	565,333.20	570,722
TIRS	9.96%	9.99%	10.01%	10.03%	10.05%	10.09%	10.13%	10.17%	10.21%	10.26%	10.23%	10.26%
	Rentable	Rentable	Rentable	Rentable	Rentable	Rentable	Rentable	Rentable	Rentable	Rentable	Rentable	Rentable

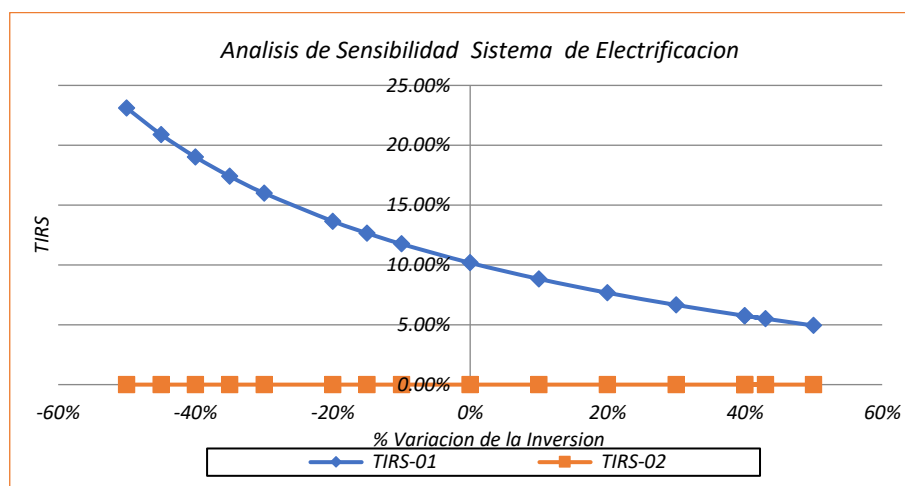
Fuente: elaboración equipo técnico formulador GREMH

Tabla 6.14
Sensibilidad del proyecto con variación de beneficios

Análisis de Sensibilidad Sistema de Electrificación (Redes Primarias y Redes Secundarias) - Variación % de los Beneficios - ALTERNATIVA 01												
	50.00%	40.00%	30.00%	25.00%	20.00%	15.00%	10.00%	0.00%	-10.00%	-20.00%	-24.00%	-25.28%
Años	VARIACION % DE LOS BENEFICIOS											
	1.50	1.40	1.30	1.25	1.20	1.15	1.10	1.00	0.90	0.80	0.76	0.75
0	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700	-3,224,700
1	561,389	523,231	485,073	465,995	446,916	427,837	408,758	370,600	332,442	294,285	279,021	274,156
2	564,251	525,902	487,554	468,379	449,205	430,031	410,857	372,508	334,159	295,811	280,471	275,582
3	567,127	528,587	490,046	470,776	451,506	432,236	412,966	374,425	335,885	297,345	281,929	277,015
4	570,018	531,284	492,551	473,185	453,818	434,452	415,085	376,352	337,619	298,886	283,393	278,455
5	572,922	533,996	495,069	475,606	456,142	436,679	417,216	378,289	339,362	300,436	284,865	279,902
6	575,842	536,721	497,599	478,039	458,478	438,917	419,357	380,235	341,114	301,993	286,344	281,356
7	578,776	539,459	500,142	480,484	460,825	441,167	421,508	382,191	342,875	303,558	287,831	282,818
8	581,725	542,211	502,698	482,941	463,184	443,428	423,671	384,157	344,644	305,130	289,325	284,287
9	584,688	544,977	505,266	485,411	465,555	445,700	425,844	386,133	346,422	306,711	290,826	285,763
10	587,667	547,757	507,847	487,893	467,938	447,983	428,028	388,119	348,209	308,299	292,335	287,247
11	590,660	550,551	510,442	490,387	470,332	450,278	430,223	390,114	350,005	309,896	293,852	288,738
12	593,668	553,358	513,049	492,894	472,739	452,584	432,429	392,119	351,810	311,500	295,376	290,237
13	596,691	556,180	515,669	495,413	475,158	454,902	434,646	394,135	353,624	313,112	296,908	291,743
14	599,730	559,016	518,302	497,945	477,588	457,231	436,874	396,161	355,447	314,733	298,447	293,256
15	602,783	561,866	520,948	500,490	480,031	459,572	439,114	398,196	357,279	316,361	299,994	294,778
16	605,852	564,730	523,608	503,047	482,486	461,925	441,364	400,242	359,120	317,998	301,549	296,306
17	608,936	567,609	526,281	505,617	484,953	464,290	443,626	402,298	360,971	319,643	303,112	297,843
18	612,036	570,502	528,967	508,200	487,433	466,666	445,899	404,365	362,830	321,296	304,682	299,387
19	615,151	573,409	531,667	510,796	489,925	469,054	448,183	406,441	364,699	322,957	306,261	300,939
20	618,281	576,331	534,380	513,405	492,430	471,454	450,479	408,528	366,578	324,627	307,847	302,498
VANS	1,391,948	1,078,343	764,739	607,937	451,134	294,332	137,530	-176,075	-489,679	-803,284	-928,725	-968,710
TIRS	17.10%	15.78%	14.43%	13.74%	13.05%	12.35%	11.64%	10.17%	8.65%	7.06%	6.39%	6.18%
	Rentable	Rentable	Rentable	Rentable	Rentable	Rentable	Rentable	No Rent	Rentable	No Rent	No Rent	No Rent

Fuente: elaboración equipo técnico formulador GREMH

Figura 6.1 Sensibilidad del proyecto



Fuente: elaboración equipo técnico formulador GREMH

6.3.3 Evaluación privada (a precios de mercado).

En la alternativa propuesta, los ingresos del proyecto provienen únicamente de la venta de energía. En la situación “sin proyecto”, dichos ingresos no existen, por lo que se consideran nulos.

Es importante señalar que los beneficios actuales se estimaron tomando como referencia a los usuarios que ya disponen de servicio eléctrico dentro del área de influencia del proyecto.

Tabla 6.15
Evaluación privada (a precios de mercado)

BENEFICIOS INCREMENTALES - ALTERNATIVA 1																					
A PRECIOS PRIVADOS																					
	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Situación con Proyecto																					
Venta de energía domésticos		65,980	66,310	66,642	66,975	67,310	67,647	67,985	68,325	68,666	69,010	69,355	69,701	70,050	70,400	70,752	71,106	71,462	71,819	72,178	72,539
Venta de energía Uso General		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Venta de energía comerc/peq. Industrial		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Venta de energía cargos especiales		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Venta de energía alumbrado público		3,473	3,490	3,507	3,525	3,543	3,560	3,578	3,596	3,614	3,632	3,650	3,668	3,687	3,705	3,724	3,742	3,761	3,780	3,799	3,818
Subtotal ventas de energía		69,453	69,800	70,149	70,500	70,853	71,207	71,563	71,921	72,280	72,642	73,005	73,370	73,737	74,106	74,476	74,848	75,223	75,599	75,977	76,357
2.- Situación sin Proyecto																					
Beneficios sin proyecto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2)																					
Total ventas de energía		69,453	69,800	70,149	70,500	70,853	71,207	71,563	71,921	72,280	72,642	73,005	73,370	73,737	74,106	74,476	74,848	75,223	75,599	75,977	76,357

Fuente: Elaboración equipo técnico 2020

Variables importantes:	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Tarifa de venta de energía (US\$/KWh)	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
2. Tipo de cambio (\$./US\$)	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52
3. Tarifa de venta de energía (\$./KWh)	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
4. Período de depreciación (años)	20																				
5. Tasa de impuesto a la renta	18%																				

Fuente: Elaboración equipo técnico 2020

Estado de pérdidas y ganancias:	PERIODO																			
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1. Total ventas de energía	69,453	69,800	70,149	70,500	70,853	71,207	71,563	71,921	72,280	72,642	73,005	73,370	73,737	74,106	74,476	74,848	75,223	75,599	75,977	76,357
3. Costos de Operación	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
3. Costos de Mantenimiento	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300
4. Depreciación	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915	-194,915
5. Utilidad antes de impuestos	-113,162	-112,815	-112,466	-112,115	-111,762	-111,408	-111,052	-110,694	-110,335	-109,973	-109,610	-109,245	-108,878	-108,509	-108,139	-107,767	-107,392	-107,016	-106,638	-106,258
6. Impuesto a la renta (solamente cuando hay incremento de utilidades)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración equipo técnico 2020

Indicador: Pago estimado mensual por cliente (no incluye IGV)																				
En soles		10.85	10.85	10.85	10.85	10.85	10.85	10.85	10.85	10.85	10.85	10.85	10.85	10.85	10.85	10.85	10.85	10.85	10.85	10.85
En dólares		3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08

	SOLES	DÓLAR
Tarifa	0.32	0.09
T.C	3.52	

Fuente: elaboración equipo técnico formulador GREMH

6.3.4 Análisis de sostenibilidad del PIP

6.3.4.1 Financiamiento de los costos de operación y mantenimiento.

La fase de operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica estará bajo la responsabilidad de ELECTRO SUR ESTE S.A.A., entidad encargada de la gestión de las redes en todo el departamento del Cusco.

6.3.4.2 Arreglos institucionales previstos para la operación.

Con el propósito de asegurar el funcionamiento y operación del proyecto a lo largo de su vida útil, se contemplan los siguientes compromisos:

- **Institucional:** La Municipalidad Provincial de Paucartambo garantiza su participación en la ejecución de la obra, mientras que la empresa Electro Sur Este S.A. asumirá en la etapa operativa la administración y el mantenimiento de la infraestructura.
- **Económico:** El financiamiento provendrá íntegramente de los recursos del canon y sobre canon gasífero y energético, cubriendo la totalidad de la inversión durante la fase de ejecución.

- **Técnico:** Se contará con la experiencia del personal profesional y técnico, así como con la disponibilidad de equipos y maquinaria a través de las instituciones participantes.
- **Social:** La población se compromete a brindar apoyo indirecto durante la ejecución del proyecto.

Asimismo, se dispone del aporte y disponibilidad de recursos locales, compromisos que han sido formalizados en actas suscritas por las comunidades beneficiarias.

La sostenibilidad del proyecto se encuentra respaldada por el documento de Opinión Favorable emitido por la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A.

6.3.4.3 Capacidad de gestión de la organización en las etapas de inversión y operación.

- **Etapas de ejecución:** En esta fase se dispone de la experiencia acumulada en la realización de proyectos de similar naturaleza, contando además con recursos humanos suficientes y debidamente calificados, así como con los recursos financieros, equipamiento y soporte logístico necesarios.
- **Etapas de Funcionamiento:** Durante esta fase, la operación y el mantenimiento del proyecto estarán a cargo de la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A., que asume la responsabilidad de su gestión administrativa y técnica.

6.3.4.4 Análisis de la capacidad de pago de población.

El ingreso mensual promedio de las comunidades beneficiadas es de 250.00 nuevos soles, del cual pueden realizar su pago necesario por consumo.

6.3.4.5 Participación de los beneficiarios.

La participación de los beneficiarios será en cada etapa o fase del proyecto:

- **Fase de pre-inversión:** Identificación del problema.
- **Fase de inversión:** Aporte en mano de obra no calificada, traslado de materiales.
- **Fase de operación:** Pago del consumo de energía.

6.3.4.6 Probables conflictos durante la operación y mantenimiento.

No se registran conflictos; por el contrario, la población manifiesta su interés en la instalación del sistema eléctrico y su disposición a colaborar en el proceso.

6.3.4.6.1 Descripción de la capacidad institucional en la sostenibilidad del proyecto.

Siguiendo el esquema vigente de electrificación rural, la infraestructura proyectada se transferirá a Electro Sur Este S.A.A. en calidad de Aporte de Capital, dado que es la entidad encargada de la gestión integral del servicio, que incluye operación, mantenimiento y comercialización. Electro Sur Este S.A.A. ya administra varios Pequeños Sistemas Eléctricos en la región Cusco, lo que garantiza capacidad técnica, administrativa y de soporte logístico.

6.3.5 *Financiamiento de la inversión del proyecto.*

6.3.5.1 *Requerimientos institucionales y normativos en la fase de Ejecución y fase de Funcionamiento.*

En cumplimiento de la Ley General de Electrificación Rural, los suministros, así como las actividades de montaje y puesta en operación de la infraestructura proyectada, deberán ajustarse a las disposiciones establecidas en las normas específicas de la DGE/MEM para los Sistemas Eléctricos Rurales.

6.3.5.1.1 *Normas de Líneas y Redes Primarias.*

- RD 026-2003-EM/DGE: ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS DE LINEAS Y REDES PRIMARIAS.
- RD 016-2003-EM/DGE: ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MONTAJE PARA LINEAS Y REDES PRIMARIAS.
- RD 024-2003-EM/DGE: ESPECIFICACIONES TECNICAS DE SOPORTES NORMALIZADOS PARA LINEAS Y REDES PRIMARIAS.

6.3.5.1.2 *Normas de Redes Secundarias.*

- RD 025-2003-EM/DGE: ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS DE REDES SECUNDARIAS.
- RD 020-2003-EM/DGE: ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MONTAJE PARA REDES SECUNDARIAS.
- RD 023-2003-EM/DGE: ESPECIFICACIONES TECNICAS DE SOPORTES NORMALIZADOS PARA REDES SECUNDARIAS.

6.3.5.1.3 *Bases de cálculo.*

El diseño de las Redes Primarias, Subestaciones de Distribución y Redes Secundarias se ha realizado conforme a los lineamientos del Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, el Decreto Ley N.º 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas” y su Reglamento, además de las normas emitidas por el Ministerio de Energía y Minas, las disposiciones del INDECOPI y recomendaciones internacionales.

Se adoptaron los siguientes criterios: la caída máxima de tensión en las Redes Primarias, desde la salida del sistema alimentador hasta el primario de la Subestación de Distribución, no podrá superar ± 6 %. Asimismo, la pérdida de potencia no debe ser mayor al 3 %. Para las Redes Secundarias, desde los terminales de la subestación proyectada hasta los puntos más alejados de los circuitos, la caída máxima de tensión permitida es de ± 7.5 % y la pérdida de potencia no excederá el 3 %.

6.3.5.2 Fase de ejecución

6.3.5.2.1 Unidad ejecutora

La Municipalidad Provincial de Paucartambo, en el marco de las atribuciones conferidas por la Ley N.º 27972, Ley Orgánica de Municipalidades, será responsable de la ejecución del proyecto mediante sus áreas técnicas: la Subgerencia de Infraestructura, a cargo de los componentes constructivos, y la Subgerencia de Desarrollo Social y Servicios Municipales, encargada de los componentes sociales. La obra se desarrollará bajo la modalidad de administración indirecta, contando la municipalidad con la capacidad técnica, de dirección y logística, respaldada por su experiencia en proyectos ejecutados bajo esta modalidad.

6.3.5.2.2 Áreas técnicas.

Las unidades técnicas de la Municipalidad Provincial de Paucartambo (UEI) responsables de dirigir, coordinar y desarrollar los aspectos técnicos de cada componente del proyecto son las siguientes:

Subgerencia de Infraestructura, mediante el Departamento de Ejecución de Obras, que dispone de la capacidad técnica y administrativa, así como de experiencia en la implementación de proyectos vinculados a la función educación.

6.3.5.2.3 Modalidad de ejecución de proyecto.

La modalidad de ejecución del proyecto será por administración directa

6.3.5.2.4 Entidad u órgano que estará a cargo de la operación y mantenimiento.

La entidad responsable de la operación y mantenimiento será la concesionaria, contando con la colaboración de los usuarios, quienes permitirán el acceso del personal técnico cada vez que se requieran intervenciones de mantenimiento preventivo o correctivo en las líneas y redes, tanto primarias como secundarias. Dichas funciones estarán bajo la administración de Electro Sur Este

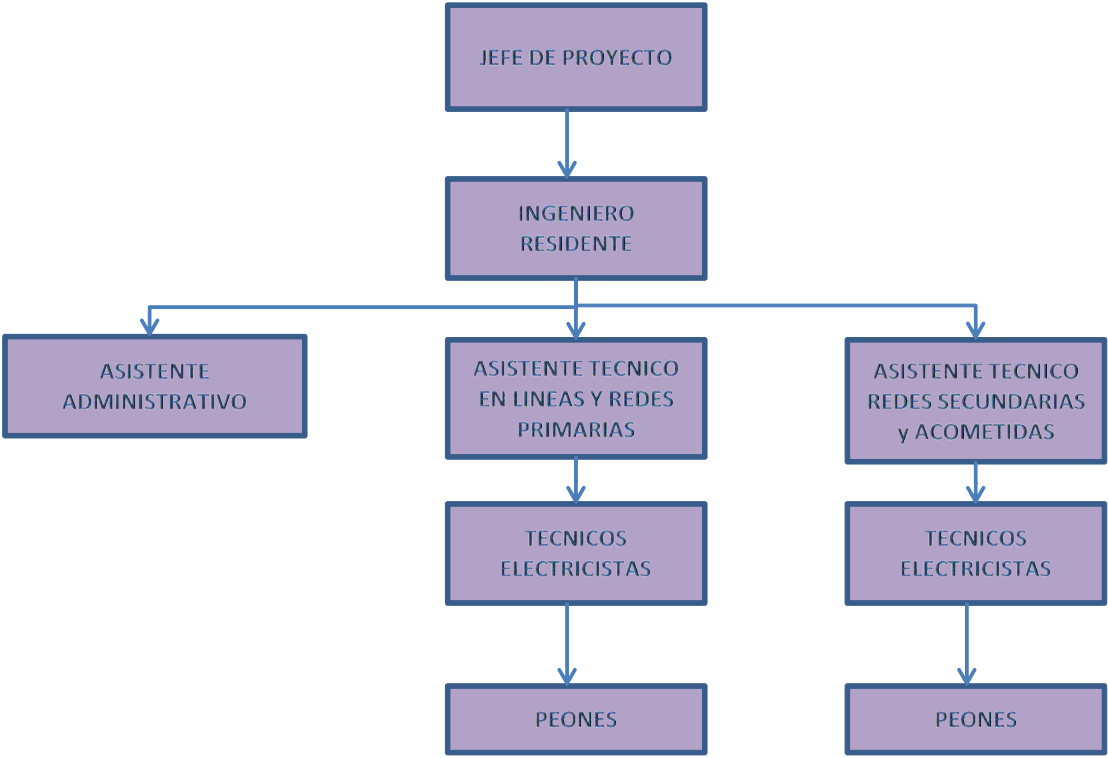
S.A.A., empresa concesionaria encargada de suministrar energía a los usuarios y de asumir los costos asociados a la operación y mantenimiento del sistema.

6.3.5.2.5 Fuente de financiamiento.

La Municipalidad Provincial de Paucartambo será responsable de ejecutar y/o gestionar el financiamiento del proyecto, utilizando para ello recursos propios provenientes del canon, sobrecanon y regalías, o recurriendo a donaciones y transferencias de otros pliegos presupuestales.

Asimismo, se contempla que el financiamiento principal para la ejecución del proyecto provenga del Gobierno Regional del Cusco.

Figura 6.2 Organización y gestión



Fuente: elaboración equipo técnico formulador GREMH

Tabla 6.16
Matriz de marco lógico

	RESUMEN DE OBJETIVOS	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACION	SUPUESTOS
FIN	Mayor calidad de vida de los habitantes las comunidades de Marcachia, Quero Totorani, Hatun Quero, Quico Grande y Japu del distrito de Paucartambo	Incremento del índice del desarrollo humano global de las comunidades: + En 2%, en 5 años. + Disminución de pobreza en: + En 1%, en 3 años. + Incremento del consumo disponible en un 3% del consumo actual.	+ Estadísticas del INEI. + Estadísticas de otras instituciones.	+ Seguimiento al proceso de electrificación para que se cumplan los objetivos trazados.
PROPOSITO	Adecuado acceso de la población al servicio de energía eléctrica en las comunidades de Marcachia, Quero Totorani, Hatun Quero, Quico y Japu del distrito de Paucartambo	Incremento en tiempo de estudio de 3 horas adicionales. Aumento de 531 nuevas conexiones que se conectan al sistema de distribución al finalizar el proyecto.	Estadísticas de usuarios de la empresa de electricidad local.	Existe un marco regulatorio que establezca una tarifa al alcance de la población.
COMPONENTES	Adecuada infraestructura para generar y el uso de energía eléctrica. Conocimientos del uso doméstico y aprovechamiento de fuentes eficientes de generación de energía eléctrica	aumento del número de usuarios de electricidad: El segundo año : 533 Incremento de demanda satisfecha: El segundo año : 19,450.00 de Kwh-mes	Registros de consumo de energía de la empresa eléctrica local. Cronograma de ejecución. Seguimiento con cuaderno de obra.	Condiciones climáticas favorables. Crecimiento vegetativo dentro de los indicadores previstos.
ACCIONES	Instalación de media tensión con red primaria y subestaciones de distribución. Instalación de red secundaria con servicio particular y acometidas domiciliarias. Instalación de red de alumbrado público. Capacitación a los usuarios en temas de uso adecuado de energía eléctrica. Capacitación en el uso productivo de la energía, educación en uso eficiente y medidas de seguridad.	Componente 1: ejecución de infraestructura S/. 3,249,014.86 Componente 2: capacitación a los usuarios S/. 20,000.00 COSTO DIRECTO 3,269,014.86 Gastos Generales 12.0% 394,681.78 Supervisión 3.0% 98,670.45 Liquidación 1.3% 41,112.69 Expediente técnico 3.0% 139,783.13 TOTAL PRESUPUESTO 3,943,262.91	Registro contable (pecosas, facturas, boletas de compra de materiales) de la entidad ejecutora del proyecto. Registro de informes de Supervisión. Cumplimiento de la programación de actividades mediante el cronograma de ejecución. + Registro de informes del ingeniero residente. + Seguimiento con cuaderno de obra.	Los usuarios asumen el costo de operación y mantenimiento. Los precios unitarios de los materiales se mantienen constantes. Los usuarios están dispuestos a colaborar y pagar las tarifas de energía. Los usuarios cuentan con recursos económicos disponibles.

Fuente: elaboración equipo técnico formulador GREMH

Conclusiones

I. Se evaluaron tres alternativas de electrificación:

- Extensión de red de distribución (on-grid)
- Sistema solar fotovoltaico autónomo
- Sistema micro hidroeléctrico aislado

La evaluación consideró criterios técnicos (potencial energético, disponibilidad de recursos), económicos (VAN, TIR, B/C, tarifa por kWh), y socioculturales (aceptabilidad, usos tradicionales, impacto ambiental).

Resultado final: La mejor alternativa identificada fue la extensión de la red de distribución, por ser económicamente viable, técnica y socialmente sostenible, con un costo de energía alineado al Pliego Tarifario Nacional (US\$ 0.0799/kWh), un VAN de USD +1,434.69, TIR de 10.14%, y un B/C de 1.01 con una tasa de descuento del 10%.

II. Se identificó que, pese a contar con recursos energéticos renovables abundantes (radiación solar media anual de 5.7 kWh/m²/día y fuentes hídricas como el río Riticcasa), la Nación Q'ueros presenta un alto grado de pobreza energética, reflejado en:

- Cobertura eléctrica estimada < 15%.
- Uso de velas o linternas como fuente de iluminación nocturna.
- Uso de fogones a leña y sin acceso a refrigeración.
- Limitaciones para actividades nocturnas educativas o productivas.

Impacto: La carencia de acceso a electricidad afecta la salud (contaminación del aire por humo), la educación (limitada continuidad de estudios), y la productividad local (sin energía para conservación de productos o herramientas eléctricas).

III. Se analizaron tres alternativas técnicamente viables, considerando los principios de la cosmovisión andina, el respeto por el paisaje y la participación comunitaria:

Alternativa	Culturalmente apropiada	Ambientalmente sostenible	Viabilidad económica
Extensión de red eléctrica	☑ Alta (no invasiva)	☑ Alta (infraestructura existente)	☑
Solar fotovoltaico autónomo	☑ Muy alta (tecnología individual)	☑ Alta (cero emisiones)	✗ Alta tarifa por kWh
Microhidroeléctrico aislado	⚠ Parcial (impacto fluvial)	⚠ Media (alteración de cauces)	✗ Alta inversión

Se concluye que la extensión de red es compatible con la identidad cultural Q'ueero, minimiza impacto ambiental y se integra fácilmente en la estructura organizativa comunal. Las otras dos alternativas requieren subsidios o tarifas elevadas para ser sostenibles.

IV. Se desarrolló el diseño detallado de la alternativa seleccionada: Extensión de red de media tensión desde la subestación Kallacancha. El estudio incluye:

- Diseño técnico de red de distribución:
 - o Media tensión: 15.3 km
 - o Baja tensión: 14.8 km
 - o Transformador monofásico 75 kVA, 22.8 kV/220-240V
 - o Consumo promedio: 200 W por familia
- Capacidad para cubrir la demanda futura proyectada a 20 años:
 - o Usuarios iniciales: 20
 - o Usuarios futuros: 40
 - o Demanda estimada 50 kVA a 2044
- Costo total del proyecto: USD 259,835.92
- Costo de operación anual: USD 12,731.14

Resultado: Se garantizó sostenibilidad técnica y escalabilidad futura con un sistema conectado a la red nacional, manteniendo compatibilidad con normas peruanas (Normas Técnicas de Calidad del Servicio Eléctrico – D.S. N.º 020-97-EM).

Recomendaciones

I. Implementar la extensión de red eléctrica como alternativa prioritaria

- Basado en el análisis técnico-económico, se recomienda gestionar ante Electro Sur Este y el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) la ejecución prioritaria del proyecto de extensión de red, al ser la alternativa más viable económica y socialmente, con un costo tarifario alineado al Pliego Nacional (US\$ 0.0799/kWh).
- Se sugiere buscar financiamiento público (FONER o Proyectos FISE) y apoyo de organismos de cooperación internacional, dada la alta inversión inicial requerida (USD 259,835.92).

II. Establecer subsidios cruzados o tarifas sociales diferenciadas

- Para asegurar equidad en el acceso a energía en comunidades de extrema pobreza como Nación Q'ueros, se recomienda al OSINERGMIN y al MINEM:
 - Evaluar la creación de tarifas sociales especiales para zonas rurales indígenas de difícil acceso.
 - Subvencionar la inversión inicial mediante fondos como el FONAFE, FISE, o programas de Compensación Social del Canon.
 - Aplicar mecanismos similares al esquema de “Tarifa Eléctrica Rural” de otros países andinos, que reconozcan el sobre costo de electrificar zonas remotas.

III. Promover la participación comunitaria en la gestión y mantenimiento

- Se recomienda fortalecer la organización comunal de Nación Q'ueros a través de:
 - Capacitación a líderes comunales y técnicos locales para el mantenimiento básico del sistema eléctrico.
 - Establecer un modelo de comité de electrificación comunitario, como parte del modelo de gestión del servicio.
 - Fomentar el uso productivo de la electricidad para actividades como artesanía textil, refrigeración de alimentos y valor agregado a la agricultura.

IV. Promover la participación comunitaria en la gestión y mantenimiento

- Se recomienda fortalecer la organización comunal de Nación Q'ueros a través de:

- o Capacitación a líderes comunales y técnicos locales para el mantenimiento básico del sistema eléctrico.
- o Establecer un modelo de comité de electrificación comunitario, como parte del modelo de gestión del servicio.
- o Fomentar el uso productivo de la electricidad para actividades como artesanía textil, refrigeración de alimentos y valor agregado a la agricultura.

V. Promover la participación comunitaria en la gestión y mantenimiento

- Se recomienda fortalecer la organización comunal de Nación Q'ueros a través de:
 - o Capacitación a líderes comunales y técnicos locales para el mantenimiento básico del sistema eléctrico.
 - o Establecer un modelo de comité de electrificación comunitario, como parte del modelo de gestión del servicio.
 - o Fomentar el uso productivo de la electricidad para actividades como artesanía textil, refrigeración de alimentos y valor agregado a la agricultura.

VI. Promover la participación comunitaria en la gestión y mantenimiento

- Se recomienda fortalecer la organización comunal de Nación Q'ueros a través de:
 - o Capacitación a líderes comunales y técnicos locales para el mantenimiento básico del sistema eléctrico.
 - o Establecer un modelo de comité de electrificación comunitario, como parte del modelo de gestión del servicio.
 - o Fomentar el uso productivo de la electricidad para actividades como artesanía textil, refrigeración de alimentos y valor agregado a la agricultura.

Referencias Bibliográficas

- [1] M. Irco Vilca y C. Z. Benavente Tuero, «La cultura como recurso económico: caso Q'ero (2005-2010)», Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, Cusco, 2016.
- [2] S. Berttini Choque y A. L. Garcia Jordan, «INCIDENCIA DE LOS FACTORES SOCIO-ECONÓMICOS EN LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ÁREA RURAL DEL PERÚ, 2016-2020.», Universidad Andina del Cusco, Cusco, 2022.
- [3] J. E. Yucra Huacasi y H. Perez Atauchí, «“PROYECTO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LAS COMUNIDADES DEL VALLE KUMPRUSHIATO-LA CONVENCIÓN”», Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, Cusco, 2016.
- [4] D. G. Miranda Choquehuanca, «PLANIFICACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN SU INFLUENCIA DE LA CALIDAD DE VIDA EN LAS ZONAS RURALES DEL SUR DEL PERÚ EN EL PERIODO 2017 – 2022», Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, Arequipa, 2021.
- [5] P. O. Alegre Paredes, «EVALUACION DEL IMPACTO DE LA ELECTRIFICACION RURAL EN EL BIENESTAR DE LOS HOGARES DE LA REGION CENTRAL DEL PERU EN EL AÑO 2019», Universidad Nacional del Centro del Peru, Huancayo, 2023.
- [6] M. A. Erazo Rosales, «EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL BASADA EN INTIGIS PARA LAS COMUNIDADES DE MIYUGO Y LA BUCANA EN LA PROVINCIA DE LOJA», Universidad Nacional de Loja, Loja, 2014.
- [7] J. Cravioto *et al.*, «The Effects of Rural Electrification on Quality of Life: A Southeast Asian Perspective», 1 de mayo de 2020, *MDPI AG*. doi: 10.3390/en13102410.
- [8] D. R. Thomas, S. P. Harish, R. Kennedy, y J. Urpelainen, «The effects of rural electrification in India: An instrumental variable approach at the household level», *J Dev Econ*, vol. 146, sep. 2020, doi: 10.1016/j.jdeveco.2020.102520.
- [9] R. I. Arias Alfaro, «ESTUDIO DEFINITIVO PARA EL SUMINISTRO ELECTRICO A LA MINA ANAMA», Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, Cusco, 2018.
- [10] J. J. Cueva Castillo, «ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ZONAS RURALES Y URBANAS DE LA REGIÓN PUNO, APORTE PARA EL MARCO NORMATIVO EN EL PERÚ», Universidad Nacional del Altiplano, Puno, 2023.
- [11] J. A. Yebra Moron, *Sistemas Electricos de Distribucion*, First. Barcelona: REVERTE, 2009.
- [12] B. Garcia de Vinuesa Bauza, «Alternativas para la electrificación de zonas rurales», Universitat Politecnica de Catalunya, Barcelona, 2016.

- [13] Direccion General de Electricidad, *Norma Tecnica de Calidad de los Servicios*. Ley de Concesiones Eléctricas, 1997.
- [14] Ministerio de Energia y Minas, *CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD SUMINISTRO*. Peru: Direccion General de Electricidad, 2001.
- [15] Direccion General de Electricidad, *RESOLUCIÓN DIRECTORAL No 003-2007-EM/DGE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL*. Lima: Ministerio de Energia y Minas, 2007, pp. 340172-340206. [En línea]. Disponible en: www.minem.gob.pe.
- [16] OSINERGMIN, *OSINERGMIN No.206-2010-OS-CD Tarifa Electrica Rural para Sistemas Fotovoltaicos y su formula de actualizacion*. Lima: El Peruano, 2010, pp. 423901-423905.
- [17] A. Martinez Palomares, «Análisis Alternativas para el Suministro Electrico Basado en Renovables en Bukafu-Kasambule (Republica Democratica del Congo)», Escuela Tecnica Superior Ingenieria Industrial Valencia, Valencia, 2019.
- [18] OSINERGMIN, *BASE METODOLÓGICA PARA LA APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS*. Peru: NTCSE, 2010.
- [19] SEIN, «CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION DEL SEIN», Lima, 2008.
- [20] G. Enriquez Harper, *La Calidad de la Energia en los Sistemas Electricos*, First. LIMUSA, 2006.
- [21] W. Sagua Mamani, «ANÁLISIS Y MODELAMIENTO PARA UN MÓDULO FOTOVOLTAICO, BASADO EN UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE MICROGRID EN LA CIUDAD DE PUNO», Universidad Nacional del Altiplano, Puno , 2017.
- [22] Pedro Zanabria Pacheco, «Radiacion Solar en Cusco», 2012.
- [23] PVGIS, «<https://pvgis.com/>», CM SAF Radiación solar.
- [24] J. G. Borja Murillo, «MODELO DE GESTION PARA LA PREVISION DE GENERACION ELECTRICA MEDIANTE ENERGIAS RENOVABLES EN EMPRESAS INDUSTRIALES», Universidad Nacional de San Agustin de Arequipa, Arequipa, 2021.
- [25] B. Chagua Isidro y C. A. Valdivia Quiroz, «ESTUDIO EXPERIMENTAL DE LA EFICIENCIA DE UN MÓDULO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA HÍBRIDA SOLAR-EÓLICA PARA LA EPIME–PUNO, 2015», Universidad Nacional del Altiplano, Puno, 2017.
- [26] OSINERGMIN, *DECRETO SUPREMO No 012-2011-EM Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables*. Lima, Lima: Presidencia de la Republica del Peru, 2011.

- [27] C. M. Junia Guerra y W. E. Prieto Correa, «ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO DE LA E.E.Q. PARA LA COMUNIDAD RURAL SAN JUAN DE QUITASOL», Escuela Politecnica Nacional, Quito, 2014.
- [28] Congreso de la Republica del Peru, *LEY No 28832 Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica*. Lima, 2006.
- [29] COES, «PLAN DE RESTABLECIMIENTO DEL SEIN CAPITULO IV AREA SUR», Lima, 2023.
- [30] OSINERGMIN, *Decreto Legislativo 1002 de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables*. Congreso de la Republica del Peru, 2018.
- [31] OSINERGMIN, *Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos*. 2004.
- [32] D. Committee of the IEEE Power y E. Society, «IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices», 14 de mayo de 2012, *IEEE, Piscataway, NJ, USA*. doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6209381.
- [33] Ministerio de Energía y Minas y OSINERG, *LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS*. Peru, 1992.
- [34] J. R. Zuñiga Sara y P. Delgado Tito, «ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN EN LOS RADIALES PA-01 Y PA-02 DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO DE PAUCARTAMBO», Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, 2016.
- [35] L. Salcedo Cacere, «DIAGNOSTICO, EVALUACION OPERATIVA Y PERSPECTIVAS DE LA MINICENTRAL HIDROELECTRICA DE LA LOCALIDAD DE QUICO GRANDE - PAUCARTAMBO», Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, Cusco, 2002.

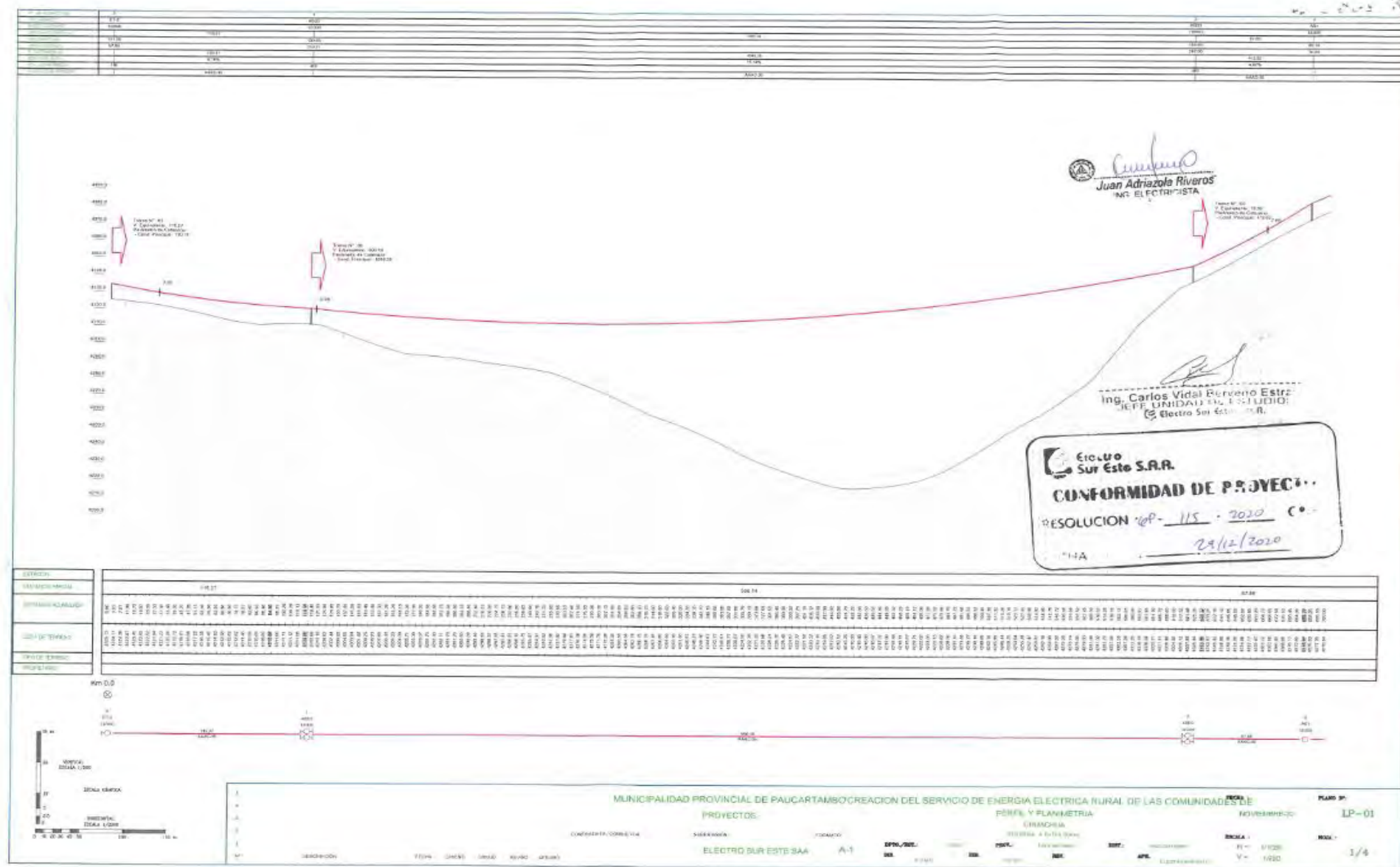
ANEXOS

Anexo 1 Matriz de consistencia

TEMA DE TESIS: “Análisis de alternativas de suministro eléctrico de impacto sostenido para mejorar la calidad de vida en la comunidad rural Nación Q’ueros - Paucartambo - 2024”

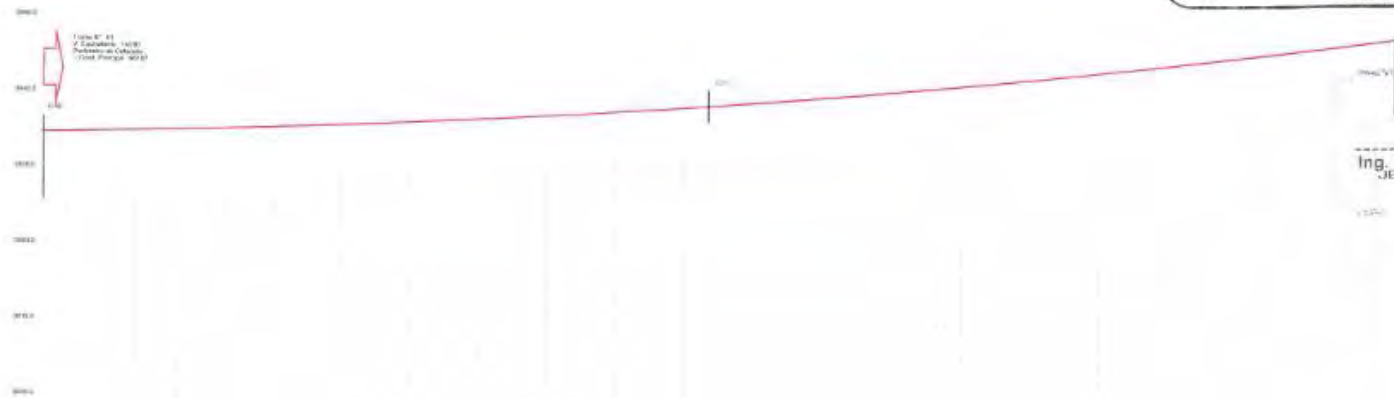
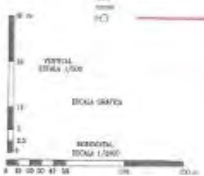
Planteamiento del problema	Problema	Objetivos	Hipótesis	Variables e Indicadores	Instrumentos	Tipo de investigación
Las Comunidades de Nación Q’ueros con una población aproximada de 1200 comuneros en la actualidad, conformado en 540 familias, no han sido beneficiados con servicio eléctrico debido a que proyectos previos no contemplaban a las comunidades de la Nación Querós, considerado como el "El último ayllu inca", o la última comunidad Inca de Perú, por preservar y promover su identidad cultural y étnica indígena. el cual se encuentran cerca de las líneas primarias, por lo tanto al ver los beneficios del servicio eléctrico los comuneros de las Comunidades de la Nación Q’ueros solicitan acceso al servicio de energía eléctrica con la Instalación de la red primaria y red secundaria, la finalidad es la de aprovechar las líneas primarias y por ende satisfacer esta necesidad de servicio indispensable para el bienestar y mejorar la calidad de vida de los comuneros.	Pregunta objeto de investigación	Objetivo General	Hipótesis General	a) Variable Independiente	• Ficha de observación. • Análisis documental. • Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE). • Encuesta y entrevista	•Tipo de investigación según propósito La presente es una investigación del tipo aplicada. •Tipo de investigación según el Nivel La presente investigación tiene el nivel explicativo y propositivo. •Tipo de investigación según el diseño El diseño de la investigación que se utiliza es cuasi-experimental.
	¿Cómo se puede suministrar energía eléctrica para mejorar la calidad de vida de la comunidad Nación Q’ueros de la provincia de Paucartambo – 2024?	Evaluar la mejor alternativa de suministro de energía eléctrica para mejorar la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q’ueros de la provincia de Paucartambo – 2024.	Con el suministro de energía eléctrica factible y viable seleccionada mejorara la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q’ueros de la provincia de Paucartambo -2024.	Indicadores		
	Preguntas específicas	Objetivos Específicos		b) Variable Dependiente		
	a) ¿En qué medida el desaprovechamiento de los recursos energéticos de la zona de estudio impacta en la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q’ueros de la provincia de Paucartambo - 2024? b) ¿Qué alternativas para el suministro de energía eléctrica cuida la identidad cultural, étnica y ambiental sostenible para mejorar la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q’ueros de la provincia de Paucartambo – 2024? c) ¿Cómo el estudio de la alternativa de suministro de energía eléctrica seleccionada será factible y viable para mejorar la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q’ueros de la provincia de Paucartambo– 2024?	a) Determinar en qué medida el desaprovechamiento de los recursos energéticos de la zona de estudio impacta en la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q’ueros de la provincia de Paucartambo - 2024. b) Analizar alternativas para el suministro de energía eléctrica cuidando la identidad cultural, étnica y ambiental sostenible para mejorar la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q’ueros de la provincia de Paucartambo – 2024. c) Desarrollar el estudio de la alternativa de suministro de energía eléctrica seleccionada factible y viable para mejorar la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q’ueros de la provincia de Paucartambo– 2024.	a) El desaprovechamiento de los recursos energéticos locales impacta negativamente en la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q’ueros, limitando el acceso a servicios básicos y al desarrollo socioeconómico. b) Existen alternativas de suministro de energía eléctrica que respetan la identidad cultural y el entorno ambiental, y que pueden contribuir a mejorar la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q’ueros. c) La alternativa seleccionada de suministro eléctrico es técnicamente factible, económicamente viable y tiene un alto potencial de generar un impacto sostenido en la calidad de vida de la comunidad rural Nación Q’ueros.	• Alternativas de suministro eléctrico de impacto sostenido • Tipo de alternativa energética • Sostenibilidad técnica y económica • Costos de inversión y operación • Calidad de vida de la comunidad rural Nación Q’ueros • Servicios básicos y salud. • Telecomunicación y educación.		

Anexo 2 Perfil planimetría LP, RP



Ing. Carlos Vidal Berneño Estrada
JEFE UNIDAD DE ESTUDIOS
Electro Sur Este S.R.L.

 *Juan Adiazola Riveros*
JUAN ADIAZOLA RIVEROS
ING. ELECTRICISTA
CIP 52701

[illegible]

MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PAUCARTAMBO CREACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA RURAL DE LAS COMUNIDADES DE

LP-08

PROYECTOS

PERFIL Y PLANIMETRIA

MARTIN-HUBBARD

MOVIEUSP4_21

1/1

ELECTRO SUR ESTE SAA

A-1

11/10/2017

1999

PROOF.

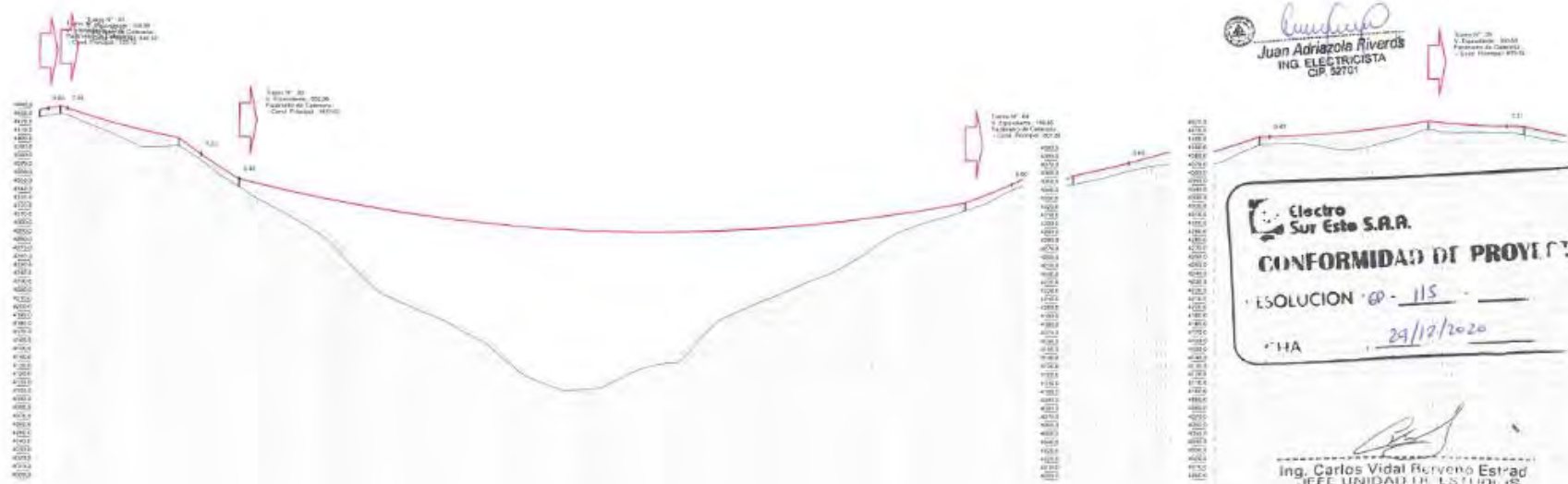
Journal of Management Education 34(1)

INDEX

1000

12

1/1



 *[Signature]*
Juan Adriaola Riveros
ING. ELECTRICISTA
CIP. 52701

Electro
Sur Este S.A.A.

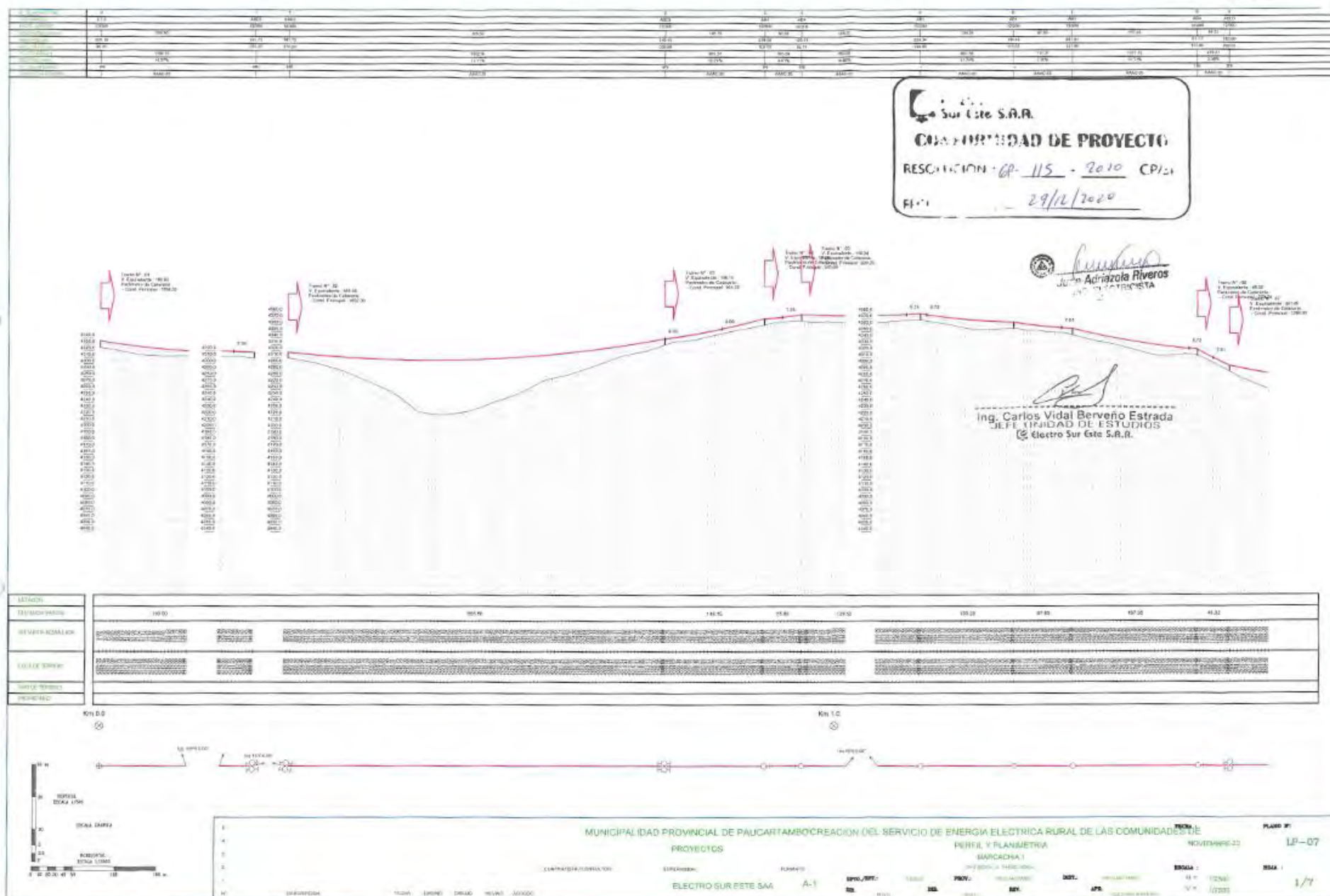
CONFORMIDAD DE PROYECTO

RESOLUCION 00-115

HA 29/12/2020

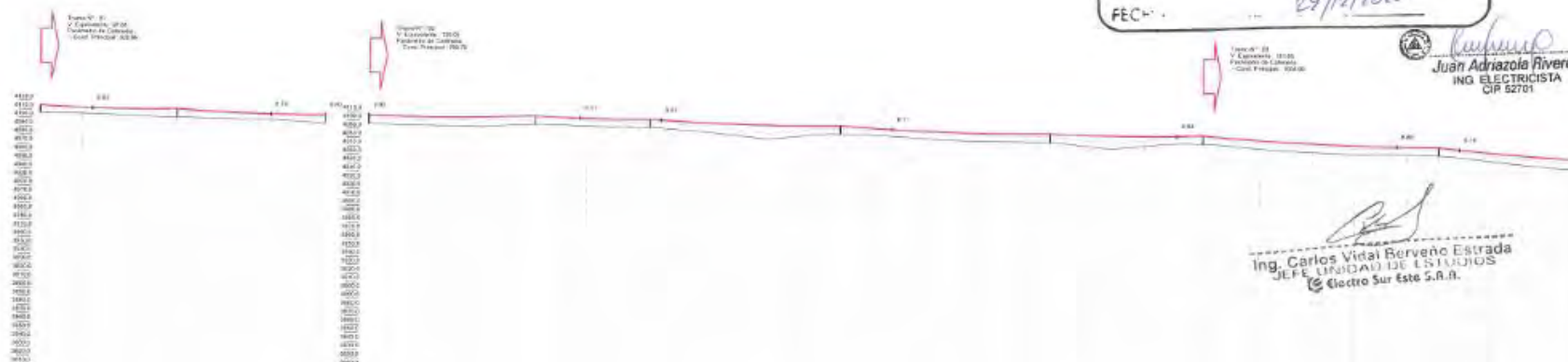
Ing. Carlos Vidal Riquelme Estrad
JEFE UNIDAD DE ESTUDIOS
Electro Sur Eje S.A.S.

[illegible][illegible]



 *Juan Adriazola Riveros*
ING. ELECTRICISTA
CIP 52701

Ing. Carlos Vidal Berneño Estrada
JEFE UNIDAD DE ESTUDIOS
Electro Sur Este S.A.A.

[illegible]

MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PAUCARTAMBO CREACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA RURAL DE LAS COMUNIDADES DE

PLANO, BP1

PROYECTOS

FERFIL Y PLANIMETRÍA

NOVEMBER 2007

LP-01

CONTRACTS / CONTRACTS

SLF170089d

© 2004

Source: *Author's calculations*.

The drawing is a topographic profile with two vertical axes on the left. The left axis is labeled from 4000.0 to 4080.0 in increments of 10.0. The right axis is labeled from 4000.0 to 4120.0 in increments of 10.0. A horizontal line represents the ground profile, with a red line indicating a proposed grade. The profile shows a slight rise followed by a descent. A vertical curve is indicated with a 'V' and a 'PVI' label. A small rectangular box is present on the right side of the profile. In the top right corner, there is a stamp from 'Electro Sur Este S.A.R.' with the text 'CONFORMIDAD DE PROYECTO', 'RESOLUCION 69-115-2020', and 'FECHA 29/12/2020'. Below the stamp, there is a signature and the name 'Juan Adriaño Riveros ING. ELECTRICISTA CIP 52701'. At the bottom right, there is another signature and the name 'Ing. Carlos Vidal Benveniste Estrada JEFE UNIDAD DE ESTUDIOS Electro Sur Este S.A.R.'.

[illegible]

Anexo 3 Flujo de carga LP, RP

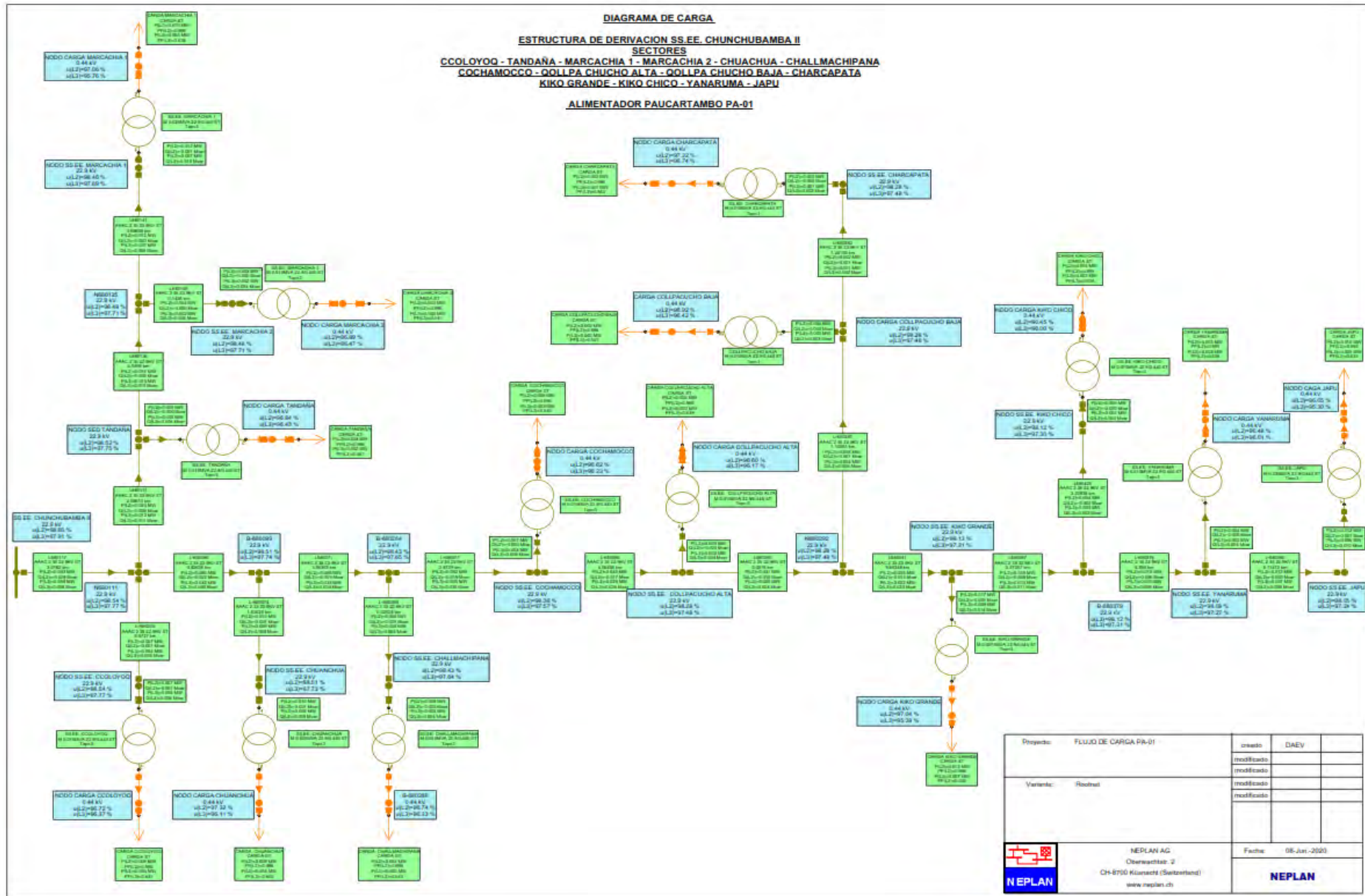
DIAGRAMA DE CARGA

ESTRUCTURA DE DERIVACION SS.EE. CHUNCHUBAMBA II

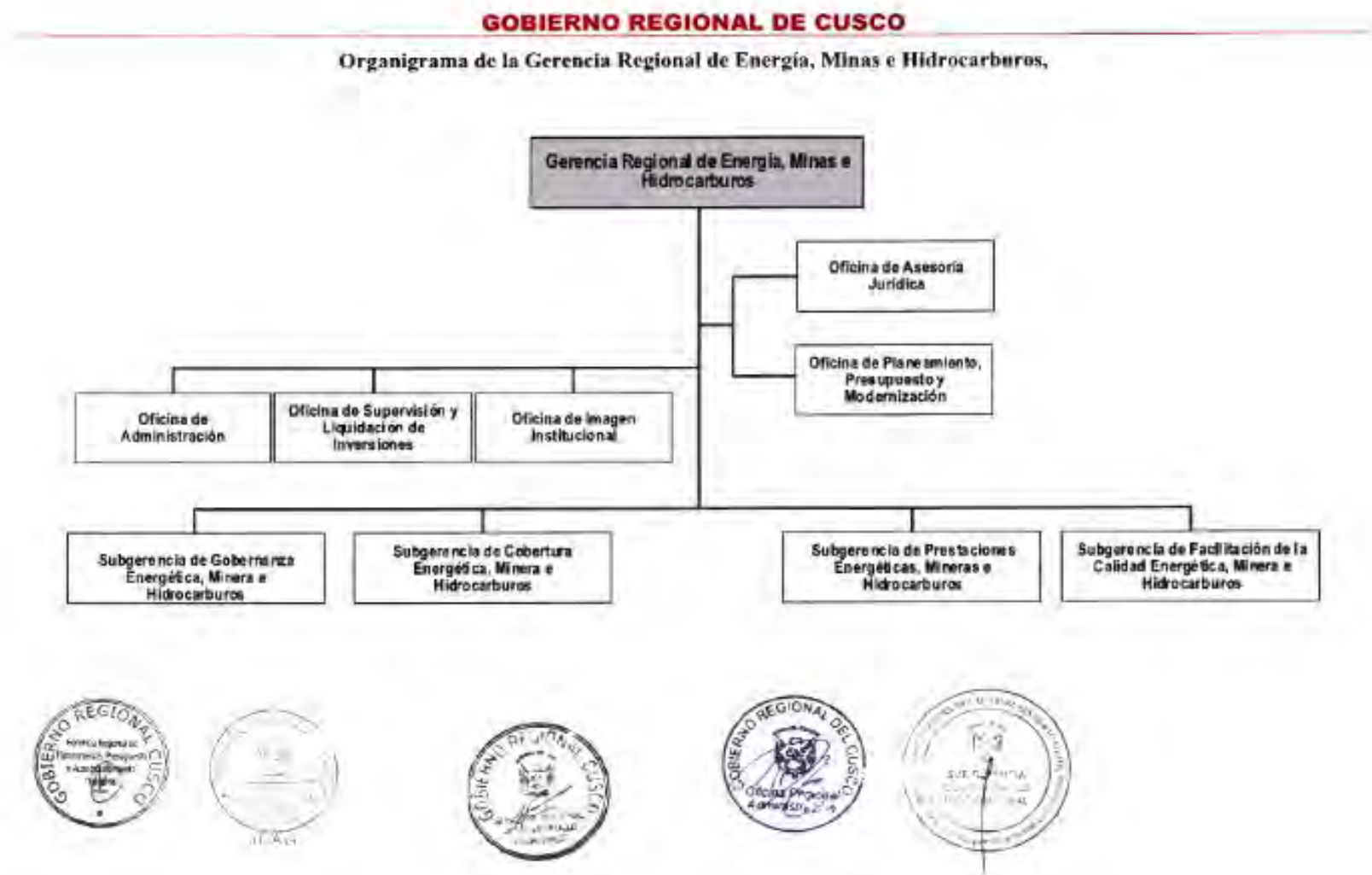
SECTORES

CCOLOYOQ - TANDAÑA - MARCACHIA 1 - MARCACHIA 2 - CHUACHUA - CHALLMACHIPANA
COCHAMOCO - QOLPA CHUCHO ALTA - QOLPA CHUCHO BAJA - CHARCAPATA
KIKO GRANDE - KIKO CHICO - YANARUMA - JAPU

ALIMENTADOR PAUCARTAMBO PA-01



Anexo 4 Organigrama de la Gerencia Regional de Energía, Minas e Hidrología





Cabe manifestar que para el Trámite de Revisión del Expediente Técnico deberá contar con la Resolución de Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos **CIRA** y/o Plan de Monitoreo Arqueológico **PMA**, otorgado por el Ministerio de Cultura, según corresponda.

Para cualquier aclaración o consulta puede dirigirse a la Oficina de Normas y Estandarización de Electro Sur Este S.A.A (o el que haga sus veces en Gerencias Regionales), donde se absolverá las dudas que tuviera.

Esperando haber satisfecho su pedido, nos despedimos de usted.

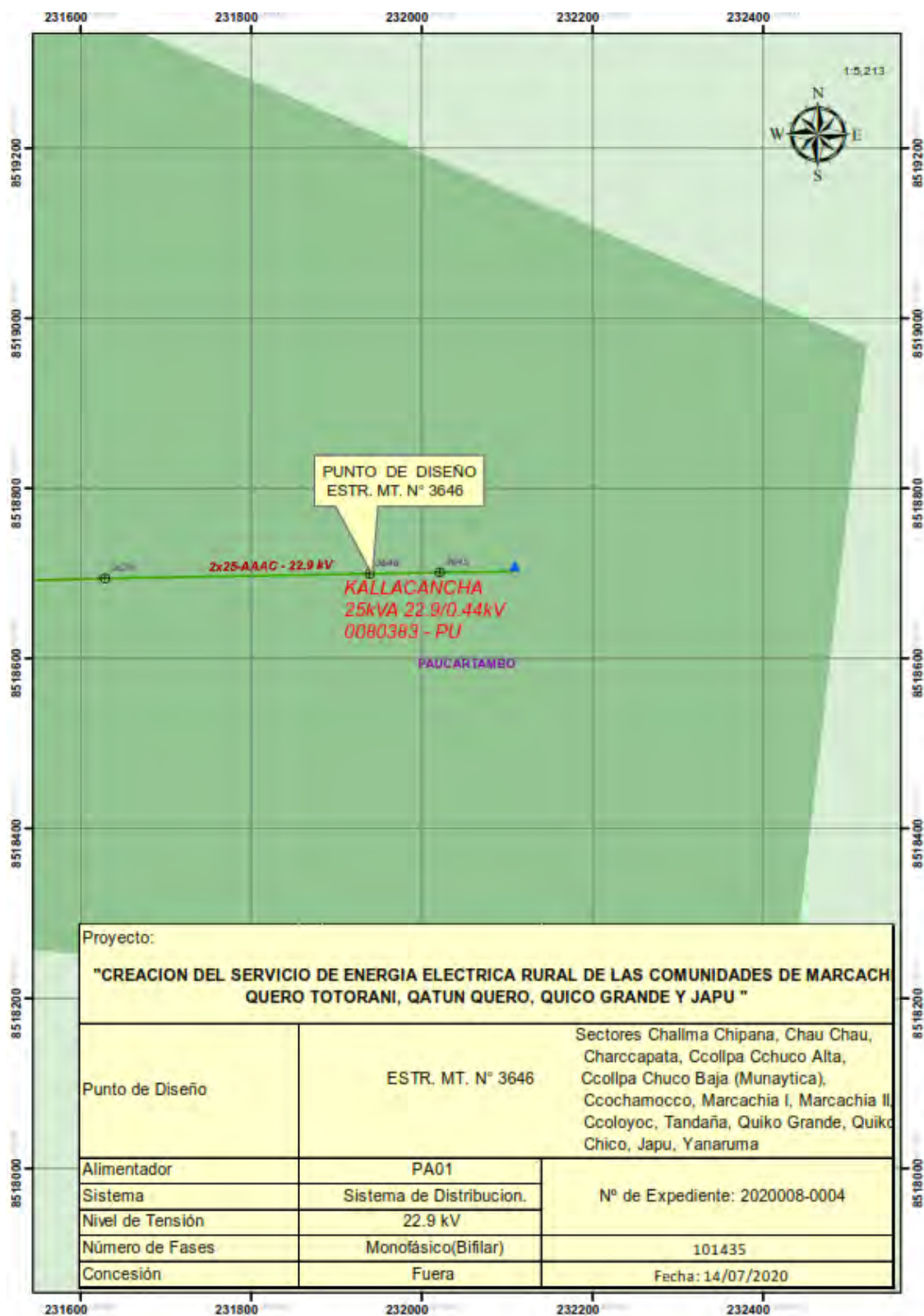
Atentamente,

BEJARALAGON
Oswaldo FAU
20110344289 hard

Firmado digitalmente por
BEJARALAGON Oswaldo
FAU/20110344289 hard
Fecha: 2022/07/23
10:47:58 -05'00'

Unidad 0001
Código de
Administración
01/11/2022
v01

CC: EN, Arch
202206090000000004



Anexo 6 Hoja técnica del panel fotovoltaico empleado en el diseño del sistema solar fotovoltaico

PRODUCT FEATURES

PD/WATT Modules with 36 cells offer 5 performance classes designed for roof- or ground mounting. The modules are best suitable for small, medium and large scale solar systems for on- or off-grid connections. Technology, design and construction guarantee the highly efficient and reliable long-term output of each and every module. Our automatic production and our latest flash sinter technology guarantee a documented performance above industry standard.

- Industry leading power tolerance $0 \pm 3 \%$
- Unique frame design for insulation and weather exposure
- Automatic cleanroom production for sustainable returns
- Flush mounting concept for long and short side mounting
- High transmission low iron tempered glass
- Enhanced strength and impact resistance
- Advanced EVA component encapsulation, multi-layer backsheet technology

WARRANTIES & ASSURANCES

Industry leading quality on material and manufacturing: 10 years
 Output assurance: up to 12 years: 90 %, up to 25 years: 80%
 Please refer to our warranty conditions

QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

Ongoing quality control and performance testing assured by independent testing laboratories grant the maximal benefit of your environmentally friendly energy production.

IEC 61215.2 / IEC 61730 / safety class II

TECHNICAL DATA - MODULE SERIES PW 120 - 140 - 36C

MECHANICAL DATA & MEASURABLES

Cable type, Diameter, Length	4mm ² , TÜV certified, 900 mm
Connector type	RD0X® SOLAR or Top IV compatible
Dimensions (mm)	1482 x 676 x 40
Weight	12
Overvoltage Protection (in frame)	II
Glass, Type, Thickness	High Transmission, Low Iron, 3,2 mm Tempered Glass
Junction Box	IP 65 Top IV or IP67 RD0X® SOLAR
Bypass-Diodes	3

ABSOLUTE RATINGS

Disective Insulation Voltage (V)	3000 V
Operating Temperature (°C)	-40 ~ +85
Storage Temperature (°C)	-40 ~ +85
Mechanical Load	5400 Pa up to 10500 Pa extreme

MODULE SERIES PW 120 - 140 - 36C

Max System Voltage (VDC)	600V(UL) / 1000V(IEC)
Number type and arrangement of cells	36, Poly-Crystalline Silicon (4 x 9)
Cell Size (mm)	156 x 156
Max. Series Fuse (A)	15
Module variants	INDUS, COMING, Shadow Blath

ELECTRICAL DATA AT STC

Module type	PW120	PW125	PW130	PW135	PW140
Rated output P _{nom} (W)	120 Wp	125 Wp	130 Wp	135 Wp	140 Wp
Max Power Voltage V _{mp} (V)	17,5 V	17,85 V	17,9 V	18,0 V	18,3 V
Max Power Current I _{mp} (A)	6,80 A	7,00 A	7,3 A	7,5 A	7,65 A
Open circuit voltage V _{oc} (V)	21,4 V	21,6 V	21,74 V	21,85 A	21,95 V
Short circuit current I _{sc} (A)	7,7 A	8,0 A	8,05 A	8,15 A	8,25 A
Cell Efficiency (%)	13,70%	14,30%	14,80%	15,40%	16,00%
Module efficiency %	13,00%	12,50%	13,00%	13,30%	14,00%

CURRENT VOLTAGE CURVE (I-V-CURVE)

I-V Curve
 The current in relation to the voltage, illustrates the best performance at different irradiances and temperatures. (AM1.5; 25°C)

THERMAL CHARACTERISTICS

P _{stc} Temperature Coefficient (%/K)	-0,48
V _{oc} Temperature Coefficient (%/K)	-0,065
V _{mp} Temperature Coefficient (%/K)	-0,347

Anexo 7 Hoja técnica de batería empleado en el diseño del sistema solar fotovoltaico

UCG 200-12
12V 200AH
Energy Storage Solution

Ultracell®
Quality. Innovation. Longevity.

UCG200-12



Physical Specification

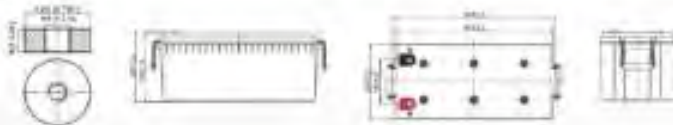
Part Number:	UCG200-12
Length:	522 ± 2 mm (20.55 inches)
Width:	240 ± 2 mm (9.45 inches)
Container Height:	218 ± 2 mm (8.58 inches)
Total Height (with terminal):	224 ± 2 mm (8.81 inches)
Approx Weight:	Approx 52.9kg (118.7lbs)

Specifications

Terminal Type	Normal Voltage	12V
	Normal Capacity (20HR)	200.0AH
	Standard Terminal	F11
Container Material	Optional Terminal	-
	Standard Option	ABS
Rated Capacity	Flame Retardant Option (FRI)	ABS(VL94-V0)
	200.0 AH/10.0A	(20hr, 1.80V/cell, 25°C / 77°F)
	168.0 AH/10.0A	(10hr, 1.75V/cell, 25°C / 77°F)
	160.0 AH/2.0A	(5hr, 1.75V/cell, 25°C / 77°F)
	139.2 AH/40.6A	(3hr, 1.75V/cell, 25°C / 77°F)
	110.0 AH/100.0A	(1hr, 1.67V/cell, 25°C / 77°F)
Max Discharge Current	1800A (50)	
Internal Resistance	Approx 3.24mΩ	
Discharge Characteristics	Operating Temp. Range	Discharge: -20 ~ 55°C (-4 ~ 131°F) Charge: 0 ~ 40°C (32 ~ 104°F) Storage: -30 ~ 50°C (-4 ~ 122°F)
	Normal Operating Temp. Range	25 ± 5°C (77 ± 5°F)
	Cycle Use	Initial Charging Current less than 50.0A Voltage 14.4V ~ 15.0V at 25°C (77°F) Temp. Coefficient -30mV/°C
	Standby Use	No limit on Initial Charging Current Voltage 13.5V ~ 13.8V at 25°C (77°F) Temp. Coefficient -20mV/°C
	Capacity affected by Temperature	40°C (104°F) 100% 25°C (77°F) 100% 0°C (32°F) 85%
	Design Floating Life at 25°C	12 Years
Self Discharge	Ultracell batteries may be stored for up to 6 months at 25°C (77°F) and then a refresh charge is required. For higher temperatures the time interval will be shorter.	

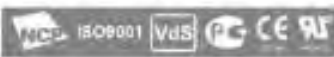
Dimensions

F11 Terminal



1 Ultracell (UK) Ltd - New Business Park - South Road - Liverpool L12 5NF - United Kingdom
 Tel: +44 (0) 151 874 2773 Fax: +44 (0) 151 874 0018 Email: info@ultracell.co.uk
www.ultracell.co.uk

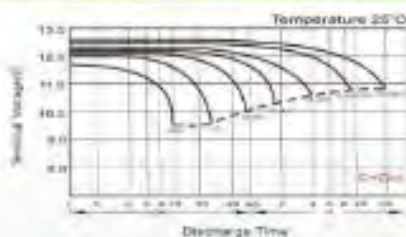
ALL RIGHTS RESERVED BY DESIGN-REPAIR-REPAIR



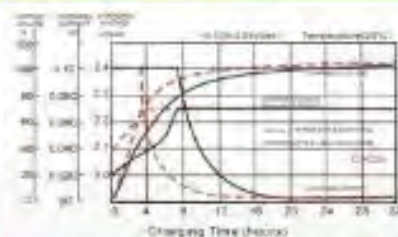
Constant Current Discharge (Amperes) at 25°C (77°F)														
P.V./Time	20 min	30 min	45 min	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	20h
1.85V/cell	189.3	152.8	107.3	84.8	53.8	41.0	34.0	28.3	25.3	22.8	20.2	18.5	17.5	9.60
1.80V/cell	195.8	148.4	111.7	83.8	52.2	40.0	33.0	27.8	24.8	22.3	21.2	19.4	18.2	10.0
1.75V/cell	217.8	183.2	128.8	100.2	61.7	48.4	37.7	32.0	27.3	24.1	21.8	20.0	18.6	10.2
1.70V/cell	234.8	174.8	128.3	100.0	65.4	48.3	38.0	33.0	28.5	25.1	22.5	20.5	19.0	10.3
1.67V/cell	244.2	181.8	132.8	110.0	67.7	49.0	38.8	33.7	28.8	25.9	23.9	20.8	19.3	10.4
1.65V/cell	284.8	184.4	142.7	116.8	69.8	51.0	41.4	34.7	29.8	26.0	23.3	21.2	19.9	10.6

Constant Power Discharge (Watts) at 25°C (77°F)														
P.V./Time	20 min	30 min	45 min	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	20h
1.85V/cell	323.8	255.3	186.5	145.1	105.1	85.3	69.8	57.0	50.1	44.5	40.2	36.0	34.8	19.2
1.80V/cell	360.1	285.2	215.1	151.3	115.3	85.8	70.5	60.6	52.4	45.4	42.0	38.6	36.3	19.9
1.75V/cell	406.9	308.7	238.8	183.1	118.8	90.4	71.0	62.7	54.1	47.9	43.3	39.7	37.0	20.3
1.70V/cell	437.5	327.8	243.7	203.1	120.2	93.8	73.9	64.5	55.9	49.4	44.5	40.7	37.8	20.3
1.67V/cell	448.2	337.5	250.2	209.6	126.6	96.4	77.5	66.7	56.7	50.0	45.1	41.1	38.2	20.7
1.65V/cell	478.1	357.3	266.8	221.3	132.4	99.9	80.2	67.5	57.8	51.0	45.6	42.0	38.9	21.0

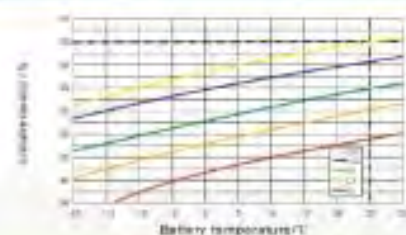
Discharge Characteristics



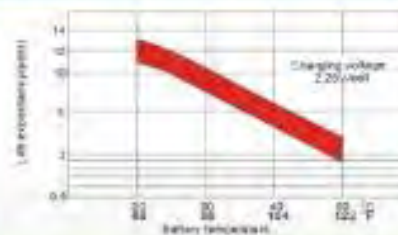
Float Charging Characteristics



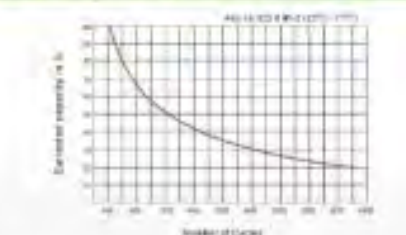
Temperature Effects in Relation to Battery Capacity



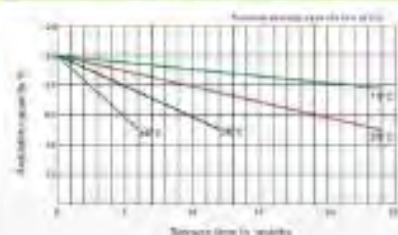
Effect of Temperature on Long Term Float Life



Cycle Life in Relation to Depth of Discharge

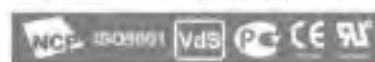


General Relation of Capacity VS. Storage Time



Unbrackell Ltd, Valley Road, Park, Valley Road, Lutterworth, Leics, UK (Lutterworth)
 Tel: 0445 (0) 157 526 777 Fax: 0445 (0) 157 526 785 Email: info@unbrackell.co.uk
www.unbrackell.co.uk

All data is subject to change without notice



Anexo 8 Hoja técnica de regulador de carga empleado en el diseño del sistema solar fotovoltaico



CX series (10 – 40 A)

Solar Charge Controller with LCD/Display



- LC display
- Display indicates charge and discharge status
- Load disconnect prewarning by acoustic signal
- Load status indication
- Choose among five load disconnect algorithms
- Four-stage PWM charging algorithm with integrated temperature compensation
- Protected terminals (up to 16 mm² wire size)
- Full electronic protection
- Programmable nightlight function

The CX series offers outstanding features in this class. In addition to sophisticated PWM charge regulation with integrated temperature compensation, the CX controllers provide substantial display, programming, and safety functions. The battery state of charge is clearly displayed by means of a bar graph, as well as energy flow from and to the battery and the load status (e.g. overload, load short circuit).

The deep discharge protection function can be set to five different modes: two voltage-controlled, two SOC-controlled, or one adaptive (battery deep discharge protection). Acoustic alarms are built in and a programmable nightlight function as well. The CX-DR can optionally be used for DIN rail mounting.

Datasheet CX series 1/2, v. 2015-06-07, Subject to change without notice

www.phocos.com

Phocos AG
Magina-Deutz-Str. 12 Tel. +49 731 9380688-0
89077 Ulm, Germany Fax +49 731 9380688-50

CX series (10 – 40 A)

LiFe charge controller with LCD display

Type	CX 10	CX 20	CX 40
System voltage	12/24 V auto recognition		
Max. charge/load current	10 A	20 A	40 A
Float charge	13,7/27,4 V (25 °C)		
Main charge	14,4/28,8 V (25 °C), 30 min. delay		
Bulk charge	14,4/28,8 V (25 °C), 2 h		
	Activation: battery voltage < 12,3/24,6 V		
Equalization	14,8/29,6 V (25 °C), 2 h		
	Activation: battery voltage < 12,1/24,2 V		
Deep discharge protection			
State-of-charge dependent	A: 11,4 – 11,9 V / 22,8 – 23,8 V B: 11,0 – 11,75 V / 22,0 – 23,5 V		
Voltage dependent	A: 11,0/22 V B: 11,5/23 V		
Adaptive	11,0 – 12,3 V / 22,0 – 24,6 V		
Reconnect level	12,8/25,6 V		
Overvoltage protection	15,5/31,0 V		
Undervoltage protection	10,5/21,0 V		
Max. panel voltage	30 V in 12 V system		
(Overvoltage protection by varistor)	50 V in 24 V system		
Temperature compensation	–25 mV/K at 12 V		
(Charge voltage)	–50 mV/K at 24 V		
Own consumption	<4 mA		
Grounding	Positive grounding		
Ambient temperature	–40 to +50 °C (–20 °C LCD display)		
Max. height	4,000 m above sea level		
Battery type	Lead acid (GEL, AGM, flooded)		
Wire cross section	Up to 16 mm ²		
Weight	168 g		179 g
Dimensions (W x H x D)	92 x 93 x 38 mm		
Type of protection	IP22		

Download: CX series_312_3_2015-08-07_5pages (incl. annexes & front sheet)

www.phocos.com

Phocos AG
Regius-Deutz-Str. 12 Phone: +49 731 9 0000 0-0
89077 Ulm, Germany fax: +49 731 9 0000 0-50

Anexo 9 Hoja técnica de los inversores empleados en el diseño del sistema solar fotovoltaico



SI series (350 – 1500 W)

Pure Sine Wave Inverters



- Input/output fully isolated for more application flexibility
- Input and output protected against over and under voltage
- "Low power saving mode" < 1 W (150 W) increases system efficiency and reduces costs
- Advanced microprocessor optimises operation processes while reducing energy consumption
- Status indicator for operation verification
- Usual home appliances (supplied from AC mains) can be integrated in a small solar home system (12-48 voltage range)
- Certified for mobile applications (RVs, cars and many more), certification class B

This new product line of inverters converts DC energy from solar modules into clean, stable AC power that is ideal for powering demanding appliances. Phocos inverters are designed for high efficiency. Integrated advanced microprocessor technology combined with pure sine wave output makes them the perfect choice for use with high-end electronics and electrical equipment. Thanks to their low weight and long lifespan, the SI series is also ideal for mobile

and outdoor applications (e.g. RVs, cars and many more). An extra advantage: THD < 3 %.

As a special, high performance benefit Phocos True Sine Wave Inverters offer a less than 3 percent THD (total harmonic distortion), providing top performance and superior efficiency. Overload, short circuits, DC over/under voltage and overheating protection are standard on all models.

Types/Model - SI 350	SI350-12110	SI350-12230	SI350-24110	SI350-24230
Rated Power	350 W			
Surge Power	700 W (8 s)			
Input	12 Vdc		24 Vdc	
Voltage range	10.5 to 15.5 Vdc		21.0 to 31.0 Vdc	
Shut down low battery	10.5 Vdc		21.0 Vdc	
Battery Low Voltage Alarm	11.0 Vdc		22.0 Vdc	
Shut down high battery	16 Vdc		32 Vdc	
No load current draw (A) @ nom. Voltage	< 0.05	< 0.09	< 0.02	< 0.05
Stand Mode (A) min. @ nom. Voltage	< 0.09		< 0.06	
Output	110 Vac ¹	230 Vac ²	110 Vac ¹	230 Vac ²
Output Socket	Universal	Universal	Universal	Universal
Efficiency at rated Vdc, full load %	90	91	91	91
Dimensions	210 x 160 x 73 mm			
Weight	1.5 kg			

Note: Due to the high current demanded by inverters, they should be directly connected to the battery terminals.

Selectable:

¹ 100/110/115/120 Vac $\pm$ 5%

² 200/220/230/240 Vac $\pm$ 5%

Download SI index_V1_en_2011-08-19_Supplies to charge without notice

www.renova-energia.com

Tel. +993 2 228 1314
info@renova-energia.com

SI series (350 – 1500 W)

Renova Energy Inverter

Type: Model - SI 700	SI700-12110	SI700-12230	SI700-24110	SI700-24230	SI700-48110	SI700-48230
Rated Power	700 W					
Surge Power	1400 W (6 s)					
Input	12 Vdc		24 Vdc		48 Vdc	
Voltage range	10.5 to 15.5 Vdc		21.0 to 31.0 Vdc		42.0 to 60.0 Vdc	
Shut down low battery	10.5 V		21.0 V		42.0 V	
Battery Low Voltage Alarm	11.0 V		22.0 V		44.0 V	
Shut down high battery	16 V		32 V		64 V	
No load current draw (A)	< 1.25	< 1.2	< 0.04	< 0.6	< 0.31	< 0.28
Stand-by current draw (A)	< 0.25		< 0.15		< 0.08	
Output	110 Vac		230 Vac		110 Vac	
Output Socket	Universal		Universal		Universal	
Efficiency at rated Vdc, full load %	88		92		95	
Dimensions	310 x 192 x 73 mm					
Weight	2.7 kg					
Type: Model - SI 1500	SI1500-24110	SI1500-24230	SI1500-48110	SI1500-48230		
Rated Power	1500 W					
Surge Power	3000 W (6 s)					
Input	24 Vdc		48 Vdc			
Voltage range	21.0 to 31.0 Vdc		42.0 to 60.0 Vdc			
Shut down low battery	24.0 Vdc		42.0 Vdc			
Battery Low Voltage Alarm	22.0 Vdc		44.0 Vdc			
Shut down high battery	32 Vdc		64.0 Vdc			
No load current draw (A)	< 0.75		< 0.7		< 0.5	
Stand-by current draw (A)	< 0.15		< 0.05		< 0.4	
Output	110 Vac		230 Vac		110 Vac	
Output Socket	Universal		Universal		Universal	
Efficiency at rated Vdc, full load %	92		96		93	
Dimensions	426 x 200 x 90 mm					
Weight	4.8 kg					
All Inverters:						
AC Regulation	±1-2%					
Frequency switch select (Hz)	50/60 ±0.1%					
Protections	Overload, Short Circuit, DC overvoltage, Voltage, over Temperature					
Waveform	True Sine Wave					
Power factor cos φ	-90° to +90°					
Operating temperature	-30° C to +40° C					
Storage temperature	-30° C to +70° C					
Max. humidity operating	90%					
Safety Standards	Meet IEC 60947					
Cooling	Load/temperature controlled fan					
Reverse polarity protection	No, will result in permanent damage					
Remote control unit	ON/OFF (not for model SI 350) for 12 V and 24 V					

Download SI series_02_01_2011_0016_Nissan to charge without recall

www.renova-energia.com

Tel.: +393 2234354
info@renova-energia.com

Anexo 11 Tubo PVC 400mm


TUBRICA

ESPECIFICACIONES

30/5/2022

8:51 AM

TUBERIA

TUBO PVC POZO 400MM 3M MRXHR NE

CODIGO:

1010000106

DIAMETRO NOMINAL (mm):	400,00	
	MIN	MAX
DIAMETRO MEDIO (mm):	399,00	401,00
DIAMETRO EXTERNO (mm):	N/A	N/A
ESPEsor DE PARED (mm):	19,10	20,25
LONGITUD (mts.):	2,980	3,020
CODIGO DE BARRAS:	N/A	

ROTULADO

MARCAJE:

DIMENSIÓN DE SEPARACIÓN EN METROS

TUBRICA PVC-U POZO DIAM. 400 mm ESPESOR MIN 19,10 mm LOTE: _____ (HORA) HECHO EN LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA www.tubrica.com RIF: J-08516082-5

1,5 m /Ammo 1m

COLOR:

Negro

PESO MIN DEL TUBO (Kg)	113,801	CANTIDAD POR EMPAQUE (UND):	1
------------------------	---------	-----------------------------	---

CAMPANA

	MIN	MAX
DIAMETRO DE ENTRADA	384,00	384,40
DIAMETRO PROMEDIO DE ENTRADA	N/A	N/A
DIAMETRO DE FONDO	N/A	N/A
DIAMETRO PROMEDIO DE FONDO	N/A	N/A
ESPEsor DE CAMPANA (mm):	N/A	N/A
LONGITUD DE CAMPANA	265,00	304,75

FCC045. Rev 2

Anexo 12 Metrado y Presupuesto de Red Primaria

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

292

Anexo 14 Registro Fotográfico de las comunidades de la Nación Q'ueros

Sector Marcachia 1 de la Comunidad de marcachia



En el sector de Marcachia 1, el 100% de las familias no cuentan con servicio de energía eléctrica en sus domicilios, ni alumbrado público.

Sector Marcachia 2 de la Comunidad de Marcachia



En el sector de Marcachia 2, el 100% de las familias no cuentan con servicio de energía eléctrica en sus domicilios, ni alumbrado público. Las familias solo utilizan otras fuentes de iluminación como es la vela, linterna, mecheros.

Sector Tandaña y Ccoloyoc de la comunidad quero totorani



En los sectores de Tandaña y ccoloyoc de la comunidad de Quero totorani, el 100% de las familias no cuentan con servicio de energía eléctrica en sus domicilios, ni alumbrado público. Las familias solo utilizan otras fuentes de iluminación como es la vela, linterna, mecheros.

***Sectores de Ccochamocco, Challma Chipana, Charccapata
Ccollpa Ccucho Alta, Ccollpa Ccucho Baja(Munaytica)
de la comunidad de Hatun Quero***



En los Sectores de Ccochamocco, Challma Chipana, Charccapata Ccollpa Ccucho Alta, Ccollpa Ccucho Baja(Munaytica) de la comunidad de Hatun Quero , el 100% de las familias no cuentan con servicio de energía eléctrica en sus domicilios, ni alumbrado público. Las familias solo utilizan otras fuentes de iluminación como es la vela, linterna, mecheros.

Sector chua chua de las Comunidad de Hatun Quero



En el sector de ChuaChua de la comunidad de Hatun Quero, el 100% de las familias no cuentan con servicio de energía eléctrica en sus domicilios, ni alumbrado público. Las familias solo utilizan otras fuentes de iluminación como es la vela, linterna, mecheros.

Sector Quico chico de la comunidad de Quico



En el sector de Quico Chico de la comunidad de Quico, el 100% de las familias no cuentan con servicio de energía eléctrica en sus domicilios, ni alumbrado público. Las familias solo utilizan otras fuentes de iluminación como es la vela, linterna, mecheros.

Sector Quico grande de la comunidad de Quico



En el sector de Quico grande de la comunidad de Quico, el 100% de las familias no cuentan con servicio de energía eléctrica en sus domicilios, ni alumbrado público. Las familias solo utilizan otras fuentes de iluminación como es la vela, linterna, mecheros.

Sector Japu y Yanaruma de la Comunidad de Japu



En los sectores de Japu y Yanaruma de la comunidad de Japu, el 100% de las familias no cuentan con servicio de energía eléctrica en sus domicilios, ni alumbrado público. Las familias solo utilizan otras fuentes de iluminación como es la vela, linterna, mecheros.