



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA



ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA
PARA MEJORAR EL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL DISTRITO
INSULAR DE ANAPIA

TESIS

PRESENTADA POR:

HERACLIO QUISPE QUISPE
RENE JOSE HUAYNA CHAMBILLA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PUNO – PERÚ

2023



Reporte de similitud

NOMBRE DEL TRABAJO

ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA PARA MEJORAR EL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL DISTRITO INSU

AUTOR

HERACLIO / RENE JOSE QUISPE QUISPE / HUAYNA CHAMBILLA



UNA
PUNO

Firmado digitalmente por VILCA
CALLATA Leonidas FAU
20145496170.spf
Motivo: Doy V° B°
Fecha: 24.05.2023 09:54:16 -05:00

RECUEENTO DE PALABRAS

40753 Words

RECUEENTO DE CARACTERES

195163 Characters

RECUEENTO DE PÁGINAS

194 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

10.0MB

FECHA DE ENTREGA

May 24, 2023 9:40 AM GMT-5

FECHA DEL INFORME

May 24, 2023 9:43 AM GMT-5

● **19% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base

- 18% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 8% Base de datos de trabajos entregados
- 3% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

● **Excluir del Reporte de Similitud**

- Material bibliográfico
- Material citado
- Bloques de texto excluidos manualmente
- Material citado
- Coincidencia baja (menos de 9 palabras)

Vilca Callata Leonidas
ASESOR



DEDICATORIA

Con gratitud a mis padres Eleuterio y Ana, y hermana Roxana por su apoyo y ejemplo.

Heraclio Quispe Quispe



DEDICATORIA

En primer lugar, se los dedico a mis padres y a mi hermano, por su apoyo incondicional, consejos y paciencias. Todos mis logros son gracias a ellos.

También se lo dedico a mis amigos por sus acciones y ánimos para hacer memorable esta etapa.

Rene José, Huayna Chambilla



AGRADECIMIENTO

A nuestra alma mater la Universidad Nacional del Altiplano por permitirnos formar parte de ella y por formarnos profesionalmente.

A la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica que mediante sus docentes nos impartieron sus conocimientos y experiencias durante nuestra formación profesional.

Al señor alcalde de la municipalidad distrital de Anapia, el profesor Pastor Rubén Ticona Chalco, por brindarnos información de la problemática que vienen tolerando el distrito de Anapia debido a la poca confiabilidad del servicio eléctrico.

Al Dr. Leonidas Vilca Callata por su asesoramiento, por su apoyo y orientación en el desarrollo del presente proyecto de investigación.

A los miembros integrantes del jurado calificador: M.Sc. Walter Oswaldo Paredes Pareja, M.Sc. Ángel Mario Hurtado Chávez y al M.Sc. José Antonio Vargas Marón, por su apoyo y orientación para poder concluir el presente proyecto de investigación.

Al personal administrativo que labora en la Escuela Profesional de Ingeniera Mecánica Eléctrica.

Heraclio Quispe Quispe

Rene José Huayna Chambilla



ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

RESUMEN 17

ABSTRACT..... 18

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETIVO GENERAL..... 19

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS..... 19

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN..... 20

2.2. MARCO TEÓRICO..... 23

2.2.1. Energía Solar 23

2.2.1.1. Radiación Solar 23

2.2.1.2. Geometría Solar 25

2.2.1.3. Recorrido Solar 26

2.2.1.4. Efecto Fotovoltaico 27

2.2.1.5. Célula Fotovoltaica..... 28

2.2.1.6. Módulo Fotovoltaico 28

2.2.1.7. Hora Sol Pico..... 29

2.2.2. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos 30

2.2.2.1. Definición 30

2.2.2.2. Sistema Fotovoltaico Aislado (OFF GRID) 30

2.2.2.3. Sistema Fotovoltaico Conectado a Red (ON GRID)..... 32

2.2.3. Componentes de un Sistema Fotovoltaico 32

2.2.3.1. Módulo Fotovoltaico 33

2.2.3.2. Orientación e inclinación de módulos 38



2.2.3.3. Sistema de Almacenamiento de Energía Mediante Baterías	42
2.2.3.4. Regulador de Carga	45
2.2.3.5. Inversor CC/CA	47
2.2.3.6. Grupo Electrónico.....	48
2.2.3.7. Transformador Elevador.....	49
2.2.4. Estudio de Mercado Eléctrico	49
2.2.4.1. Horizonte de Evaluación	50
2.2.4.2. Proyección de la Demanda	50
2.2.5. Calidad de Energía Eléctrica.....	56
2.2.6. Análisis Financiero.....	56
2.2.6.1. Valor Presente Neto (VPN).....	56
2.2.6.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)	57
2.2.6.3. Periodo de Recuperación de la Inversión (PR).....	58
2.2.6.4. Relación Beneficio/Costo (B/C).....	58

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. LUGAR DE ESTUDIO	59
3.2. POBLACIÓN.....	59
3.3. MUESTRA	59
3.4. VARIABLES.....	59
3.4.1. Variable Independiente	59
3.4.2. Variable Dependiente.....	59
3.5. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.....	60
3.6. CARACTERÍSTICAS METODOLÓGICAS.....	60
3.6.1. Enfoque de Investigación	60
3.6.2. Nivel de Investigación.....	60
3.6.3. Tipo de Investigación	61
3.6.4. Diseño de Investigación	61
3.6.5. Método de la Investigación	61
3.7. RECOLECCIÓN DE DATOS.....	61
3.7.1. Para el Estudio de Mercado y Máxima Demanda.....	61
3.7.1.1. Técnica e Instrumento	61
3.7.1.2. Procedimiento.....	62
3.7.2. Para el Análisis del Recurso Solar	62



3.7.2.1. Técnica e Instrumento	62
3.7.2.2. Procedimiento.....	63
3.7.3. Para el Dimensionamiento de los Equipos Electromecánicos de la Central Fotovoltaica.....	63
3.7.3.1. Técnica e Instrumento	63
3.7.3.2. Procedimiento.....	63
3.7.4. Para el Análisis Financiero.....	64
3.7.4.1. Técnica e Instrumentos.....	64
3.7.4.2. Procedimiento.....	65

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO	66
4.1.1. Horizonte de Evaluación	66
4.1.2. Actividades Económicas y Sociales.....	66
4.1.3. Localidades Beneficiadas.....	66
4.1.4. Metodología	67
4.1.5. Tasa de Crecimiento Poblacional.....	68
4.1.6. Proyección de la Población	69
4.1.7. Proyección del Número de Viviendas.....	70
4.1.8. Proyección de Abonados Domésticos.....	71
4.1.9. Proyección de Abonados de Uso General.....	72
4.1.10. Proyección de Abonados de Uso Comercial.....	72
4.1.11. Criterios de Proyección de Demanda.....	73
4.1.12. Proyección de Energía de Abonados Domésticos (kWh/año)	75
4.1.13. Proyección de Energía de Abonados de Uso General (kWh/año)	76
4.1.14. Proyección de Energía de Abonados de Uso Comercial (kWh/año)	77
4.1.15. Proyección de Energía por Alumbrado Público (kWh/año)	78
4.1.16. Proyección de Energía por Pérdidas en la distribución BT (kWh/año)	78
4.1.17. Proyección de Energía Total incluye pérdidas de energía en MT (kWh/año)	79
4.1.18. Máxima Demanda Eléctrica.....	80
4.1.19. Balance Oferta Demanda	81
4.2. REQUERIMIENTO DE POTENCIA Y ENERGÍA.....	83
4.3. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA A EMPLEAR.....	83



4.4. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	84
4.4.1. Demanda de energía y máxima potencia	84
4.4.2. Ubicación	84
4.4.3. Condiciones Climatológicas.....	85
4.4.4. Vías de Acceso	86
4.4.5. Topografía	87
4.4.6. Inclinación Optima de los Módulos	87
4.4.7. Fuente Solar	87
4.4.8. Cálculo de la Hora Solar Pico	90
4.4.9. Cálculo del Factor de Pérdidas.....	90
4.4.9.1. Pérdidas por Temperatura.....	90
4.4.9.2. Pérdidas de Potencia Nominal.....	91
4.4.9.3. Pérdidas por Conexionado.....	91
4.4.9.4. Pérdidas por Sombreado.....	91
4.4.9.5. Pérdidas por Polvo y Suciedad	92
4.4.9.6. Pérdidas Relativas al Inversor	92
4.4.9.7. Pérdidas Relativas al Cableado	92
4.4.10. Factor de Rendimiento de la Central Fotovoltaica.....	93
4.4.11. Dimensionamiento de los Módulos Fotovoltaicos	93
4.4.12. Cantidad de Módulos Fotovoltaicos Según Demanda Energía Diaria..	94
4.4.13. Potencia Pico de la Central Fotovoltaica	95
4.4.14. Potencia Entregada al Sistema de Distribución	95
4.4.15. Energía Entregada por la Central Fotovoltaica al Sistema Eléctrico	96
4.4.16. Balance de Energía Generada y Energía Demandada.....	96
4.4.17. Datos de Módulo Fotovoltaico.....	97
4.4.18. Temperatura de Trabajo de la Célula	97
4.4.19. Número Máximo de Módulos Fotovoltaicos en Serie	98
4.4.20. Número Mínimo de Módulos Fotovoltaicos en Serie	100
4.4.21. Configuración de String de Módulos Fotovoltaicos	101
4.4.22. Datos del Inversor	101
4.4.23. Cálculo de Cantidad de Inversores.....	102
4.4.24. Cálculo de Número de Módulos Fotovoltaicos por Inversor	102
4.4.25. Número de String por Inversor	103
4.4.26. Cálculo de Número Máximo de String en Paralelo por Inversor.....	103



4.4.27.	Dimensionamiento del Inversor	105
4.4.28.	Cajas de Paralelaje PV BOX.....	110
4.4.29.	Cálculo de Sección de Conductor entre String y PV Box.....	112
4.4.30.	Cálculo de Sección de Conductor entre Array e Inversor.....	113
4.4.31.	Cálculo de Fusibles de Protección de String.....	113
4.4.32.	Cálculo del Interruptor de Array	113
4.4.33.	Cálculo de Número de Inversores Bidireccionales	114
4.4.34.	Cálculo de Número de Baterías.....	114
4.4.35.	Cálculo de Cantidad de Banco de Baterías	116
4.4.36.	Cálculo del Grupo Electrónico.....	118
4.4.37.	Cálculo del Transformador Elevador	118
4.4.38.	Lista de Materiales	120
4.4.39.	Marco Normativo del Diseño.....	121
4.4.40.	Marco Normativo para la Conexión a Red	122
4.5.	DIMENSIONAMIENTO DE ESTRUCTURAS DE SOPORTE.....	123
4.5.1.	Referencias	123
4.5.2.	Planos y Documentos de Referencia.....	123
4.5.3.	Cargas de Diseño.....	123
4.5.4.	Análisis de Velocidad de Viento.....	123
4.5.4.1.	Velocidad de Diseño.....	123
4.5.4.2.	Carga Exterior de Viento.....	124
4.5.5.	Hipótesis de Diseño y Combinaciones de Carga	125
4.5.6.	Análisis de Diseño Estructural	126
4.5.6.1.	Columna Metálica	126
4.6.	RESULTADOS.....	130
4.6.1.	Análisis del Estudio de Mercado Eléctrico	130
4.6.2.	Resultado de Diseño de la Central Fotovoltaica	132
4.7.	DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	134
4.7.1.	Evaluación Económica del Proyecto.....	134
4.7.1.1.	Costo de la Inversión	134
4.7.1.2.	Análisis Económico.....	135
V.	CONCLUSIONES.....	138
VI.	RECOMENDACIONES	139
VII.	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	140



ANEXOS..... 147

Área : Energías renovables

Tema : Energía fotovoltaica

FECHA DE SUSTENTACIÓN: 29 de mayo del 2023



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Tipos de Radiación Solar	24
Figura 2: Geometría Solar	25
Figura 3: Duración del Día en Diferentes Latitudes.....	26
Figura 4: Trayectoria del Sol Durante las Estaciones del Año.....	26
Figura 5: Carta Solar Cilíndrica	27
Figura 6: Efecto Fotovoltaico	28
Figura 7: Hora Solar Pico	30
Figura 8: Esquema de Instalación Fotovoltaica Aislada OFF-GRID	31
Figura 9: Esquema de una Instalación Conectada a la red ON-GRID	32
Figura 10: Componentes de un Módulo Fotovoltaico	33
Figura 11: Esquema de Conexión Interna de un Módulo Fotovoltaico.....	33
Figura 12: Curva Representativa de un módulo fotovoltaico.....	34
Figura 13: Panel Fotovoltaico Monocristalino de 175w	35
Figura 14: Panel Fotovoltaico Policristalino de 335w	36
Figura 15: Trayectoria del Sol Diario y Anual.....	38
Figura 16: Orientación de los Paneles Fotovoltaicos	39
Figura 17: Instalación de un Panel con Angulo Azimut 0°	39
Figura 18: Instalación de un Panel Solar con un Angulo Azimut = α	40
Figura 19: Altura Solar.....	40
Figura 20: Inclinación Óptima de un Panel Solar	41
Figura 21: Representación Gráfica de Carga y Descarga de Baterías.....	44
Figura 22: Comportamiento de las Baterías en la Relación de CapacidadTemperatura	45
Figura 23: Conexión del Regulador de Carga en un sistema Off-Grid	46
Figura 24: Grafica del Controlador de Carga PWM	46
Figura 25: Grafica del Controlador de Carga MPPT.....	47
Figura 26: Diagrama General de la Instalación off-grid con Inversor	48
Figura 27: Diagrama de Instalación Conectada a la Red con Inversor	48
Figura 28: Componentes de un Grupo Electrónico	49
Figura 29: Balance Oferta Demanda	82
Figura 30: Ubicación del Proyecto de Estudio	85
Figura 31: Temperaturas en la Isla Anapia.....	86



Figura 32: Irradiación Solar Media Diaria kWh/m ² día.....	88
Figura 33: Irradiancia a 15° de Inclinación	89
Figura 34: Duración Horas Sol.....	90
Figura 35: Mapa Eólico del Perú, Km/h a 10m del suelo	125
Figura 36: Modelo Matemático	127
Figura 37: Deformación por Carga de Viento (m)	127
Figura 38: Fuerzas axiales en Columnas Metálicas	128
Figura 39: Momento Flector en Columnas Metálicas	128
Figura 40: Fuerza Cortante en Columnas Metálicas	129
Figura 41: Periodo de Recuperación de la Inversión.....	137



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Tipos de Módulos Fotovoltaicos y sus Características.....	37
Tabla 2: Datos para Obtener el Angulo de Inclinación de Módulos Fotovoltaicos.....	41
Tabla 3: Tipos de Baterías y sus Características	42
Tabla 4: Tipos de Reguladores, según la Tecnología	45
Tabla 5: Operacionalización de Variables	60
Tabla 6: Relación de Localidades.	66
Tabla 7: Número de Habitantes y Tasa de Crecimiento Poblacional	69
Tabla 8: Proyección de Número de Habitantes.....	69
Tabla 9: Proyección de la Cantidad de Viviendas	70
Tabla 10: Proyección de Abonados Domésticos	71
Tabla 11: Proyección de Abonados de Uso General	72
Tabla 12: Proyección de Abonados de Uso Comercial	72
Tabla 13: Criterios para la Proyección de Demanda	73
Tabla 14: Consumo Unitario de Energía Eléctrica	74
Tabla 15: Factor de Carga.....	75
Tabla 16: Pérdidas de Energía Eléctrica.....	75
Tabla 17: Proyección de Energía para Abonados Domésticos (KWh/año).....	75
Tabla 18: Proyección de Energía para Abonados de Uso General (KWh/año).....	76
Tabla 19: Proyección de Energía para Abonados de Uso Comercial (KWh/año).....	77
Tabla 20: Proyección de Energía de Alumbrado Público (KWh/año)	78
Tabla 21: Proyección de Energía Debido a Pérdidas en la Distribución.....	79
Tabla 22: Proyección de Energía Total Incluye Pérdidas de Energía (KWh/año)	79
Tabla 23: Máxima Demanda Eléctrica	80
Tabla 24: Balance Oferta Demanda.....	81
Tabla 25: Ubicación de la Central Fotovoltaica	84
Tabla 26: Temperaturas en la Isla de Anapia	85
Tabla 27: Vías de Acceso al Lugar de Estudio (Isla Anapia)	86
Tabla 28: Data de Irradiación Mensual Promedio	87
Tabla 29: Datos de Irradiancia a 15° Grados de Inclinación	88
Tabla 30: Horas de Recorrido Solar Diario Promedio.....	89
Tabla 31: Resumen de Factores de Pérdidas de Energía	92
Tabla 32: Rendimiento de Generación y Cantidad de Paneles de 390 Wp	94



Tabla 33: Resumen de Datos de Módulo Fotovoltaico	97
Tabla 34: Datos de Inversor de Red	101
Tabla 35: Distribución de Inversores por cadenas de módulos	109
Tabla 36: Distribución de cajas PV BOX por inversores de red	111
Tabla 37: Suministro de Materiales	120
Tabla 38: Factores de Forma (C)	124
Tabla 39: Combinaciones de Cargas	125
Tabla 40: Resultado de Cálculos	129
Tabla 41: Tensiones y Momentos	130
Tabla 42: Resumen de Proyección Abonados Domésticos, Uso General Comercial.	131
Tabla 43: Proyección de la Demanda Eléctrica	131
Tabla 44: Resumen de Componentes de la Central Fotovoltaica	132
Tabla 45: Síntesis de Presupuesto.....	135
Tabla 46: Datos para Uso del Análisis Económico	135
Tabla 47: Flujo neto de caja.....	136
Tabla 48: Indicadores Económicos del Proyecto	137



INDICE DE ACRÓNIMO

INEI	: Instituto Nacional de Estadística e Informática
NASA	: National Aeronautics and Space Administration
HPS	: Hora Solar Pico
OFF GRID	: Fuera de Red
OND GRID	: Conectado a Red
AD	: Abonado Doméstico
AUG	: Abonado de Uso General
AC	: Abonado Comercial
API	: Abonado de Pequeña Industria
AP	: Alumbrado Público
VPN	: Valor Presente Neto
TIR	: Tasa Interna de Retorno
PR	: Periodo de Recuperación de la Inversión
SGFV	: Sistema de generación fotovoltaico



RESUMEN

El objetivo de esta tesis es analizar y diseñar una central fotovoltaica para mejorar el servicio eléctrico en el distrito insular de Anapia, debido a que el distrito de Anapia perteneciente a la provincia Yunguyo, región de Puno cuenta con un servicio eléctrico de baja confiabilidad por las interrupciones frecuentes en su tramo de alimentación subacuático de su red primaria. El enfoque de investigación es cuantitativo, de tipo descriptivo y diseño no experimental. Para el estudio de mercado eléctrico se buscó información de la población y vivienda de la base de datos del Instituto Nacional de Estadística e Informática identificándose en el año 2022 la cantidad de 602 abonados domésticos, 18 adonados de uso general y 11 abonados de uso comercial con la cual se determinó la máxima demanda al año 2042. Luego se procedió a analizar y diseñar la central fotovoltaica para cubrir la máxima demanda, para ello se tomó los datos disponibles entre los años 1984-2021 del recurso solar disponible en la zona del proyecto de la base de datos de la Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio obteniendo una irradiación directa de 6.20 KWh/m²/día. Finalmente se realizaron los cálculos de la magnitud de los parámetros eléctricos obteniendo una máxima demanda de 440,309KWh/año (1206.33KWh/día), una hora solar pico de 6.20h; la central fotovoltaica estará compuesta por 627 módulos fotovoltaicos de 390Wp, 10 inversores de red de 25KW, 360 baterías ion-litio de 1.5KWh, un transformador elevador de 175KV-380/13.2KV. En conclusión, estos resultados obtenidos conducen a que los objetivos planteados de la investigación son viables conduciendo a la solución del problema.

Palabras Clave: Sistema fotovoltaico, sistema eléctrico, irradiancia, Anapia, Yunguyo.



ABSTRACT

The objective of this thesis is to analyze and design a photovoltaic plant to improve the electrical service in the insular district of Anapia, because the Anapia district belonging to the Yunguyo province, Puno region has a low reliability electrical service for frequent interruptions in its underwater feed section of its primary network. The research approach is quantitative, descriptive and non-experimental design. For the study of the electricity market, information on the population and housing was sought from the database of the National Institute of Statistics and Informatics, identifying in the year 2022 the number of 602 domestic subscribers, 18 subscribers for general use and 11 subscribers for commercial use with which the maximum demand for the year 2042 was determined. Then we proceeded to analyze and design the photovoltaic plant to cover the maximum demand, for which the data available between the years 1984-2021 of the solar resource available in the project area was taken. the database of the National Aeronautics and Space Administration obtaining a direct irradiation of 6.20 KWh/m²/day. Finally, the calculations of the magnitude of the electrical parameters were carried out, obtaining a maximum demand of 440,309KWh/year (1206.33KWh/day), a peak solar hour of 6.20h; The photovoltaic plant will consist of 627 390Wp photovoltaic modules, 10 25KW grid inverters, 360 1.5KWh lithium-ion batteries, a 175KV-380/13.2KV step-up transformer. In conclusion, these results obtained lead to the fact that the proposed objectives of the investigation are viable, leading to the solution of the problem.

Keywords: Photovoltaic system, electrical system, irradiance, Anapia, Yunguyo.



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

En la actualidad la población del distrito insular de Anapia perteneciente a la provincia de Yunguyo, región de Puno pasa penurias por los cortes de energía eléctrica que se presentan de manera frecuente desde años atrás hasta la actualidad (año 2022); donde el tiempo de reposición de la energía dura días, semana e inclusive meses; esto debido al deterioro del conductor subacuático de media tensión instalada en el año 2007. En la actualidad se suministra energía eléctrica con restricciones a alumbrado público mediante dos grupos electrógenos. Por ello, los afectados directos por la poca confiabilidad del suministro eléctrico es la población en general, los estudiantes, el sector salud y demás instituciones que brindan servicios.

Bajo este contexto, queda evidenciado la necesidad de un servicio eléctrico confiable y de calidad. Por ello, el presente proyecto permitirá resolver de una manera práctica y concisa la problemática del servicio eléctrico en el distrito insular de Anapia, aprovechando el recurso solar inagotable a escala humana para diseñar una central fotovoltaica. El aporte que se realiza con este proyecto es el diseño de una central fotovoltaica para inyectar energía eléctrica a la red área existen de 13.2KV.

1.1. OBJETIVO GENERAL

- Analizar y diseñar una central fotovoltaica para mejorar el servicio eléctrico en el distrito insular de Anapia.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el estudio de mercado eléctrico en el distrito insular de Anapia.
- Calcular los parámetros eléctricos y mecánicos de la central fotovoltaica.



CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Peralta (2019), en su Obra: “Diseño de una central eléctrica eólica – fotovoltaica de 50KVA en el Centro Poblado de Chaucalla Distrito de Toro y Chichas Departamento de Arequipa”. El **objetivo** de la investigación fue, diseñar una central eléctrica eólica fotovoltaica de 50KVA en el centro poblado de Chaucalla provincia de Condesuyos y La Unión. Primero se investigó la teoría de la tecnología fotovoltaica, después se determinaron los recursos eólicos y solares de la zona y, por último, se analizó la demanda energética, que reveló que la potencia necesaria es de 40,635KW y la demanda máxima de 412,2KWH al día. A continuación, utilizando la información anterior, calculó el sistema y llegó a la conclusión de que 140 paneles solares, 6 turbinas eólicas y 96 baterías de almacenamiento de energía serían suficientes para satisfacer la demanda máxima del sistema. Por último, utilizando los resultados de un estudio económico para establecer la tasa interna de rentabilidad de la inversión, el periodo de amortización y el valor neto añadido, llegó a la conclusión de que el proyecto es viable.

Castro (2019), en su obra: “Sistema fotovoltaico aislado, redes de media y baja tensión para la isla Amantaní, provincia y departamento de Puno”. El **objetivo** de esta investigación fue, Diseñar dos sistemas no convencionales para la electrificación de 10 localidades de la Isla Amantaní, distrito de Amantaní, provincia y departamento de Puno. El objetivo de esta investigación era construir un sistema fotovoltaico que sustituyera a la central térmica de 250 kw existente en la isla de Amantani, actualmente fuera de servicio. La investigación se creó a partir de experimentos de campo y revisiones bibliográficas. Gracias al enfoque elegido, ya se ha iniciado la fase de procesamiento de



datos y gabinete de análisis de resultados. Para abordar las cuestiones mencionadas, se presentaron dos sistemas fotovoltaicos novedosos. En la isla de Amantan, el grupo electrógeno actual se mantuvo en funcionamiento para que pudiera tanto suministrar energía en momentos de gran demanda como utilizarse para cargar las baterías en caso de emergencia.

Quintanilla (2020), en su obra: “Diseño de un sistema solar fotovoltaico aislado para suministrar de energía eléctrica la localidad de patahuasi - pampa cañahuas”. El **objetivo** de la investigación fue, Diseñar una Sistema Fotovoltaico para suministrar energía a la localidad de Patahuasi – Pampa Cañahuas. En el estudio se utilizó un cuadro de cargas genérico para indicar cuántas personas vivían en la zona y cuánta electricidad utilizaban, lo que arrojó un consumo total de energía de 325,86 kWh/día. A continuación, identificó el campo fotovoltaico, haciendo varias comparaciones de las mejores tecnologías por el camino, y así ha elegido los componentes más adecuados para garantizar el correcto funcionamiento del sistema. A continuación, se realizó el análisis económico y de viabilidad del diseño.

Chambi, V. C et al. (2020), en su Obra: “Diseño, implementación y análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCCR) de 3 kW con convertidores cc/cc analizado en las condiciones geográficas y climatológicas la ciudad de Juliaca”. La tesis tuvo como **objetivo**, Diseñar, implementar y analizar económicamente el sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCCR) de 3 KW con convertidores cc/cc en condiciones geográficas y climatológicas de Juliaca. Este estudio realizó un análisis econométrico de la instalación de un sistema de generación fotovoltaica de 2,96 KW conectado a la red. El resultado demostró que el proyecto es económicamente viable porque el periodo de amortización de la inversión es de 12 años.



Rojas Bismarck, J. P. (2018), en su obra: “Diseño de una central solar fotovoltaica de 30mw, para su análisis técnico, operativo y económico en el SEIN; ubicada en Tacna – 2017”. La tesis tuvo como **objetivo**, Analizar Técnica, Operativa y Económicamente el Diseño de una Central Fotovoltaica de 30MW, ubicada en Tacna. Con el uso del software especializado pvPlanner, se calculó en primer lugar la cantidad de recurso solar existente en la región donde se ubicará la Central Fotovoltaica Tacna para los fines de este estudio. Utilizando el software PVsyst y los valores de irradiación de la zona de estudio, diseñó una central fotovoltaica. Según sus cálculos de ingeniería, la central tendrá 98400 módulos fotovoltaicos de 315Wp y 15 inversores de 2 000kW, y producirá 73 257MWh al año con un factor de rendimiento del 83% y un factor de planta del 27,88%. Para simular el funcionamiento de la central con una inyección de 30MW de potencia en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, se procedió a continuación a modelar la central utilizando el diseño eléctrico de la central fotovoltaica en el programa de ingeniería de sistemas de potencia DigSILENT. También se han tenido en cuenta las características y cantidades totales de la central fotovoltaica a la hora de estimar la inversión inicial y el flujo de caja del proyecto. Estas estimaciones dan como resultado una tasa interna de rentabilidad (TIR) del 13,1% y un valor actual neto (VAN) de 2.286.822,26 dólares, lo que demuestra el potencial de la central fotovoltaica Tacna de 30 MW para ganar dinero.

2.2. MARCO TEÓRICO

2.2.1. Energía Solar

La energía solar, es un recurso renovable que proviene del sol (Moro Vallina, 2010). De ahí que, la transformación de la energía solar en energía eléctrica es un método muy prometedor, teniendo en cuenta que, la fuente de energía solar es gratuita, limpia e interminable (Charfi et al., 2018). En consecuencia, la energía solar se está implementado rápidamente, por ello, los sistemas que la integran deben diseñarse de manera óptima, mediante un análisis y diseño detallado de los materiales, los sistemas de control y los aspectos económicos (Ud-Din Khan et al., 2022).

2.2.1.1. Radiación Solar

Es la energía que se propaga por el espacio mediante ondas electromagnéticas provenientes del sol. Sin embargo, su paso por la atmosfera terrestre hace que se apliquen varios procesos que modifican sus propiedades debido a la reflexión, atenuación y difusión (Lamigueiro, 2020).

La radiación solar varia a lo largo del día, la variabilidad se puede dividir en dos componentes, la primera componente producto del movimiento de traslación y rotación de la tierra (R. Perez et al., 2012), y el segundo componente es aleatorio, debido al clima y la presencia de nubes (Sanchez & Milone, 2009).

Para el cálculo de la radiación solar efectiva sobre una superficie terrestre será útil distinguir tres componentes que son:

- Radiación Directa, B: Procedente del Sol viajando por la atmosfera sin desviarse.
- Radiación Difusa, D: Cuantifica toda la radiación dispersa por la atmosfera.

- Radiación de Albedo, R: Por reflejos en el suelo u otras superficies cercanas. Supone una contribución muy pequeña en la generación de energía eléctrica, por lo que suele ser despreciada (Lamigueiro, 2020).

La suma de estos tres componentes se conoce como radiación global, representada en la ecuación (1) y figura (1).

$$G = B + D + R \quad (1)$$

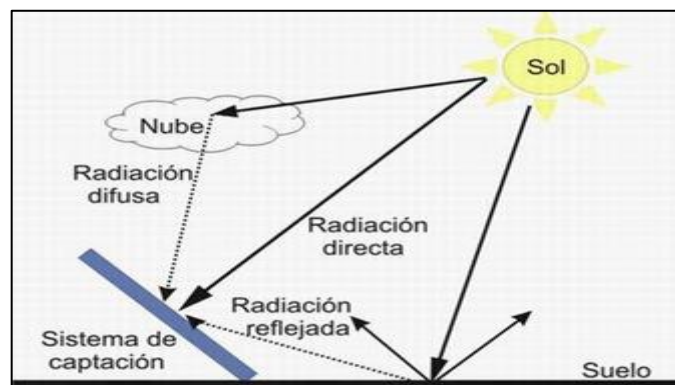


Figura 1: Tipos de Radiación Solar

Fuente: <https://acortar.link/67dZQP>

El termino radiación solar es implícito para fines de diseño, se debe tener presente los siguientes conceptos.

- **Irradiancia (G)**, es la medida de la potencia solar, es decir, es la radiación incidente sobre una superficie en un instante dado (W/m^2).
- **Irradiación (H)**, la irradiación es una magnitud que mide la cantidad de energía que llega a una superficie desde el sol, es decir, la radiación que incide sobre una superficie durante un periodo de tiempo (Wh/m^2) (Quero, 2011).

2.2.1.2. Geometría Solar

La geometría solar es necesaria para estimar la radiación solar en una superficie y la estimación óptima de la misma (Valdiviezo Salas, 2014). La trayectoria aparente del sol a través del cielo se conoce como geometría solar y su posición en varias fechas y horas para predecir sus interacciones con planos y volúmenes en el espacio basado en sus posiciones relativas. La posición del sol puede describirse mediante dos ángulos diferentes que son: Ángulo azimuth α (*alfa*) y el Ángulo de elevación ϕ (*phi*), se ilustra en la figura (2) (Lamigueiro, 2020).

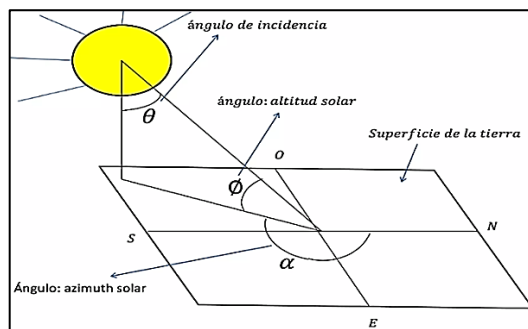


Figura 2: Geometría Solar

Fuente: (Rodríguez, 2013).

El ángulo de incidencia es una medida de la cantidad de radiación incidente sobre una superficie vertical, y es proporcional a la altitud solar (Rodríguez Amador, 2013).

La duración del día a lo largo del año es más constante en las zonas ecuatoriales, y la diferencia en la duración del día en los equinoccios y solsticios durante el año es más notable a medida que se alejan del plano ecuatorial, ver figura (3).

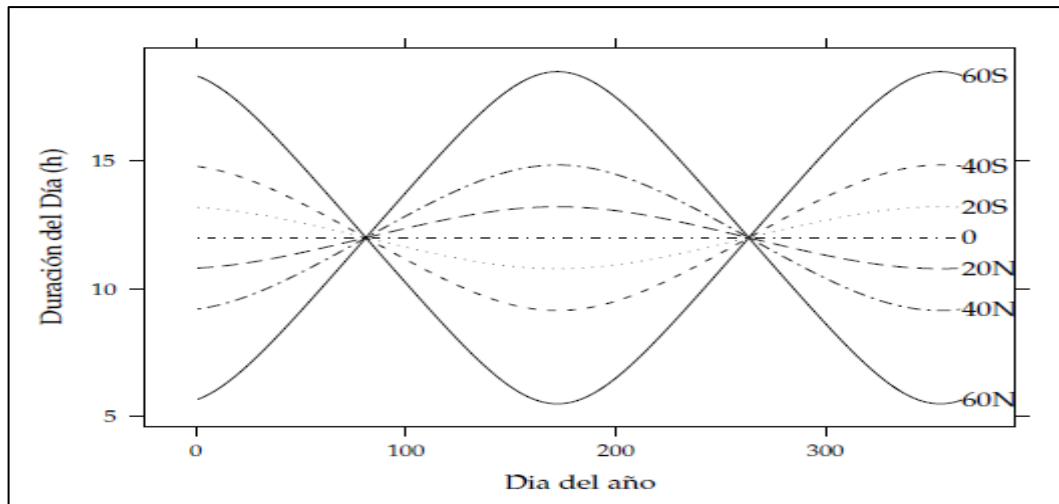


Figura 3: Duración del Día en Diferentes Latitudes

Fuente: (Lamigueiro, 2020, p.18).

2.2.1.3. Recorrido Solar

Se le conoce como recorrido solar al ángulo del eje de rotación que posee la tierra con respecto al sol en diferentes estaciones del año. Este movimiento es responsable de las estaciones y por supuesto de los diferentes ángulos de radiación solar (MARÍN & QUINTERO, 2017, pág. 11), tal como se ilustra en la figura (4).

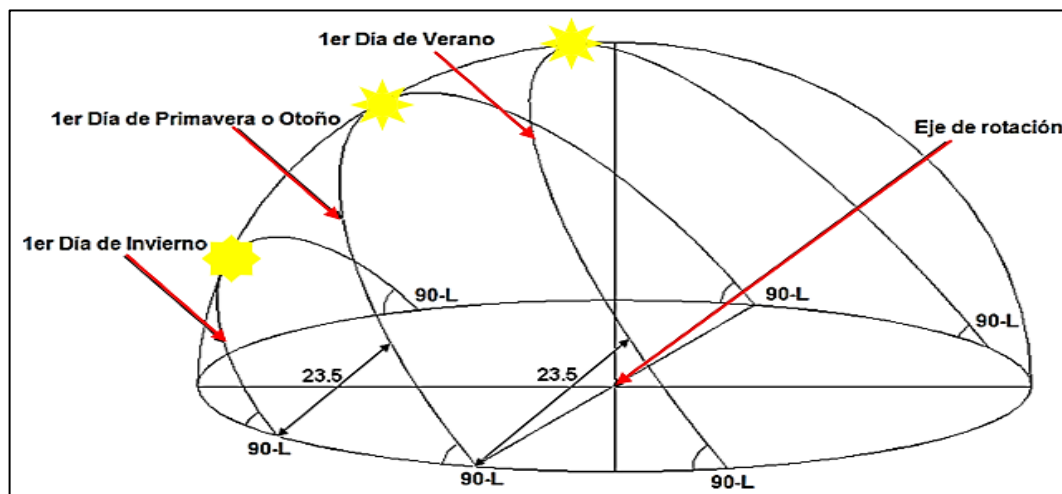


Figura 4: Trayectoria del Sol Durante las Estaciones del Año

Fuente: Network for Astronomy School Education, (Pág. 1).

Una carta solar representa el conjunto de trayectorias del sol en un lugar determinado, reflejando la posición, el azimut y la elevación del sol en cada hora desde la perspectiva de un observador orientado hacia el sur (en el hemisferio norte). El observador del hemisferio sur mira hacia el norte).(MARÍN & QUINTERO, 2017, pag.12)

La figura (5) muestra la carta solar cilíndrica anual del distrito de Anapia.

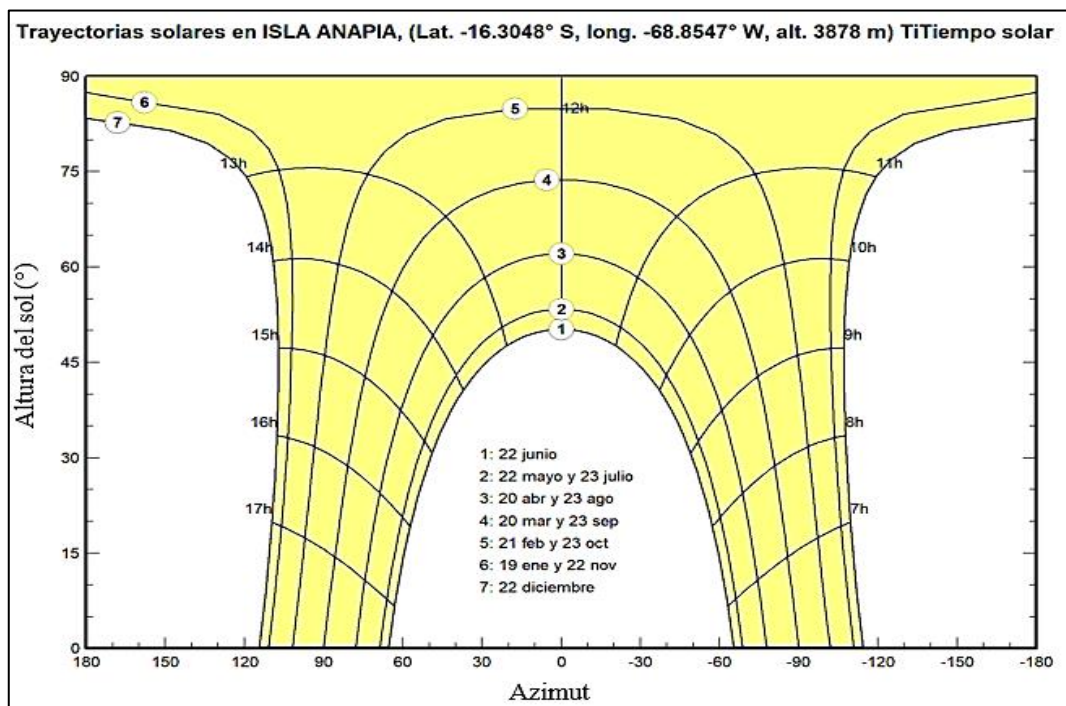


Figura 5: Carta Solar Cilíndrica

Fuente: Adaptado del Software PVsyst 2.7

2.2.1.4. Efecto Fotovoltaico

El efecto fotovoltaico es la generación de una corriente eléctrica como resultado del contacto de dos materiales diferentes expuestos a la radiación electromagnética, esto por medio de la fuerza electromotriz y por la absorción de la radiación solar, también es importante mencionar que uno de los materiales tiene que ser semiconductor. Es decir, consiste en el proceso por la cual la energía solar es transformada directamente en

electricidad. También es importante mencionar que no todos los fotones que llegan a las células solares se transforman en electricidad, tal como se muestra en la figura (6), porque parte de la radiación solar incidente se pierde por reflexión o rebote y la otra parte al atravesar la célula solar (Barberá Santos, 2011).

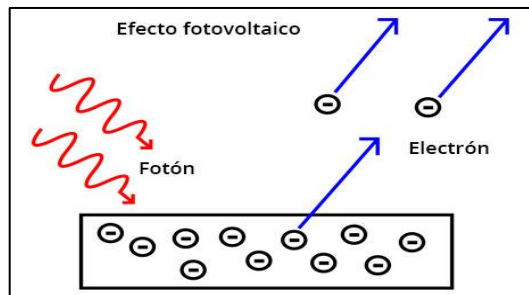


Figura 6: Efecto Fotovoltaico

Fuente: “DEXEN ENERGY” (<https://n9.cl/mwkja>).

2.2.1.5. Célula Fotovoltaica

La célula fotovoltaica es una tecnología que capta la luz solar y la convierte en electricidad. Está formada por un material semiconductor, generalmente silicio, que se excita en presencia de radiación y los electrones pueden fluir de tipo P a tipo N, provocando una tensión interna, que produce corriente en presencia de una resistencia. Actualmente existen varios tipos de células fotovoltaicas con diversas tecnologías y propiedades. (Moro Vallina, 2010).

2.2.1.6. Módulo Fotovoltaico

Las características eléctricas de una sola célula son insuficientes para alimentar cargas convencionales. Para suministrar una tensión y una corriente adecuadas, deben conectarse en serie y en paralelo. Un módulo fotovoltaico es un conjunto de células protegidas físicamente de la intemperie y aisladas eléctricamente del exterior, lo que confiere rigidez mecánica al conjunto. (Lamigueiro, 2020, p. 57).

2.2.1.7. Hora Sol Pico

La hora solar pico (HSP) es una unidad de medida de la irradiación solar incidente a lo largo de un día para definirla en horas respecto a una irradiancia solar hipotética de 1000 W/m^2 (Valdiviezo, 2014), expresada en la ecuación (2)

$$\text{HSP} = \frac{\text{Irradiación (KWh/m}^2\text{)}}{\text{Irradiancia (KW/m}^2\text{)}} \quad (2)$$

El cálculo de las horas solar pico es muy importante para dimensionar los sistemas fotovoltaicos y evaluar económicamente la viabilidad de un proyecto fotovoltaico. (Pérez et al., 2017).

Los datos de la irradiación global se pueden obtener de diferentes fuentes y softwares disponibles tales como:

- Página web PVGIS.
- Página web NASA.
- Página web SunEarthTools.
- Software RETScreen Expert.
- Software PVsyst 7.2.

La figura (7) muestra un ejemplo del grafico de la hora solar pico HSP.

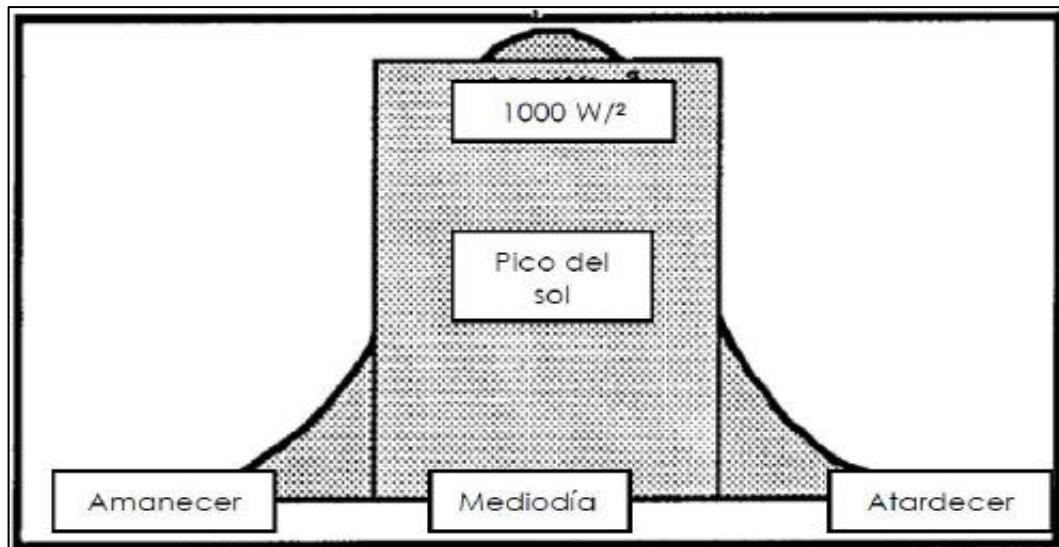


Figura 7: Hora Solar Pico

Fuente: (Valdiviezo, 2014, p. 7).

2.2.2. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

2.2.2.1. Definición

Los sistemas fotovoltaicos son grupos de dispositivos que convierten la energía solar en energía eléctrica utilizable, de forma limpia, sostenible y rentable (CENTELSA, 2020).

2.2.2.2. Sistema Fotovoltaico Aislado (OFF GRID)

Los sistemas fotovoltaicos aislados de la red son generadores desconectados de la red eléctrica. Es decir, son sistemas autónomos que se utilizan en zonas remotas donde no llega la red eléctrica convencional. Por ello, el sistema Off-Grid requiere el uso de baterías para almacenar el exceso de energía durante el día y utilizarla por la noche o en días nublados (CENTELSA, 2020).

Los principales campos de aplicación de los sistemas fotovoltaicos aislados son:

- **Ámbito rural:** Electrificación de localidades, bombeo de agua, riego, entre otros.

- **Vía terrestre:** Señalización de tránsito, señales de advertencia, y alumbrado.
- **Ámbito industrial:** Campos de vigilancia, antenas de telecomunicación, y fábricas (Oriol Planas, 2017).

La figura (8) muestra un esquema de una instalación fotovoltaica OFF GRID.

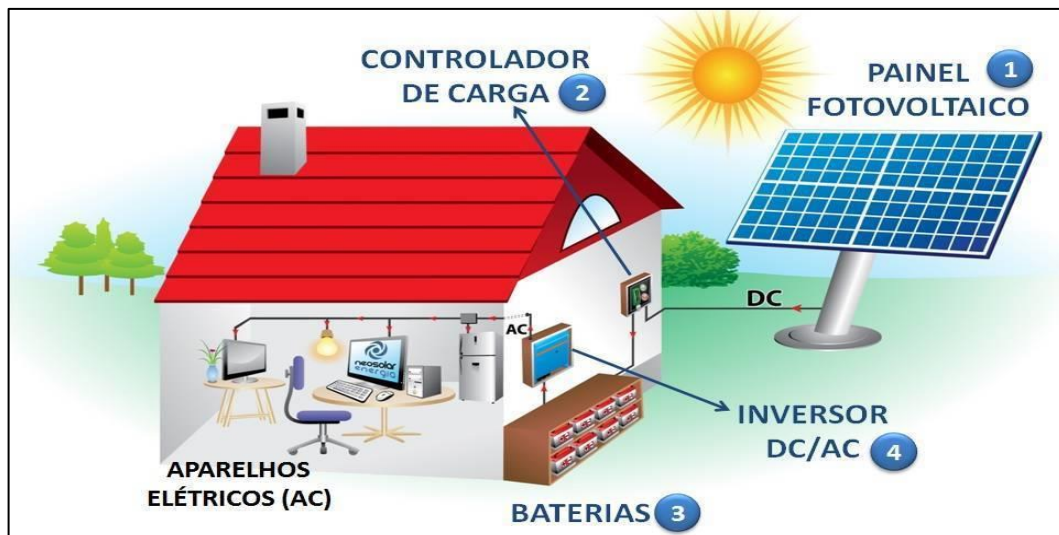


Figura 8: Esquema de Instalación Fotovoltaica Aislada OFF-GRID

Fuente: <https://acortar.link/RPIEOi>

- **Ventajas de la instalación (OFF GRID)**
 - Bajo costo de operación y mantenimiento.
 - Operación 100% autónoma.
 - Posibilidad de ampliación de la instalación a futuro.
 - Durante la operación no genera contaminación ambiental.
 - Rápida amortización.
 - Más de 25 años de servicio.
- **Desventajas de la instalación (OFF GRID)**
 - Costo elevado su instalación.
 - Las baterías solares presentan menos vida útil que las placas solares(Gonzales Zamora, 2020).

2.2.2.3. Sistema Fotovoltaico Conectado a Red (ON GRID)

Las cargas (usuarios) son abastecidas por la red eléctrica, y la generación fotovoltaica sirve como fuente de energía complementaria. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red no necesitan baterías para almacenar energía porque inyectan la energía generada de manera directa a la red eléctrica. (CENTELSA, 2020).

La figura (9), muestra un esquema de instalación fotovoltaica conectada a la red.

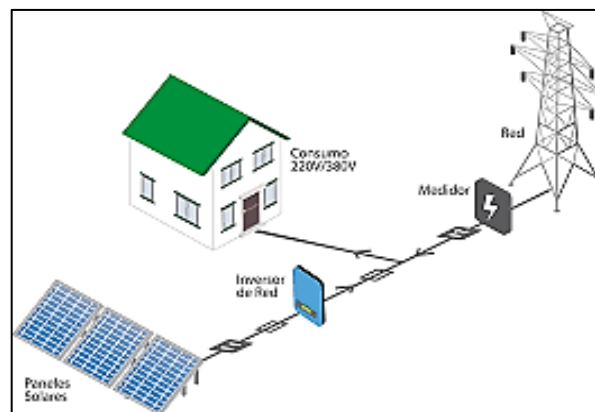


Figura 9: Esquema de una Instalación Conectada a la red ON-GRID

Fuente: <https://acortar.link/qG7SIW>

- **Ventajas de la instalación (ON GRID)**
 - El costo del sistema e instalación es muy económico.
 - No utilizan las baterías.
 - Amortización de inmediata.
 - Más de 20 años de servicio.
- **Desventajas de la instalación (ON GRID)**
 - Poca confiabilidad en la generación, debido a las condiciones atmosféricas.
 - Se paraliza su operación cuando hay cortes de energía (Gonzales Zamora, 2020).

2.2.3. Componentes de un Sistema Fotovoltaico

Los componentes de un sistema fotovoltaico varían según su tipo.

2.2.3.1. Módulo Fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico es un conjunto de células fotovoltaicas protegidas físicamente de la intemperie y aisladas eléctricamente del exterior, lo que confiere rigidez mecánica al conjunto. (Lamigueiro, 2020, p. 57), en la figura (10) y (11) se muestra las partes que lo componen.

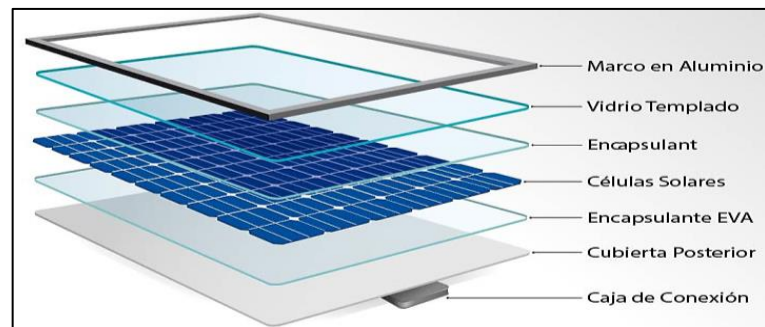


Figura 10: Componentes de un Módulo Fotovoltaico

Fuente: “INELDEC”. <https://acortar.link/dm7mft>



Figura 11: Esquema de Conexión Interna de un Módulo Fotovoltaico

Fuente: “Diseño de Sistemas Fotovoltaicos” (CENTELSA, 2020, pág. 26).

Los módulos solares no requieren mantenimiento y tienen una vida media de 20 a 30 años. Gracias a la capa de vidrio templado sobre las células y una capa de plástico en la parte inferior, son muy resistentes a la intemperie (aire, lluvia y granizo). (CENTELSA, 2020).

- **Curva característica del módulo fotovoltaico**

Los módulos fotovoltaicos tienen curvas características que demuestran su funcionamiento. Las curvas de corriente, tensión y potencia se representan en la figura (12).

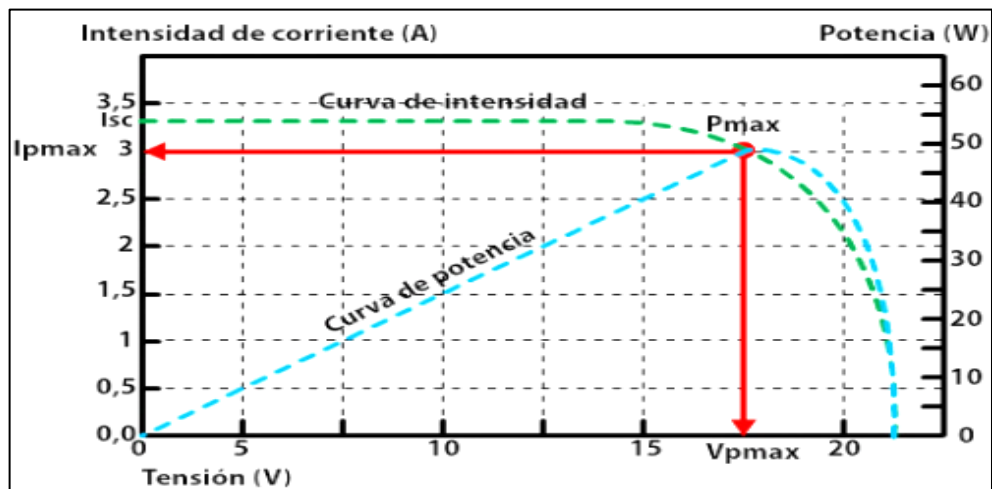


Figura 12: Curva Representativa de un módulo fotovoltaico

Fuente: “Ecosistemas del Sureste S.L.” <https://cutt.ly/k8fNOGI>

La curva de potencia (línea azul discontinua) se obtiene del producto de los valores de la corriente con el voltaje en cada punto de la curva intensidad de corriente vs voltaje de color verde; los valores de tensión y corriente varían según la temperatura y la radiación (Uriol Paulini, 2020, pág. 25).

- **Tipos de módulos fotovoltaicos**

Existen dos tipos de paneles solares basados en la tecnología de fabricación de células fotovoltaicas: las células fotovoltaicas cristalinas (monocristalinas y policristalinas) y las células fotovoltaicas de película fina (amorfás, de telurio de cadmio) (Uriol Paulini, 2020, pág. 26).

- **Monocrystalino**

Este tipo de módulo es conocido en el mercado como el más eficiente de todos, debido a que ha experimentado un importante desarrollo tecnológico a lo largo de los años. Cada módulo de este tipo de panel está fabricado con un único cristal de silicio puro. (Torres Pacheco et al., 2018, pág. 18).

Normalmente son utilizados en:

- Energía solar domiciliario.
- Transporte.
- Campo de comunicación.
- Campos petroleros, marinos y meteorológicos.
- Central fotovoltaica independientes de 10KW-50MW.

La figura (13), muestra el panel fotovoltaico monocrystalino.

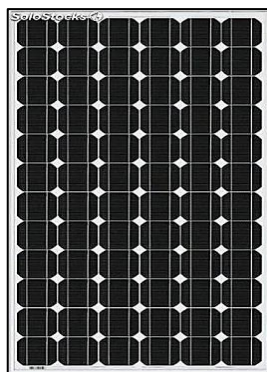


Figura 13: Panel Fotovoltaico Monocrystalino de 175w

Fuente: "SOLOSTOCKS". <https://cutt.ly/w8gF8Eo>

- **Ventajas de los módulos monocrystalinos, en instalaciones fotovoltaicas.**

- Gracias a la elevada pureza del silicio, que es muy estable e inerte, este tipo de módulos tiene una vida útil de 25 años.
- Tiene una eficiencia de 15 a 22%.

- **Desventajas de los paneles monocristalinos, en instalaciones fotovoltaicos.**

- Tiene el costo elevado en comparación a los demás paneles.

- **Policristalino**

Son paneles fotovoltaicos fabricados con silicio policristalinos, son los más utilizados en los proyectos de energía solar, debido a su bajo costo. Los paneles policristalinos suelen rendir menos a altas temperaturas, por ello es muy importante analizar esos aspectos antes seleccionar paneles policristalinos para proyectos fotovoltaicos.

Debido al menor coste de este tipo de módulos en comparación con los monocristalinos, su capacidad de generación oscila entre 5 W y 250 W e incluso más. Es habitual encontrarlos en viviendas y plantas de energía solar. (Torres Pacheco et al., 2018, pág. 19).

La figura (14), muestra el módulo fotovoltaico policristalino.

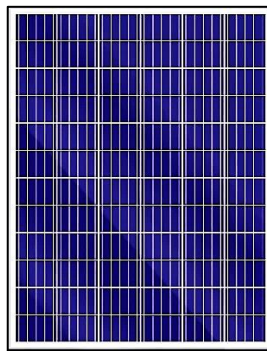


Figura 14: Panel Fotovoltaico Policristalino de 335w

Fuente: Extraído de “EMERGENTE”. <https://cutt.ly/H8gLjcr>

- **Ventajas de los paneles policristalinos, en instalaciones fotovoltaicos.**

- Fabricación más simple en comparación con los monocristalinos.
- Debido al avance tecnológico se tiene una vida de servicio de 25 años.

- **Desventajas de los paneles policristalinos, en instalaciones fotovoltaicos.**

- Su instalación ocupa más espacio para producir la misma cantidad de energía eléctrica, en comparación con los módulos monocristalinos.

En la tabla (1) se resume la diferencia entre módulos monocristalino y policristalino.

Tabla 1: Tipos de Módulos Fotovoltaicos y sus Características.

Tipos de paneles	Rendimiento de laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
MONOCRISTALINO	24 %	15 – 18 %	Es el típico azul homogéneo con conexión de células individuales.	Se fabrica a partir de silicio puro dopado con boro.
POLICRISTALINO	19 – 20 %	12 – 14 %	La superficie tiene una estructura cristalina y contiene varias tonalidades de azul.	Similar al monocristalino, pero con menos caras de cristalización.
AMORFO	16 %	< 10 %	Tiene un color uniforme (marrón), pero no hay conexiones visibles entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en finas láminas sobre un sustrato como el vidrio o el plástico.

Fuente: (Espitia González, 2019, pág. 16).

Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

Para determinar el número de módulos necesarios para una instalación fotovoltaica se tiene la ecuación (3).

$$N^{\circ} \text{módulos} = \frac{E}{\eta_{\text{sistema}} \times P_{\text{modulo}} \times HSP} \quad (3)$$

Donde:

E : Energía demandada (KWh/día).

HSP : Hora solar pico (h)

$P_{\text{módulo}}$: Potencia pico del módulo (Wp).

η_{sistema} : Eficiencia (%)

2.2.3.2. Orientación e inclinación de módulos

Para captar la máxima cantidad de radiación solar durante el día, a la hora de instalar un sistema de generación fotovoltaica se tienen en cuenta los parámetros de orientación e inclinación. Estos parámetros se ven afectados por la trayectoria diaria y anual del sol. (MPPTSOLAR, 2022), como se ilustra en la figura (15).

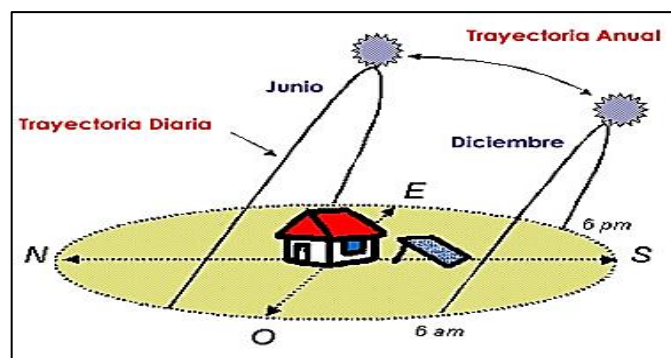


Figura 15: Trayectoria del Sol Diario y Anual

Fuente: “URBIPEDIA”. <https://acortar.link/NCSHDe>

La dirección (α) está determinada por el acimut, y la medida del acimut está determinada en un punto perpendicular al plano horizontal de la superficie del módulo fotovoltaico; mientras que el ángulo de inclinación (β) está determinada por el plano superficial del módulo y el plano horizontal (Valencia, 2018), tal como se aprecia en la figura (16).

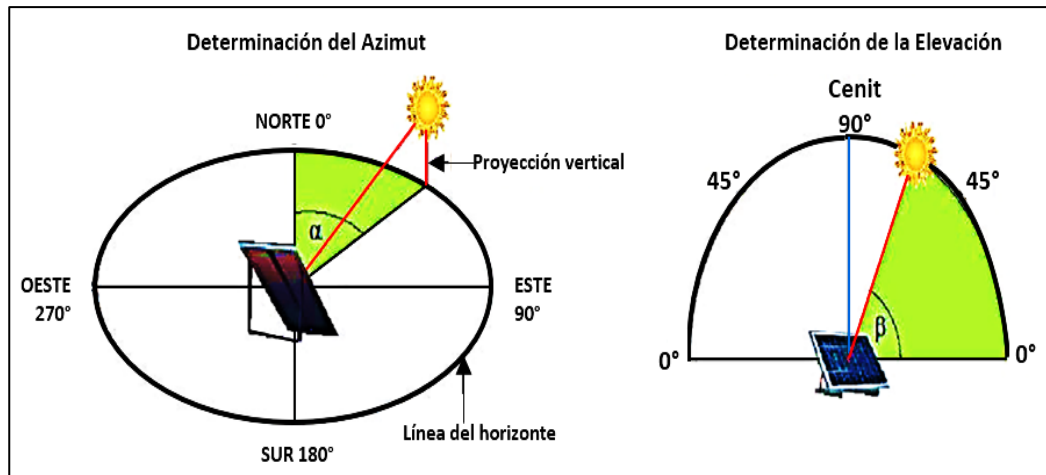


Figura 16: Orientación de los Paneles Fotovoltaicos

Fuente: <https://acortar.link/9AJzNj>

La ecuación (4) se utiliza para calcular la inclinación de los módulos fotovoltaicos.

$$\beta^{\circ} = 3.7^{\circ} + 0.69 * |Lat| \quad (4)$$

Donde:

β° : Inclinación óptima

Lat : Latitud en coordenadas geográficas

En teoría, la inclinación óptima sería igual a la latitud del lugar de instalación.

Posición de la instalación de un panel solar con ángulo azimut 0° .

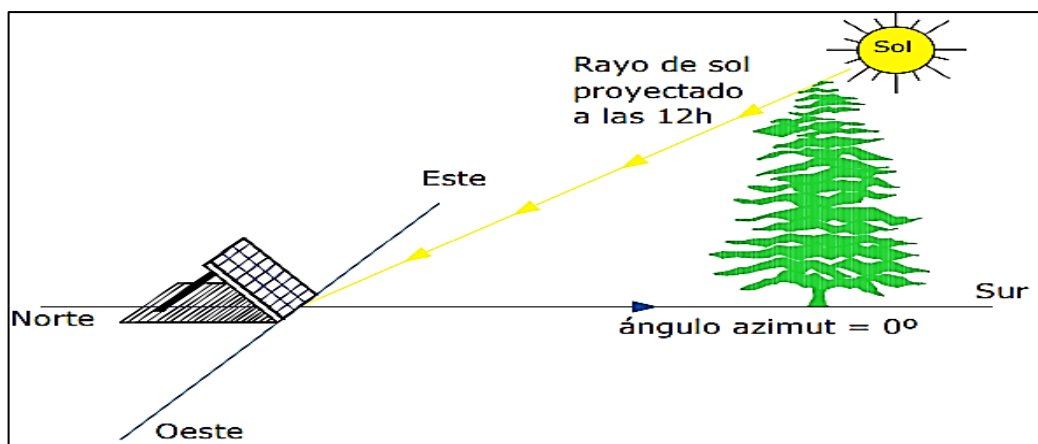


Figura 17: Instalación de un Panel con Angulo Azimut 0°

Fuente: Adaptado de (CANO PINA, n.d. pág. 32).

Posición de la instalación de un panel solar con un ángulo azimut = α

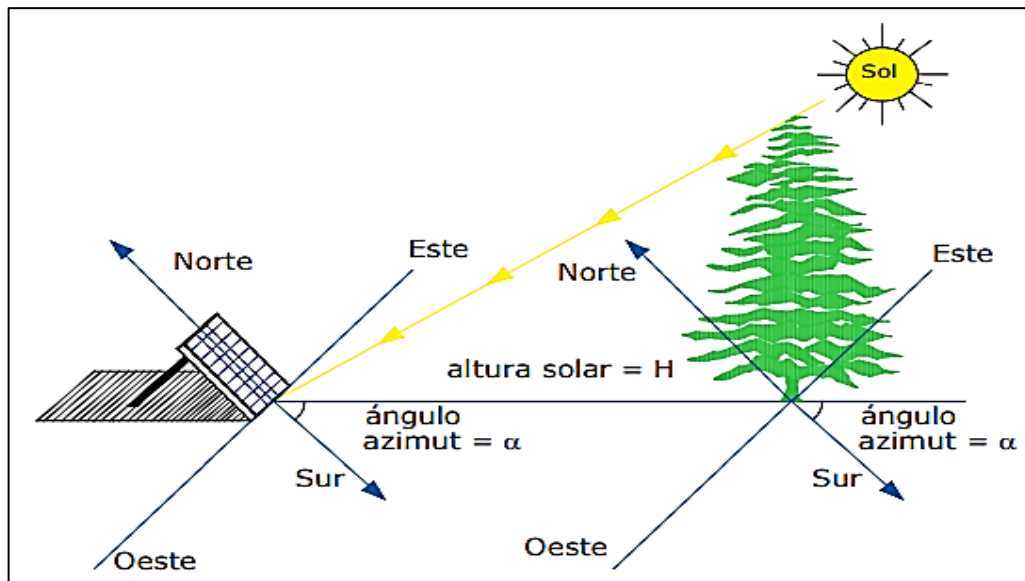


Figura 18: Instalación de un Panel Solar con un Angulo Azimut = α

Fuente: Adaptado de (CANO PINA, n.d. pág. 36).

Altura solar

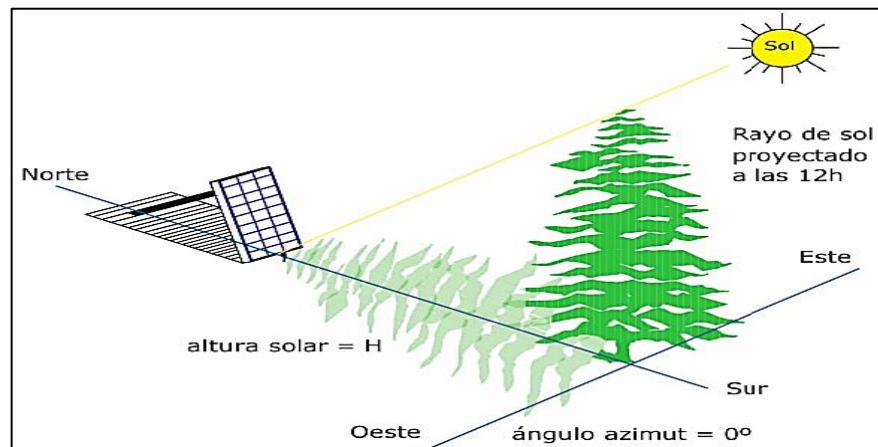


Figura 19: Altura Solar

Fuente: Adaptado de (CANO PINA, n.d. pág. 37).

Inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos: La inclinación óptima del módulo fotovoltaico es la inclinación que hace que la radiación incida de forma perpendicular al módulo. Sin embargo, El ángulo de incidencia de la radiación solar varía

a lo largo del día y del año. La ubicación ideal de los módulos fotovoltaicos viene determinada por la latitud del lugar de instalación. (Valencia, 2018).

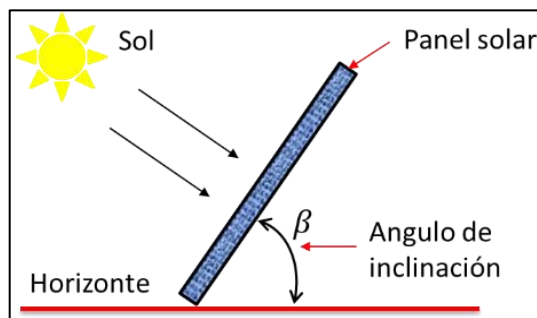


Figura 20: Inclinación Óptima de un Panel Solar

Fuente: <https://acortar.link/imb7ap>

Para determinar el ángulo de inclinación (β) de un módulo fotovoltaico, es necesario conocer la latitud del lugar donde se va a instalar el módulo fotovoltaico, una vez obtenido el valor de la latitud se debe considerar la tabla (2), para finalmente obtener el valor (β) (GARAYAR BONILLA, 2022).

Tabla 2: Datos para Obtener el Angulo de Inclinación de Módulos Fotovoltaicos.

LATITUD DEL LUGAR ($^{\circ}$)	ÁNGULO DE INCLINACIÓN FIJO
0 – 15 $^{\circ}$	15 $^{\circ}$
15 – 25 $^{\circ}$	La misma Latitud
25 – 30 $^{\circ}$	Latitud + 5 $^{\circ}$
30 – 35 $^{\circ}$	Latitud + 10 $^{\circ}$
35 – 40 $^{\circ}$	Latitud + 15 $^{\circ}$
40 $^{\circ}$ - mas	Latitud + 20 $^{\circ}$

Fuente: (GARAYAR BONILLA, 2022).

De acuerdo a la tabla (2), el ángulo de inclinación (β) estará definido por la ecuación (4).

2.2.3.3. Sistema de Almacenamiento de Energía Mediante Baterías

Los bancos de baterías se utilizan en sistemas de generación fotovoltaicos aislados, su función es almacenar la energía disponible durante el día para utilizarla en períodos de baja o nula radiación directa (Forget, 2011). Hay que destacar que la confiabilidad de una central de generación fotovoltaico OFF GRID depende del sistema de acumulación de energía (Vera, 2009).

Se debe de tener en cuenta la tecnología de batería a usarse, esto debido que, durante la etapa de diseño, las evaluaciones técnicas se desarrollan de manera subjetiva en lugar de modelado de composición y resultados de optimización (Karamov & Suslov, 2022).

Los baterías convierten la energía química en eléctrica y viceversa, es decir:

*Energía eléctrica*_{generacion} → *Energía química*_{almacenamiento} → *Energía eléctrica*_{consumo}

- **Tipos de baterías.**

Las baterías se clasifican de acuerdo a la tecnología empleada en su fabricación y de los electrolitos utilizados. En la tabla (3), se diferencian los tipos de baterías existentes en el mercado (Diaz Corcobado & Carmona Rubio, 2010).

Tabla 3: Tipos de Baterías y sus Características

Tipos	Tensión por vaso (v)	Tiempo de recarga (h)	Autodescarga por mes. (%)	Numero de ciclos	Capacidad por tamaño (wh/kg)	Costo
Plomo acido	2	8 – 16	< 5	Medio	30 – 50	Bajo
Níquel, cadmio	1.2	1	20	Alto	50 – 80	Medio
Níquel, (metal hidruro)	1.2	2 – 4	20	Medio	60 – 120	Medio



Continuación...

Ion litio	3.6	2 – 4	6	Alto	110 - 160	Alto
-----------	-----	-------	---	------	-----------	------

Fuente: (Diaz Corcobado & Carmona Rubio, 2010).

Uno de los parámetros principales a tener en cuenta a la hora de seleccionar baterías para conformar un banco de baterías es la capacidad de energía que puede obtenerse en una descarga completa de la batería, expresada en la ecuación (5). El sistema de almacenamiento de energía debe diseñarse asumiendo que las baterías son del mismo tipo, capacidad y fecha de fabricación. (Diaz Corcobado & Carmona Rubio, 2010).

$$Q_d = \frac{P_{(20)}}{V_{inv}} \quad (5)$$

Donde:

Q_d : Capacidad de consumo medio diario (Ah/día)

$P_{(20)}$: Demanda de energía diaria al año 20 (Wh/día)

V_{inv} : Tensión de salida de Inversor (V)

Para determinar el número de baterías previamente se calculará la capacidad de carga requerida, ecuación (6).

$$C_n = \frac{Q_d \cdot A}{Pd_{MAX} \cdot n_{rb-inv}} \quad (6)$$

Donde:

C_n : Capacidad de carga requerida Ah

Q_d : Capacidad consumo medio diario Ah/día

A : Autonomía (Día-Horas-según diseño)

P_{dmax} : Profundidad de descarga máxima %

η_{rb-inv} : Eficiencia Sistema de baterías %

Para determinar la cantidad de baterías se tiene la ecuación (7).

$$Nro_{baterías} = \frac{C_n}{C_{bat}} \quad (7)$$

Donde:

C_n : Capacidad de carga requerida (Ah)

C_{nom} : Capacidad nominal de batería (Ah)

Según los catálogos de baterías, la figura (21) muestra la profundidad de descarga y la vida útil de las baterías.

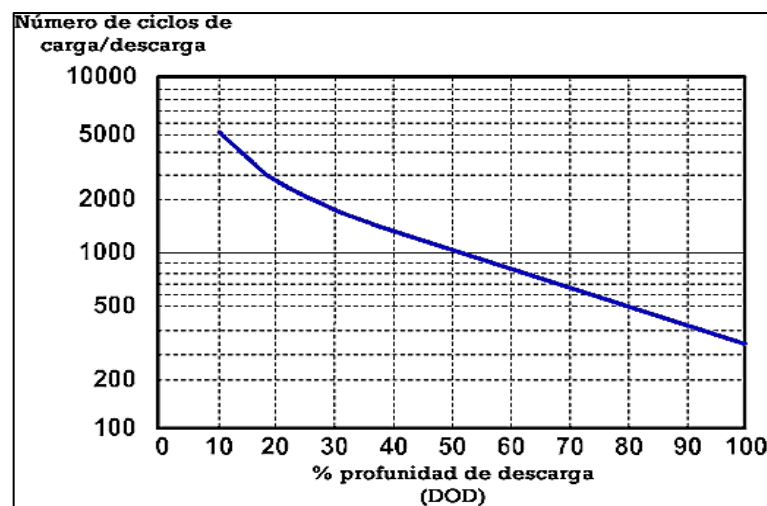


Figura 21: Representación Gráfica de Carga y Descarga de Baterías

Fuente: “SUNFIELDS”. <https://onx.la/e7da9>

El calor extremo aumenta la tasa de autodescarga y acelera la corrosión de la rejilla de la placa y el frío extremo puede ralentizar significativamente la velocidad de las reacciones químicas ver figura (22), ambas condiciones extremas dañan el tiempo de servicio de las baterías, por ende, la sala de baterías debe construirse para mantener una temperatura ambiente idónea para su operación (CLICBATERIAS, 2019).

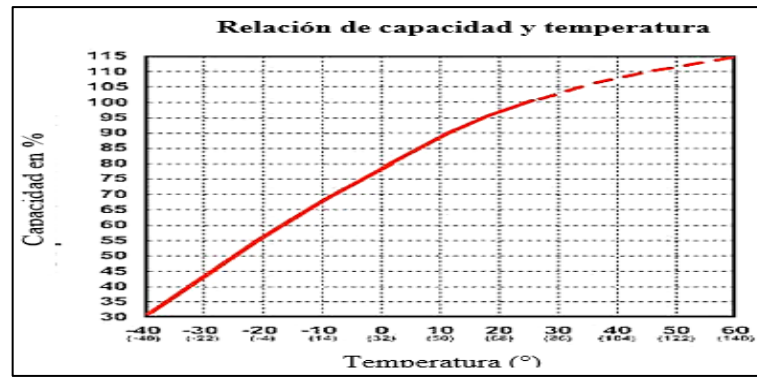


Figura 22: Comportamiento de las Baterías en la Relación de Capacidad y Temperatura

Fuente: Extraído de “CLICBATERIAS”. <https://onx.la/854b4>

2.2.3.4. Regulador de Carga

El regulador de carga monitorea y controla los parámetros de tensión y corriente de la energía generada por el módulo fotovoltaico. Su función principal es evitar sobrecargas y garantizar que el sistema funcione siempre a la máxima potencia (MPPT).(Forget, 2011).

- **Tipos de controladores de carga.**

Podemos clasificarlos en función de la tecnología de los interruptores, por la gestión de la energía o por la posición del interruptor. Ver la tabla (4).

Tabla 4: Tipos de Reguladores, según la Tecnología

CLASIFICACIÓN	TIPO DE REGULADOR
En función de la tecnología del interruptor.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Relé Electromecánico. ▪ Estado Sólido.
Según gestión de la energía.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PWM Modulación de Ancho de Pulsos. Trabajan según el voltaje de la batería. Curva característica, ver figura (24) ▪ MPPT Seguimiento del Punto de Máxima Potencia. Funcionan en el punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos. Curva característica, ver figura (25)
Según posición del interruptor.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Serie y Paralelo.

Fuente: (Diaz Corcobado & Carmona Rubio, 2010).

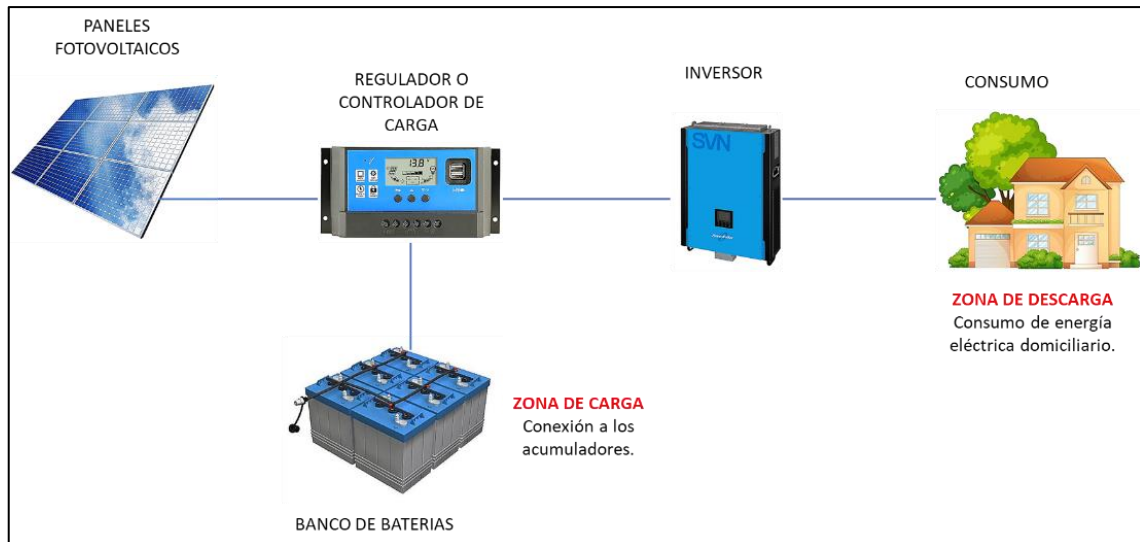


Figura 23: Conexión del Regulador de Carga en un sistema Off-Grid

Fuente: <https://acortar.link/WFX9g9>

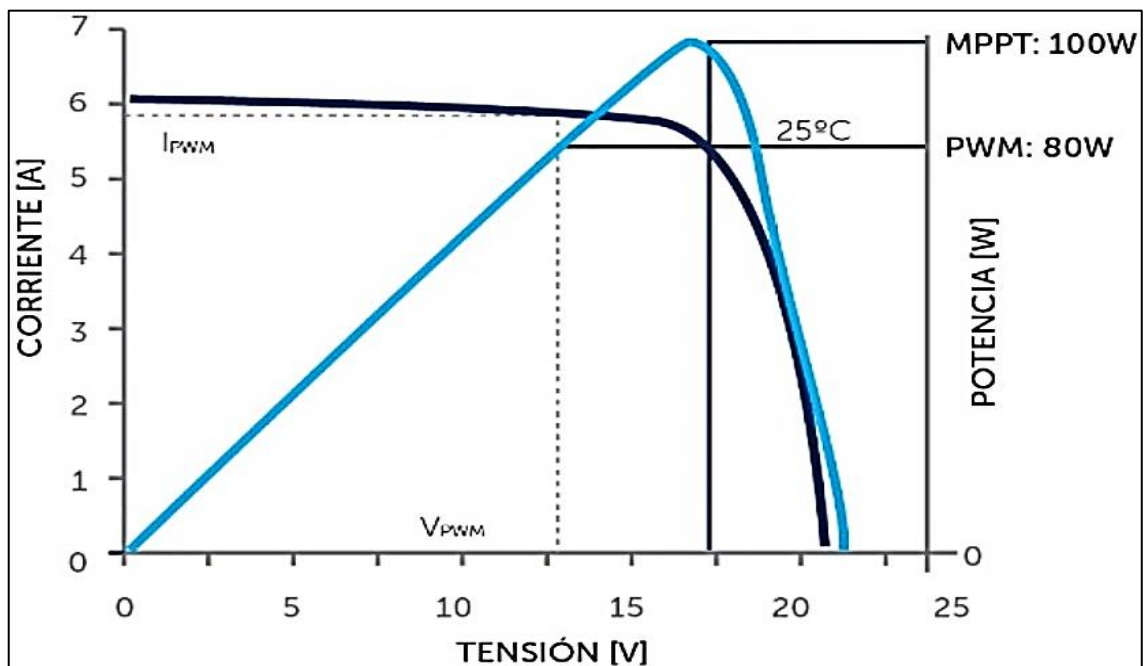


Figura 24: Grafica del Controlador de Carga PWM

Fuente: "ENERTIK – Energía Solar". <https://onx.la/f3f7d>

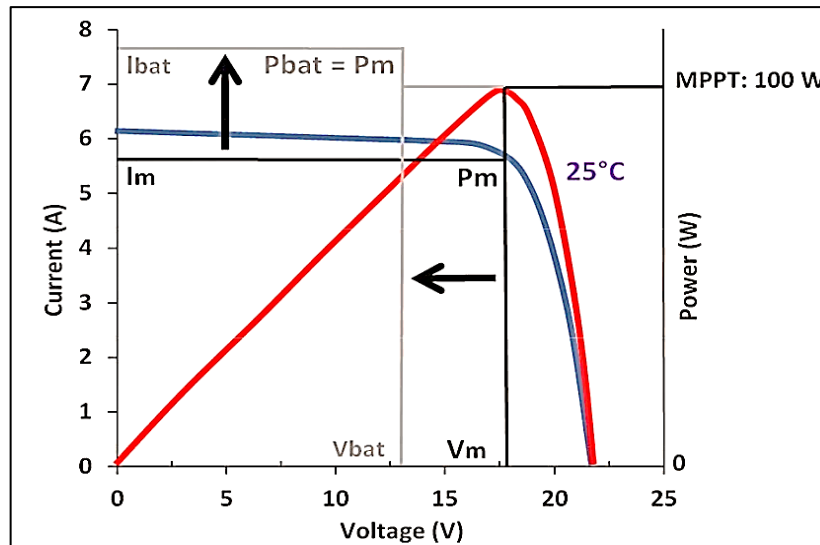


Figura 25: Grafica del Controlador de Carga MPPT

Fuente: “BATERIAS INDUSTRIALES GANDIA S.L.” <https://cutt.ly/p4dqqLl>

2.2.3.5. Inversor CC/CA

Los inversores son equipos electrónicos que convierten la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, que luego se inyecta en la red de distribución. (Vera, 2009).

Un requisito fundamental para los inversores es una alta eficiencia, independientemente del valor de la señal de entrada, ya que la potencia de generación depende de la irradiación recibida por los módulos, que varía significativamente a lo largo del día. Por ello, es fundamental que los inversores tengan un bajo consumo en vacío y estén bien adaptados a la carga a alimentar, para que trabajen en condiciones de alta eficiencia la mayor parte del tiempo. (Diaz Corcobado & Carmona Rubio, 2010).

En las figuras (26) y (27), se muestran esquemas de instalación con inversor, tanto en las instalaciones de generación fotovoltaica off – grid y on - grid.

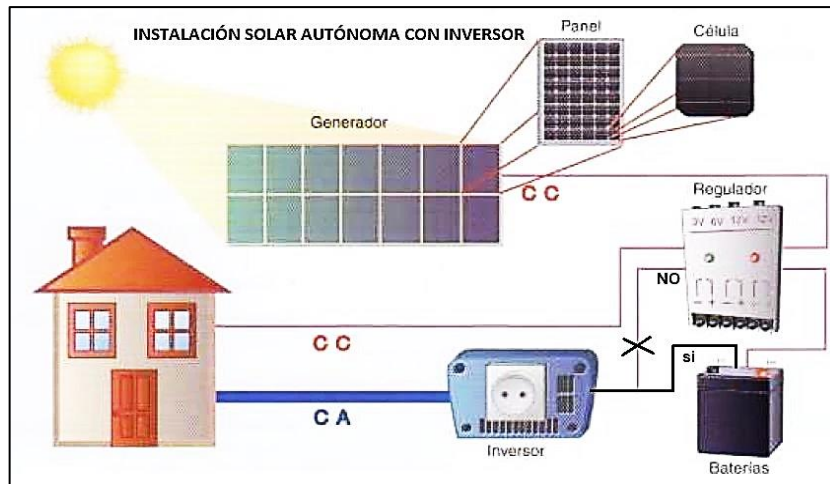


Figura 26: Diagrama General de la Instalación off-grid con Inversor

Fuente: Extraído de “Área Tecnología”. <https://onx.la/1dc4a>

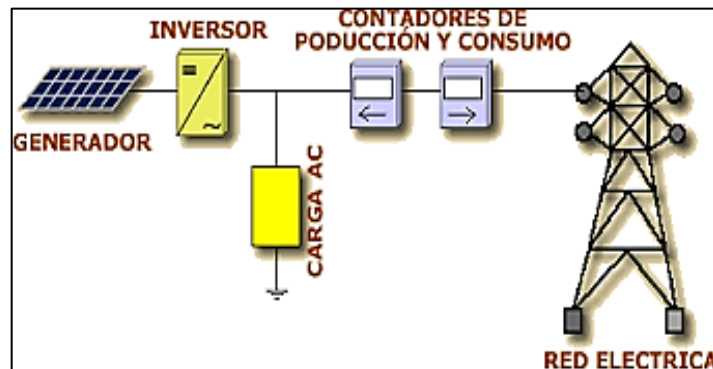


Figura 27: Diagrama de Instalación Conectada a la Red con Inversor

Fuente: “UJAEN – Curso solar”. <https://onx.la/e6698>

2.2.3.6. Grupo Electrónico

El grupo electrónico es una composición de máquinas rotativas, tanto de combustión interna como eléctricas, acopladas entre sí, cuya función es la transformación de energía térmica en energía mecánica y energía mecánica en energía electromagnética. Los grupos electrónicos son empleadas como equipos de respaldo en ausencia del servicio eléctrico convencional (Rojas, 2018).

En la figura (28), se describe los elementos que lo componen en un grupo electrónico.

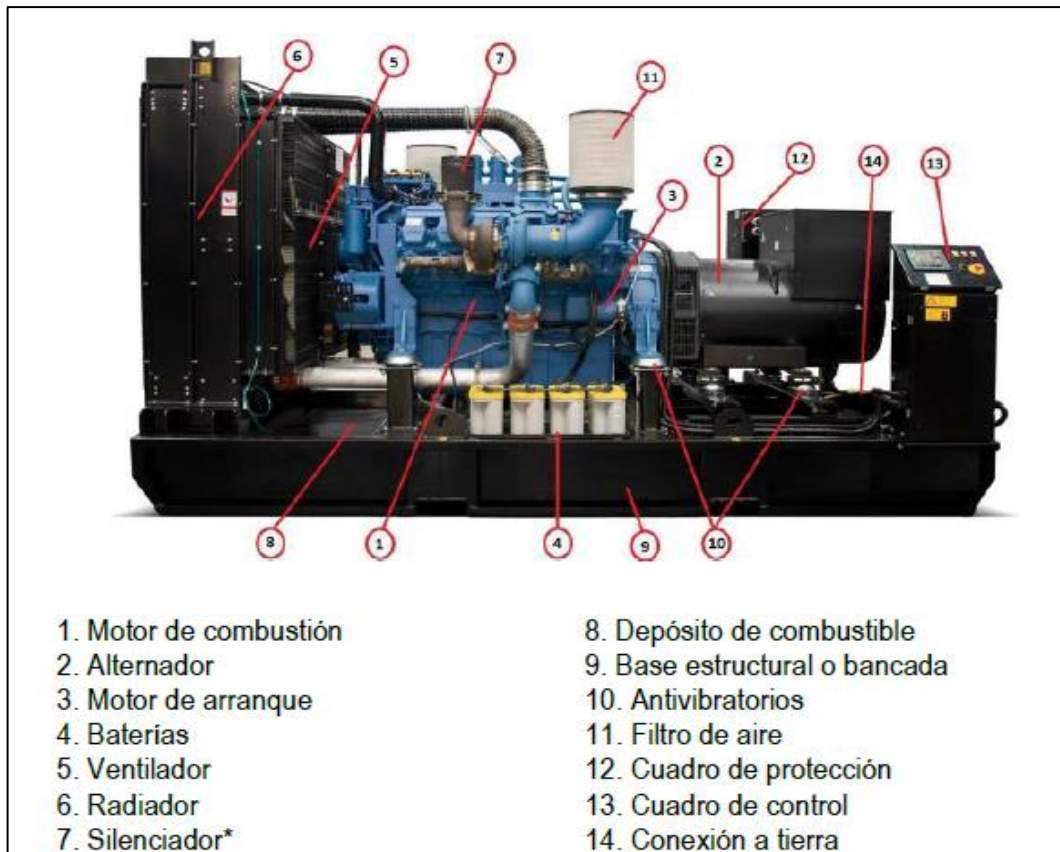


Figura 28: Componentes de un Grupo Electrónico

Fuente: Extraído de (Rojas, 2018)

2.2.3.7. Transformador Elevador

Los transformadores son máquinas estáticas con devanados sobre un núcleo magnético, se considera devanado primario al devanado que suministra energía eléctrica alterna y devanado secundario al devanado que suministra corriente alterna a las cargas (Rodríguez, 2012).

El devanado primario de un transformador elevador está en el lado de baja tensión y el secundario en el de alta tensión.(Rodríguez, 2012).

2.2.4. Estudio de Mercado Eléctrico

El estudio de mercado eléctrico tiene como objetivo cuantificar la proyección del consumo de energía y demanda de potencia en todas las localidades comprendidas en el

marco del proyecto. Para conseguir la mejor relación oferta-demanda y dimensionar las instalaciones de un nuevo sistema eléctrico (Gutiérrez Huamán, 2006).

2.2.4.1. Horizonte de Evaluación

El horizonte viene definido por la vida útil del proyecto, que en electrificación suele ser de 20 años. Sin embargo, con el apoyo técnico adecuado, se pueden considerar periodos más largos (Ministerio de Economía y Finanzas, 2011, pág. 31).

2.2.4.2. Proyección de la Demanda

Según Gutiérrez Huamán (2006), la metodología utilizada para proyectar el consumo de energía eléctrica y la demanda máxima de poblaciones pequeñas y medianas se basa en establecer una relación funcional creciente entre la cantidad de energía consumida por abonado doméstico (KWh/abonado) y el número de abonados considerados para cada año.

El método consiste en calcular el consumo de energía año a año de las siguientes cargas.

- **Consumo por Abonado Doméstico (CAD)**

Según Gutiérrez Huamán (2006), se proyecta el número de habitantes de cada localidad para un periodo de 20 años utilizando tasas de crecimiento poblacional calculadas a partir de la tasa de crecimiento promedio anual (Ecuación 8), con base en los dos últimos censos nacionales de población y vivienda reportados por el INEI.

$$t_c = \sqrt[n]{\frac{P_n}{P_0}} - 1 \quad [\%] \quad (8)$$



Siendo t_c la tasa de crecimiento poblacional, P_n la población proyectada, P_0 la población inicial, y n el número de años.

Asimismo, los últimos informes del Censo Nacional de Población y Vivienda permiten calcular el número medio de habitantes por vivienda, lo que permite proyectar el número de viviendas en el horizonte de evaluación, empleando el despeje de la ecuación (9).

$$P_n = P_0(1 + t_c)^n \quad (9)$$

Además, El número de abonados domésticos se calcula multiplicando el número de viviendas antes mencionado por el coeficiente de electrificación (habitantes/vivienda).

$$N_{ab} = N_{viv} * \left(\# \frac{Hab}{viv}\right) \quad (10)$$

Siendo N_{hab} el número de abonados, N_{viv} el número de viviendas y $(\#Hab/viv)$ el número de habitantes por lote dado por el INEI, según la región geográfica.

Según el MEF (2011), la demanda de energía por tipo de abonado se determina por la multiplicación individual del consumo unitario (C.U) anual del abonado por el número de abonados (pág. 35). Dada en la ecuación (11).

$$Consumo_{abonado} = C.U * \text{Número de abonados} [KW - h/año] \quad (11)$$

- **Consumo por Abonado Comercial (CAC)**

La estimación inicial de la demanda parte de la base de que el número de abonados para este año se determinará a partir de la información y la evaluación del trabajo de campo (MEF, 2011).



Según Gutiérrez Huamán (2006), el consumo de los abonados comerciales se determina a partir del consumo de los abonados domésticos, adoptándose porcentajes de los abonados domésticos.

- **Consumo por Abonados de Pequeñas Industrias (CAPI)**

Según Gutiérrez Huamán (2006), los pequeños talleres de carpintería, mecánica, artesanía y otros se incluyen en este consumo.

- **Consumo por Abonado de Usos Generales (CAUG)**

Según Gutiérrez Huamán (2006), Se asume como porcentaje del sector doméstico, que según las estadísticas oscila entre el 10% y el 20% (pág. 11).

- **Consumo por Alumbrado Público (CAP)**

Según Gutiérrez Huamán (2006), El consumo para alumbrado público se estima como porcentaje del consumo del sector servicios (consumo doméstico, comercio, uso general y pequeña industria), con un valor recomendado del 5%.

También se determina asumiendo un consumo unitario por este concepto para cada familia, que puede oscilar entre 40 y 90 kWh/año/familia, según las estadísticas, en función de la importancia de la localidad y del nivel de alumbrado público que se le asigne.

- **Consumo por Cargas Especiales (CCE)**

Para empezar, se crea un diagrama de cargas sumando todas las cargas especiales de la zona para obtener las horas de uso, que luego se multiplican por un factor K menor o igual a la unidad que refleja el uso estacional de las cargas, así como la repetición diaria del diagrama de cargas del día de máxima demanda eléctrica a lo largo del año,

obteniendo el consumo neto de las cargas especiales para el año (Gutiérrez Huamán, 2006).

- **Consumo Neto de la Localidad (Energía Vendida)**

Según MEF (2011), se calcula sumando el consumo anual de todos los abonados más el alumbrado público (pág. 35). Representada por la ecuación (12).

$$\text{Consumo Neto} = C_{AD} + C_{AC} + C_{API} + C_{AUG} + C_{AP} + C_{CE} \quad (12)$$

- **Consumo Bruto Total (Energía Distribuida)**

Es la suma del consumo neto más las pérdidas por distribución en baja tensión, que se estiman en 5% del total de la energía vendida. (Gutiérrez Huamán, 2006). Ver ecuación (13).

$$\text{Consumo Bruto} = \text{Consumo Neto} + \% \text{ pérdidas en la distribución BT} \quad (13)$$

- **Consumo del Sistema (Energía Total Requerida)**

Según Gutiérrez Huamán (2006), el consumo del sistema se da sumando el consumo bruto total y las pérdidas en media tensión. Estas pérdidas de energía se calculan mediante la ecuación (14) (Gutiérrez Huamán, 2006).

$$ppe_i = ppp_i * (0.7 * fc_i + 0.3) \quad (14)$$

Siendo ppe_i igual al porcentaje de pérdidas de energía en la subtransmisión al año i -ésimo, ppp_i igual al porcentaje de pérdidas de potencia en la subtransmisión al año i -ésimo y fc_i igual al factor de carga al año i -ésimo.

Los valores de ppp_i dados vendrán determinados por la futura configuración del sistema eléctrico y la longitud total de las líneas primarias.

- **Máxima Demanda Neta**

La demanda neta máxima se calcula a partir de los consumos de los sectores: servicios y alumbrado público, que se representan en la ecuación (12), a los que se aplican sus respectivas horas de utilización y se asigna un diagrama de cargas a cada uno de ellos, tras lo cual se suman estos diagramas horarios, a los que se añade el correspondiente a cargas especiales, obteniéndose la demanda neta máxima. (Gutiérrez Huamán, 2006).

- **Máxima Demanda Bruta**

Según Gutiérrez Huamán (2006), La demanda bruta máxima se calcula sumando la demanda neta máxima y las pérdidas de potencia de distribución; para calcular las pérdidas de potencia se utiliza la ecuación (15).

$$ppd_i = \frac{ped * 100}{70 * fc_i + 30} \quad (15)$$

Siendo ped el porcentaje de pérdidas de energía en distribución, ppd_i el porcentaje de pérdidas de potencia en la subtransmisión al año i -ésimo y fc_i factor de carga al año i -ésimo.

- **Máxima Demanda del Sistema**

Según Gutiérrez Huamán (2006), el cálculo de la máxima demanda se determina empleando la ecuación (16).

$$MDS_i = \left[\sum_{t=1}^{t=n} (DS_t) * FSL_t + \sum_{t=1}^{t=n} (DC_t + DAP_t) \right] * (1 + FPD_i) * (1 + FPT_i) \quad (16)$$



Donde:

MDS_i : Máxima demanda del núcleo al año i -ésimo.

DS_i : Máxima demanda por servicios al año i -ésimo correspondiente a la localidad

DC_i : Demanda de potencia por cargas especiales correspondiente a la hora punta del sector servicios para el año i -ésimo de la localidad t

FSL_i : Factor de simultaneidad entre las “ n ” localidades del año i -ésimo

DAP_i : Demanda por alumbrado público al año i -ésimo de la localidad t

FPT_i : Factor de pérdidas en la transmisión para el año i -ésimo, valor que se asume generalmente entre 1% y 8%.

FPD_i : Factor de pérdidas en distribución obtenido a partir de la ecuación (17).

$$FPD_i = \frac{FPE}{(0.7 * fc_i + 0.3)} \quad (17)$$

Siendo FPE el factor de pérdidas de energía de distribución y fc_i el factor de carga del año i -ésimo.

- **Análisis de la Demanda**

El estudio del mercado eléctrico permite presentar de forma amplia y desagregada todas las localidades incluidas en el área de influencia, agrupadas según las categorías de núcleos de población urbana y rural para cada distrito, con el fin de determinar el futuro suministro de energía eléctrica (Gutiérrez Huamán, 2006, pág. 14).

- **Análisis de la Oferta**

Es la capacidad con la que se ofrece el servicio al usuario en condiciones adecuadas. Viene determinada por el abastecimiento de las subestaciones de distribución o de los módulos fotovoltaicos. El suministro debe expresarse en unidades de potencia (kW). (MEF, 2011, pág. 38).



- **Balance Oferta Demanda**

El balance previsto de la oferta y la demanda en el horizonte de evaluación para cada año, sin proyecto, debe reflejar la tendencia del déficit en el horizonte de evaluación del proyecto. (MEF, 2011).

2.2.5. Calidad de Energía Eléctrica

Según Téllez (2007), Cuando la energía se suministra con unas características y condiciones adecuadas para mantener la continuidad del servicio eléctrico sin afectar a su rendimiento ni provocar fallos en los componentes, se habla de calidad de la energía.

En Perú, las empresas de distribución de electricidad contemplan normas y procedimientos con indicadores de calidad, según la Ley de Concesiones Eléctricas, Ley N° 25844 y su reglamento.

Cuando se producen perturbaciones en la red eléctrica, como interrupciones, variaciones de tensión, armónicos y otros fenómenos transitorios, la energía eléctrica suministrada es de mala calidad. La mayoría de los problemas con la calidad de la energía eléctrica se deben a problemas directos en las instalaciones eléctricas y no a problemas con el suministro eléctrico (Polo & Bernardo, 2017, pág. 170). Por ello, las actividades de mantenimiento de los elementos que componen los sistemas eléctricos son fundamentales para garantizar un funcionamiento óptimo y continuo (Araca Berrios, 2021).

2.2.6. Análisis Financiero

2.2.6.1. Valor Presente Neto (VPN)

El VPN es uno de los mecanismos que nos facilita la toma de decisiones en una inversión (Álvarez Saavedra, 2022). Dado que una suma de dinero en el futuro tiene un

equivalente en el presente, el VAN siempre será inferior al flujo de caja real. (Blank & Tarquin, 2012). Dado que el valor real del dinero cambia con el tiempo, la metodología implica actualizar los flujos de caja del proyecto, utilizando la ecuación (18).

$$VPN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad (18)$$

Donde Q_n , representa los flujos de caja, I es la inversión inicial, n es el número de periodos considerados y r es la tasa de descuento utilizado para descontar los flujos de efectivo.

Criterios de la evaluación: si $VPN > 0$, el proyecto es rentable; si el $VPN = 0$ proyecto rentable igual a la exigida; si $VPN < 0$ el proyecto no es rentable.

2.2.6.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa de rendimiento es empleada para determinar si el proyecto o inversión es económicamente aceptable (Blank & Tarquin, 2012). Según Beltran et al. (2016) y Álvarez (Álvarez, 2022), la TIR es el tipo de descuento que lleva el VAN de un proyecto o inversión a cero ($VAN=0$), tal como determina la ecuación (19).

$$VPN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} = 0 \quad (19)$$

Donde r es igual a la **TIR**. La TIR representa entonces la rentabilidad en relación con una tasa mínima de rendimiento.

Si la $TIR > 1$, el proyecto de inversión es viable; si $TIR < 1$, el proyecto no es viable porque carece de la rentabilidad necesaria; y si $TIR = 1$, la inversión sólo puede realizarse si mejora la posición de la empresa.



2.2.6.3. Periodo de Recuperación de la Inversión (PR)

Según Chávez et al. (2020), indica que el PRS es el número de años necesarios para recuperar la inversión total, tal y como determina la ecuación (20).

$$PRI = a + \frac{I_0 - b}{F_t} \quad (20)$$

Donde **a** es el número de periodos directamente anteriores a la recuperación de la inversión inicial, **I₀** es la inversión inicial del proyecto, **b** es el total de flujo hasta el final del periodo **a**, **F_t** es el importe del flujo de caja del año en que se recupera la inversión.

2.2.6.4. Relación Beneficio/Costo (B/C)

$$B/C = \frac{VAI}{VAC} \quad (21)$$

En esta ecuación, **B/C** representa la relación costo beneficio, **VAI** es el valor actual neto de los ingresos netos totales o beneficios netos, **VAC** es el valor actual de los costos de inversión (Chávez et al., 2020).



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. LUGAR DE ESTUDIO

La presente investigación se llevó a cabo en la isla de Anapia, ubicado en la región de Puno, provincia de Yunguyo, distrito insular de Anapia. Con coordenadas UTM 515511.00 m E, 8197421.00 m S, zona 19 K, con una altitud de 3856 m.s.n.m.

3.2. POBLACIÓN

En esta investigación se ha tenido como población de estudio el suministro de energía eléctrica del distrito de Anapia.

3.3. MUESTRA

En esta investigación se ha tenido como muestra de estudio la máxima demanda de energía eléctrica del distrito de Anapia.

3.4. VARIABLES

3.4.1. Variable Independiente

Suministro eléctrico.

3.4.2. Variable Dependiente

Diseño de la central fotovoltaica.

3.5. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

Tabla 5: Operacionalización de Variables

TIPO DE VARIABLE	VARIABLE	DIMENSIONES	ESCALA
Variable Independiente:	Suministro Eléctrico	Estudio de mercado eléctrico	ORDINAL
		Máxima demanda	ORDINAL
Variable Dependiente:	Diseño de la Central Fotovoltaica	Análisis del recurso solar	ORDINAL
		Dimensionamiento de los equipos electromecánicos de la central fotovoltaica	ORDINAL
		Indicadores económicos de retorno	ORDINAL

Elaborado por el equipo de trabajo

3.6. CARACTERÍSTICAS METODOLÓGICAS

3.6.1. Enfoque de Investigación

La presente investigación utiliza un enfoque cuantitativo, porque utilizará la recolección de datos, la medición numérica (Hernández, 2014), lo que permitirá el diseño de una central fotovoltaica en el distrito de Anapia en la mejora del servicio eléctrico.

3.6.2. Nivel de Investigación

La presente investigación es de nivel aplicativo, porque resuelve una situación problema (Hernández, 2014).



3.6.3. Tipo de Investigación

Descriptivo, porque describe cualitativa y cuantitativamente las características fundamentales de los fenómenos, ayudando a determinar el comportamiento de la población investigada (Muñoz, 2015).

3.6.4. Diseño de Investigación

Esta investigación es de diseño no experimental porque la variable independiente ocurre sin que se tenga control sobre ella (Hernández, 2014). Y es longitudinal, porque la investigación pretende abarcar todo el proceso histórico del fenómeno considerado (Universidad Naval, 2016).

3.6.5. Método de la Investigación

La presente investigación emplea el método analítico porque el estudio de mercado eléctrico y el recurso solar para el diseño de la central fotovoltaica se estudiaron por separado para luego examinar su relación.

3.7. RECOLECCIÓN DE DATOS

3.7.1. Para el Estudio de Mercado y Máxima Demanda

3.7.1.1. Técnica e Instrumento

Las técnicas para la investigación comprenden acciones para recolectar, procesar y analizar información (Universidad Naval, 2016).

Para el estudio de mercado eléctrico primeramente se buscó información de la cantidad de población y viviendas en el distrito de Anapia mediante el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI) y para recabar datos del tipo y número de abonados se usó la técnica de observación participante.



Como instrumentos, se utilizó una Laptop con acceso a internet, software Excel y Word, una cámara fotográfica y un cuaderno de apuntes.

3.7.1.2. Procedimiento

- Búsqueda bibliográfica para realizar el estudio de mercado eléctrico y máxima demanda.
- Búsqueda de información en el INEI, de número de habitantes y viviendas.
- Cálculo de la tasa de crecimiento.
- Trabajo en campo para obtener el número y tipo de abonados.
- Procesamiento de datos para la proyección de abonados al año 20, empleando Excel y Word.
- Búsqueda de información de consumo de energía eléctrica en el distrito de Anapia, mediante la encargada de realizar lecturas en la zona ELPD
- Procesamiento de datos el cálculo de la máxima demanda eléctrica, empleando Excel y Word.

3.7.2. Para el Análisis del Recurso Solar

3.7.2.1. Técnica e Instrumento

Para la obtención de datos del recurso solar se recurrió a fuentes de información públicas como es la página de la NASA, SENAMHI y el procesamiento se realizó en gabinete.

Como instrumentos, se utilizó una Laptop con acceso a internet, software Google Earth, Geosol, Excel y Word.



3.7.2.2. Procedimiento

- Búsqueda bibliográfica para realizar el análisis de irradiancia e irradiación.
- Búsqueda de información de irradiancia e irradiación accediendo a la página de la NASA y SENAMHI, optando por la información de la NASA debido a la base de datos brindados.
- Obtención de datos de irradiancia e irradiación de la información recopilada de la página de la NASA.
- Procesamiento de datos para la obtención de la HSP.

3.7.3. Para el Dimensionamiento de los Equipos Electromecánicos de la Central Fotovoltaica

3.7.3.1. Técnica e Instrumento

Para el dimensionamiento de los equipos electromecánicos de la central fotovoltaica se recurrió a la búsqueda bibliográfica para el procesamiento en gabinete.

Como instrumentos, se utilizó un GPS garmin 64s, una Laptop con acceso a internet, software Google Earth, Autocad, Dlubal, Excel y Word.

3.7.3.2. Procedimiento

- Inspección en campo del área disponible para la instalación de la central fotovoltaica.
- Búsqueda bibliográfica para realizar dimensionamiento electromecánico de la central.
- Búsqueda de expedientes técnicos de centrales fotovoltaicas en la página del OSCE (la metodología para el dimensionamiento del presente proyecto fue



tomada del expediente técnico “Electrificación de la Isla Taquile, Ubicada en el departamento de Puno”)

- Análisis de datos obtenidos del estudio de mercado eléctrico y recurso solar.
- Procesamiento de datos eléctricos para el cálculo de la cantidad de módulos, cajas PV BOX, inversores de red, baterías, grupo electrógeno y transformador elevador.
- Cálculo de sección de conductores para la conexión entre caja PV BOX a inversores de red, inversores de red al multicluster.
- Procesamiento de datos mecánicos para el dimensionamiento de la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos.

Es importante mencionar que en el presente proyecto el cálculo del sistema de Puesta a Tierra, el cálculo del sistema de apantallamiento y las obras civiles fueron adecuadas del expediente técnico “Electrificación de la Isla Taquile, Ubicada en el departamento de Puno”, por lo que no garantiza un adecuado diseño, esto se hizo con el fin de tener un presupuesto aproximado del proyecto.

3.7.4. Para el Análisis Financiero

3.7.4.1. Técnica e Instrumentos

Para el análisis financiero de la instalación y puesta en servicio de la central fotovoltaica se recurrió a la búsqueda bibliográfica y al metrado de la misma, para su posterior procesamiento en gabinete. Como instrumentos, se utilizó una Laptop con acceso a internet, Excel y Word.



3.7.4.2. Procedimiento

- Búsqueda bibliográfica para realizar el análisis financiero.
- Búsqueda de costos unitarios de partidas para la instalación de una central fotovoltaica (se consideraron los precios unitarios del expediente técnico de la “Obra electrificación de la isla Taquile, Ubicada en el departamento de Puno”)
- Procesamiento de datos del flujo de caja.
- Procesamiento de datos para la obtención de los parámetros económicos.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO

El objetivo principal del estudio de mercado eléctrico realizado en el distrito de Anapia es el de cuantificar la proyección de la demanda de potencia y energía eléctrica en un horizonte de 20 años. Teniendo en cuenta las características propias de las localidades que comprende el distrito insular de Anapia como es su ubicación geográfica, actividades socioeconómicas, población, número de viviendas, tasa de crecimiento poblacional, etc.

4.1.1. Horizonte de Evaluación

El periodo de evaluación del proyecto será de 20 años, considerando el año 0 al año 2022 y el año 20 al año 2042.

4.1.2. Actividades Económicas y Sociales

El turismo, la ganadería, la agricultura, el comercio y la pesca son las principales ocupaciones de los habitantes del distrito de Anapia.

4.1.3. Localidades Beneficiadas

Las localidades beneficiadas se muestran en la tabla (6).

Tabla 6: Relación de Localidades.

N°	Localidad	N° Viviendas	Distribución de Abonados			Total, de Abonados
			Abon. Domes.	Uso General	Uso Comercial	
1	ANAPIA	412	393	11	8	412
2	CAANA	21	20	1	0	21
3	PAMPACCATA	4	4	0	0	4
4	SIPSIPAMPA	6	6	0	0	6
5	YAMPUPATAHUENCALLA	2	2	0	0	2



(Continuación...)

6	KASAPAMPA	4	4	0	0	4
7	KELE	1	1	0	0	1
8	UTAPUJRUPAMPA	9	9	0	0	9
9	YANISTIPAMPA	2	2	0	0	2
10	PATAMANTA	4	4	0	0	4
11	TAQUISIÑA PAMPA	7	7	0	0	7
12	ARACCA	20	20	0	0	20
13	CAÑO	3	3	0	0	3
14	SUANA	100	91	6	3	100
15	PATA HUATA	12	12	0	0	12
16	CHIRUAKA	7	7	0	0	7
17	KESKAPI	3	3	0	0	3
18	TINAKACHI	2	2	0	0	2
19	TARQUI	4	4	0	0	4
20	KANTUTANI	8	8	0	0	8
TOTAL		631	602	18	11	631

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.4. Metodología

La metodología empleada para el estudio de mercado eléctrico, consideró el cálculo de lo siguiente:

- Tasa de crecimiento poblacional
- Proyección de la población
- Proyección de viviendas
- Criterios de proyección de demanda
- Coeficiente de electrificación por tipo de localidad
- Proyección de abonados domésticos
- Proyección de abonados de uso general
- Proyección de abonados de uso comercial
- Proyección de energía de abonados domésticos
- Proyección de energía de abonados de uso general
- Proyección de energía de abonados de uso comercial



- Proyección de energía por alumbrado público
- Proyección por pérdidas de energía en la distribución
- Proyección de Energía Total
- Proyección de potencia de abonados domésticos
- Proyección de potencia de abonados de uso general
- Proyección de potencia de abonados de uso comercial
- Proyección de potencia de alumbrado público
- Proyección de pérdidas de potencia en la distribución
- Proyección de potencia neta
- Máxima demanda eléctrica
- Balance oferta demanda

Para la formulación de la máxima demanda se han utilizado diversas fuentes de información, como el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), datos estadísticos de venta de energía de Electro Puno S.A.A. en zonas que cuentan con suministro de energía similares. La inspección de campo realizada en setiembre del 2022 arrojó datos sobre el número de abonados de uso general, comercial, pequeñas industrias y cargas especiales.

4.1.5. Tasa de Crecimiento Poblacional

Se calculó con base a los tres últimos censos interanuales reportados por el INEI. Los criterios de selección de la tasa de crecimiento poblacional se aplicaron para el pronóstico de la demanda de cada una de las localidades, los criterios son los mismo para los tipos de vivienda I y II. Si t_c negativo o menor a 1%, se asume el 1%. Para ello se hará uso de la ecuación (8), los datos obtenidos están en la tabla (7).

$$t_c = \sqrt[2020-2018]{\frac{1743}{1826}} - 1 \text{ [%]} = -2.30\%$$

La tasa de crecimiento obtenido es negativa. Por lo tanto, se asume 1% de tasa de crecimiento poblacional para localidades del tipo I y II.

Tabla 7: Número de Habitantes y Tasa de Crecimiento Poblacional

CENSOS DISTRITALES DISTRITO	Población		TCP (%) Interanual	TCP (%) ELEGIDO
	AÑO	Población		
ANAPIA	2018	1826		1.00%
	2019	1787	-2.14%	
	2020	1743	-2.46%	
Promedio Global			-2.30%	1.00%

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.6. Proyección de la Población

La cantidad de habitantes para el año 0, se calculó con base a la ecuación (10), teniendo en cuenta que el número de viviendas se obtuvo del censo 2017 reportadas por el INEI, se proyectó al año 2022 con una tasa de crecimiento de 1%; la cantidad de habitantes por vivienda, se obtuvo del INEI región sierra. La proyección de la cantidad de habitantes al año 20 se calculó, empleando la ecuación (9), el resultado está en la tabla (8).

Tabla 8: Proyección de Número de Habitantes.

N ^o	Localidad	Viviendas	# Hab/Viv (INEI)	TC	2,022	2,023	2,032	2,042
		Año 0		P (%)	Año 0	Año 1	Año 10	Año 20
1	ANAPIA	412	4	1%	1648	1664	1820	2011
2	CAANA	21	4	1%	84	85	93	102
3	PAMPACCATA	4	4	1%	16	16	18	20
4	SIPSIPAMPA	6	4	1%	24	24	27	29
5	YAMPUPATA HUENCALLA	2	4	1%	8	8	9	10
6	KASAPAMPA	4	4	1%	16	16	18	20
7	KELE	1	4	1%	4	4	4	5
8	UTAPUJRUPAMPA	9	4	1%	36	36	40	44



(Continuación...)

9	YANISTIPAMPA	2	4	1%	8	8	9	10
10	PATAMANTA	4	4	1%	16	16	18	20
11	TAQUISIÑA PAMPA	7	4	1%	28	28	31	34
12	ARACCA	20	4	1%	80	81	88	98
13	CAÑO	3	4	1%	12	12	13	15
14	SUANA	100	4	1%	400	404	442	488
15	PATA HUATA	12	4	1%	48	48	53	59
16	CHIRUAKA	7	4	1%	28	28	31	34
17	KESKAPI	3	4	1%	12	12	13	15
18	TINAKACHI	2	4	1%	8	8	9	10
19	TARQUI	4	4	1%	16	16	18	20
20	KANTUTANI	8	4	1%	32	32	35	39
TOTAL					2,524	2,546	2,789	3,083

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.7. Proyección del Número de Viviendas

La cantidad de viviendas se calculó mediante la ecuación (9), el resultado se detalla en la tabla (9).

Tabla 9: Proyección de la Cantidad de Viviendas

N°	Localidad	# Hab/Lote (INEI)	2,022	2,023	2,032	2,042
			Año 0	Año 1	Año 10	Año 20
1	ANAPIA	4	412	416	455	503
2	CAANA	4	21	21	23	26
3	PAMPACCATA	4	4	4	5	5
4	SIPSIPAMPA	4	6	6	7	7
5	YAMPUPATA HUENCALLA	4	2	2	2	3
6	KASAPAMPA	4	4	4	5	5
7	KELE	4	1	1	1	1
8	UTAPUJRUPAMPA	4	9	9	10	11
9	YANISTIPAMPA	4	2	2	2	3
10	PATAMANTA	4	4	4	5	5
11	TAQUISIÑA PAMPA	4	7	7	8	9
12	ARACCA	4	20	20	22	25
13	CAÑO	4	3	3	3	4
14	SUANA	4	100	101	111	122
15	PATA HUATA	4	12	12	13	15
16	CHIRUAKA	4	7	7	8	9
17	KESKAPI	4	3	3	3	4
18	TINAKACHI	4	2	2	2	3
19	TARQUI	4	4	4	5	5



(Continuación...)

20	KANTUTANI	4	8	8	9	10
TOTAL			631	636	699	775

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.8. Proyección de Abonados Domésticos

La cantidad de abonados domésticos se calculó mediante la ecuación (9), el resultado se detalla en la tabla (10).

Tabla 10: Proyección de Abonados Domésticos

N°	Localidad	TCP	2,022	2,023	2,032	2,042
		(%)	Año 0	Año 1	Año 10	Año 20
1	ANAPIA	1.00%	393	397	434	480
2	CAANA	1.00%	20	20	22	25
3	PAMPACCATA	1.00%	4	4	5	5
4	SIPSIPAMPA	1.00%	6	6	7	7
5	YAMPUPATA HUENCALLA	1.00%	2	2	2	3
6	KASAPAMPA	1.00%	4	4	5	5
7	KELE	1.00%	1	1	1	1
8	UTAPUJRUPAMPA	1.00%	9	9	10	11
9	YANISTIPAMPA	1.00%	2	2	2	3
10	PATAMANTA	1.00%	4	4	5	5
11	TAQUISIÑA PAMPA	1.00%	7	7	8	9
12	ARACCA	1.00%	20	20	22	25
13	CAÑO	1.00%	3	3	3	4
14	SUANA	1.00%	91	92	101	111
15	PATA HUATA	1.00%	12	12	13	15
16	CHIRUAKA	1.00%	7	7	8	9
17	KESKAPI	1.00%	3	3	3	4
18	TINAKACHI	1.00%	2	2	2	3
19	TARQUI	1.00%	4	4	5	5
20	KANTUTANI	1.00%	8	8	9	10
TOTAL			602	607	667	740

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.9. Proyección de Abonados de Uso General

La cantidad de abonados de uso general se calculó mediante la ecuación (9), el resultado se muestra en la tabla (11).

Tabla 11: Proyección de Abonados de Uso General

N°	Localidad	TCP	2,022	2,023	2,032	2,042
		(%)	Año 0	Año 1	Año 10	Año 20
1	ANAPIA	1.00%	11	11	12	13
2	CAANA	1.00%	1	1	1	1
3	PAMPACCATA	1.00%	0	0	0	0
4	SIPSIPAMPA	1.00%	0	0	0	0
5	YAMPUPATA HUENCALLA	1.00%	0	0	0	0
6	KASAPAMPA	1.00%	0	0	0	0
7	KELE	1.00%	0	0	0	0
8	UTAPUJRUPAMPA	1.00%	0	0	0	0
9	YANISTIPAMPA	1.00%	0	0	0	0
10	PATAMANTA	1.00%	0	0	0	0
11	TAQUISIÑA PAMPA	1.00%	0	0	0	0
12	ARACCA	1.00%	0	0	0	0
13	CAÑO	1.00%	0	0	0	0
14	SUANA	1.00%	6	6	7	7
15	PATA HUATA	1.00%	0	0	0	0
16	CHIRUAKA	1.00%	0	0	0	0
17	KESKAPI	1.00%	0	0	0	0
18	TINAKACHI	1.00%	0	0	0	0
19	TARQUI	1.00%	0	0	0	0
20	KANTUTANI	1.00%	0	0	0	0
TOTAL			18	18	20	21

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.10. Proyección de Abonados de Uso Comercial

La cantidad de abonados de uso comercial se calculó mediante la ecuación (9), el resultado se detalla en la tabla (12).

Tabla 12: Proyección de Abonados de Uso Comercial

N°	Localidad	TCP	2,022	2,023	2,032	2,042
		(%)	Año 0	Año 1	Año 10	Año 20
1	ANAPIA	1.00%	8	8	9	10
2	CAANA	1.00%	0	0	0	0
3	PAMPACCATA	1.00%	0	0	0	0



(Continuación...)

4	SIPSIPAMPA	1.00%	0	0	0	0
5	YAMPUPATA HUENCALLA	1.00%	0	0	0	0
6	KASAPAMPA	1.00%	0	0	0	0
7	KELE	1.00%	0	0	0	0
8	UTAPUJRUPAMPA	1.00%	0	0	0	0
9	YANISTIPAMPA	1.00%	0	0	0	0
10	PATAMANTA	1.00%	0	0	0	0
11	TAQUISIÑA PAMPA	1.00%	0	0	0	0
12	ARACCA	1.00%	0	0	0	0
13	CAÑO	1.00%	0	0	0	0
14	SUANA	1.00%	3	3	3	4
15	PATA HUATA	1.00%	0	0	0	0
16	CHIRUAKA	1.00%	0	0	0	0
17	KESKAPI	1.00%	0	0	0	0
18	TINAKACHI	1.00%	0	0	0	0
19	TARQUI	1.00%	0	0	0	0
20	KANTUTANI	1.00%	0	0	0	0
TOTAL			11	11	12	14

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.11. Criterios de Proyección de Demanda

Los parámetros de la tabla (13) son indispensables para proyectar el consumo de energía.

Tabla 13: Criterios para la Proyección de Demanda

Localidades	Tipo I	Tipo II
% Tasa de Crecimiento Poblacional	1.00%	1.00%
Coefficiente de Electrificación	100%	100%
Consumo Unitario Inicial Doméstico Mensual (kWh-mes) (CUD - mes)	20.00	16.00
Consumo Unitario Inicial Doméstico Anual (kWh-año) (CUD - año)	240.00	192.00
Tasa de Crecimiento del Consumo Unitario de Energía (%)	1.75%	1.40%
Consumo Unitario Inicial Comercial o Industrial Mensual (kWh-mes) (CUC ó CUI - mes)	22.00	17.60
Consumo Unitario Inicial Uso General (kWh-mes) (CAUGEN - mes)	130.00	98.00
KALP	11.00	6.30
Factor de carga A.P.	50.00%	50.00%
Factor de carga C.D.	22.70%	21.70%
Factor de carga C.C. ó C.I.	25.10%	23.90%
Horas de Utilización de Alumbrado Público (Año Inicial y final)	4,380	4,380



(Continuación...)

Horas de Utilización del Consumo Doméstico (Año Inicial)	1,989	1,901
Horas de Utilización del Consumo Doméstico (Año Final)	2,289	2,101
Horas de Utilización del Consumo Comercial (Año Inicial)	2,199	2,094
Horas de Utilización del Consumo Comercial (Año Final)	2,599	2,394
Horas de Utilización de la Energía Básica (Año Inicial)	2,621	2,496
Horas de Utilización de la Energía Básica (Año Final)	3,021	2,796
Incremento H.U.C.D.	15	10
Incremento H.U.C.C.	20	15
Incremento H.U.E.B.	20	15

Elaborado por el equipo de trabajo

Los valores de la tabla (14) fueron tomados de recibos de consumo de energía del distrito de Anapia y se compararon con el consumo de servicios eléctricos similares.

Tabla 14: Consumo Unitario de Energía Eléctrica

SECTOR DOMESTICO			
Tipo de Localidad	C.U. Inicial kWh-mes	C.U. Final kWh-mes	Tasa de Crec. (%)
I	20.00	28.30	1.75%
II	16.00	21.13	1.40%
SECTOR COMERCIAL			
Tipo de Localidad	C.U. Inicial kWh-mes	C.U. Final kWh-mes	Tasa de Crec. (%)
I	22.00	31.13	1.75%
II	17.60	23.24	1.40%
SECTOR USO GENERAL			
Tipo de Localidad	C.U. Inicial kWh-mes	C.U. Final kWh-mes	Tasa de Crec. (%)
I	130.00	250.00	3.32%
II	98.00	135.00	1.61%
ALUMBRADO PÚBLICO			
Tipo de Localidad	I	II	
KWh-mes/usuario	11.00	6.30	KALP

Elaborado por el equipo de trabajo

La tabla (15) muestra los valores de los factores de carga calculados de forma indirecta, considerando las horas de utilización al mes, reguladas por Osinergmin.

Tabla 15: Factor de Carga

Factor de Carga	Loc. Tip. I		Loc. Tip. II	
	Inicial	Final	Inicial	Final
fc C.D.	22.70%	26.12%	21.70%	23.98%
fc C.C.	25.10%	29.67%	23.90%	27.32%
fc C.UG	37.00%	45.00%	37.00%	45.00%
fc E.B.	28.27%	33.60%	27.53%	32.10%
fc A.P.	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%

Elaborado por el equipo de trabajo

El porcentaje de pérdidas tabla (16) reconocidas se tomaron del informe técnico N° 0432-2013-GART dad por Osinergmin.

Tabla 16: Pérdidas de Energía Eléctrica

NIVEL DE TENSION	TIPO	ENERGIA (*)	POTENCIA (*)
Media Tensión	Técnica	1.94%	0.82%
	No Técnica	0.00%	0.00%
	TOTAL	1.94%	0.82%
Baja Tensión	Técnica	8.18%	7.12%
	No Técnica	2.56%	2.56%
	TOTAL	10.74%	9.68%

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.12. Proyección de Energía de Abonados Domésticos (kWh/año)

La proyección de energía de abonados domésticos se calculó mediante la ecuación (11), teniendo como resultado la tabla (17).

Tabla 17: Proyección de Energía para Abonados Domésticos (KWh/año)

N°	Localidad	Tipo Localidad	2,022	2,023	2,032	2,042
			Año 0	Año 1	Año 10	Año 20
1	ANAPIA	1	94320	96947	123893	162982
2	CAANA	2	3840	3894	4854	6339
3	PAMPACCATA	2	768	779	1103	1268
4	SIPSIPAMPA	2	1152	1168	1544	1775
5	YAMPUPATA HUENCALLA	2	384	389	441	761



(Continuación...)

6	KASAPAMPA	2	768	779	1103	1268
7	KELE	2	192	195	221	254
8	UTAPUJRUPAMPA	2	1728	1752	2206	2789
9	YANISTIPAMPA	2	384	389	441	761
10	PATAMANTA	2	768	779	1103	1268
11	TAQUISIÑA PAMPA	2	1344	1363	1765	2282
12	ARACCA	2	3840	3894	4854	6339
13	CAÑO	2	576	584	662	1014
14	SUANA	1	21840	22466	28832	37690
15	PATA HUATA	2	2304	2336	2868	3803
16	CHIRUAKA	2	1344	1363	1765	2282
17	KESKAPI	2	576	584	662	1014
18	TINAKACHI	2	384	389	441	761
19	TARQUI	2	768	779	1103	1268
20	KANTUTANI	2	1536	1558	1986	2535
TOTAL			138,816	142,387	181,849	238,451

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.13. Proyección de Energía de Abonados de Uso General (kWh/año)

La proyección de energía de abonados de uso general se calculó mediante la ecuación (11), el resultado se detalla en la tabla (18).

Tabla 18: Proyección de Energía para Abonados de Uso General (KWh/año)

Nº	Localidad	Tipo Localidad	2,022	2,023	2,032	2,042
			Año 0	Año 1	Año 10	Año 20
1	ANAPIA	1	17160	17730	25960	39000
2	CAANA	2	1176	1195	1380	1620
3	PAMPACCATA	2	0	0	0	0
4	SIPSIPAMPA	2	0	0	0	0
5	YAMPUPATA HUENCALLA	2	0	0	0	0
6	KASAPAMPA	2	0	0	0	0
7	KELE	2	0	0	0	0
8	UTAPUJRUPAMPA	2	0	0	0	0
9	YANISTIPAMPA	2	0	0	0	0
10	PATAMANTA	2	0	0	0	0
11	TAQUISIÑA PAMPA	2	0	0	0	0
12	ARACCA	2	0	0	0	0
13	CAÑO	2	0	0	0	0
14	SUANA	1	9360	9671	15143	21000
15	PATA HUATA	2	0	0	0	0
16	CHIRUAKA	2	0	0	0	0
17	KESKAPI	2	0	0	0	0
18	TINAKACHI	2	0	0	0	0



(Continuación...)

19	TARQUI	2	0	0	0	0
20	KANTUTANI	2	0	0	0	0
TOTAL			27,696	28,596	42,484	61,620

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.14. Proyección de Energía de Abonados de Uso Comercial (kWh/año)

La proyección de energía de abonados de uso comercial se calculó mediante la ecuación (11), el resultado se detalla en la tabla (19).

Tabla 19: Proyección de Energía para Abonados de Uso Comercial (KWh/año)

N°	Localidad	Tipo Localidad	2,022	2,023	2,032	2,042
			Año 0	Año 1	Año 10	Año 20
1	ANAPIA	1	2112	2149	2826	3736
2	CAANA	2	0	0	0	0
3	PAMPACCATA	2	0	0	0	0
4	SIPSIPAMPA	2	0	0	0	0
5	YAMPUPATA HUENCALLA	2	0	0	0	0
6	KASAPAMPA	2	0	0	0	0
7	KELE	2	0	0	0	0
8	UTAPUJRUPAMPA	2	0	0	0	0
9	YANISTIPAMPA	2	0	0	0	0
10	PATAMANTA	2	0	0	0	0
11	TAQUISÑA PAMPA	2	0	0	0	0
12	ARACCA	2	0	0	0	0
13	CAÑO	2	0	0	0	0
14	SUANA	1	792	806	942	1494
15	PATA HUATA	2	0	0	0	0
16	CHIRUAKA	2	0	0	0	0
17	KESKAPI	2	0	0	0	0
18	TINAKACHI	2	0	0	0	0
19	TARQUI	2	0	0	0	0
20	KANTUTANI	2	0	0	0	0
TOTAL			2,904	2,955	3,768	5,230

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.15. Proyección de Energía por Alumbrado Público (kWh/año)

La proyección de energía de alumbrado público se calculó multiplicando el factor KALP tabla (13) por el total de abonados tabla (9), el resultado se detalla en la tabla (20).

Tabla 20: Proyección de Energía de Alumbrado Público (KWh/año)

N°	Localidad	Tipo Localidad	2,022	2,023	2,032	2,042
			Año 0	Año 1	Año 10	Año 20
1	ANAPIA	1	5438 4	54912	60060	66396
2	CAANA	2	1588	1588	1739	1966
3	PAMPACCATA	2	302	302	378	378
4	SIPSIPAMPA	2	454	454	529	529
5	YAMPUPATA HUENCALLA	2	151	151	151	227
6	KASAPAMPA	2	302	302	378	378
7	KELE	2	76	76	76	76
8	UTAPUJRUPAMPA	2	680	680	756	832
9	YANISTIPAMPA	2	151	151	151	227
10	PATAMANTA	2	302	302	378	378
11	TAQUISIÑA PAMPA	2	529	529	605	680
12	ARACCA	2	1512	1512	1663	1890
13	CAÑO	2	227	227	227	302
14	SUANA	1	1320 0	13332	14652	16104
15	PATA HUATA	2	907	907	983	1134
16	CHIRUAKA	2	529	529	605	680
17	KESKAPI	2	227	227	227	302
18	TINAKACHI	2	151	151	151	227
19	TARQUI	2	302	302	378	378
20	KANTUTANI	2	605	605	680	756
TOTAL			76,58 0	77,240	84,767	93,840

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.16. Proyección de Energía por Pérdidas en la distribución BT (kWh/año)

La proyección de energía debido a pérdidas técnicas y no técnicas de energía en BT se calculó multiplicando el porcentaje de pérdida BT tabla (16), por el consumo neto

de energía ecuación (11), sin considerar la energía de alumbrado público, el resultado se muestra en la tabla (21).

Tabla 21: Proyección de Energía Debido a Pérdidas en la Distribución

N°	Localidad	Tipo Localidad	2,022	2,023	2,032	2,042
			Año 0	Año 1	Año 10	Año 20
1	ANAPIA	1	12200	12547	16398	22094
2	CAANA	2	539	547	670	855
3	PAMPACCATA	2	82	84	118	136
4	SIPSIPAMPA	2	124	125	166	191
5	YAMPUPATA HUENCALLA	2	41	42	47	82
6	KASAPAMPA	2	82	84	118	136
7	KELE	2	21	21	24	27
8	UTAPUJRUPAMPA	2	186	188	237	300
9	YANISTIPAMPA	2	41	42	47	82
10	PATAMANTA	2	82	84	118	136
11	TAQUISIÑA PAMPA	2	144	146	190	245
12	ARACCA	2	412	418	521	681
13	CAÑO	2	62	63	71	109
14	SUANA	1	3436	3538	4824	6464
15	PATA HUATA	2	247	251	308	408
16	CHIRUAKA	2	144	146	190	245
17	KESKAPI	2	62	63	71	109
18	TINAKACHI	2	41	42	47	82
19	TARQUI	2	82	84	118	136
20	KANTUTANI	2	165	167	213	272
TOTAL			18,195	18,681	24,498	32,789

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.17. Proyección de Energía Total incluye pérdidas de energía en MT (kWh/año)

La proyección total de energía se calculó de sumar el consumo de energía de todos los abonados tabla (17) (18) (19), más la energía de alumbrado público tabla (20) más la energía por pérdidas de energía en BT (21) más la energía por pérdidas en MT, el resultado se muestra en la tabla (22).

Tabla 22: Proyección de Energía Total Incluye Pérdidas de Energía en MT (KWh/año)

N°	Localidad	Tipo Local.	2,022	2,023	2,032	2,042
			Año 0	Año 1	Año 10	Año 20
1	ANAPIA	1	183671	187861	233582	299916
2	CAANA	2	7281	7363	8810	10988
3	PAMPACCATA	2	1175	1187	1631	1816

(Continuación...)

4	SIPSIPAMPA	2	1763	1781	2283	2543
5	YAMPUPATA HUENCALLA	2	588	594	652	1090
6	KASAPAMPA	2	1175	1187	1631	1816
7	KELE	2	294	297	326	363
8	UTAPUJRUPAMPA	2	2644	2672	3261	3996
9	YANISTIPAMPA	2	588	594	652	1090
10	PATAMANTA	2	1175	1187	1631	1816
11	TAQUISIÑA PAMPA	2	2057	2078	2609	3270
12	ARACCA	2	5876	5937	7175	9082
13	CAÑO	2	881	891	978	1453
14	SUANA	1	49571	50780	65643	84357
15	PATA HUATA	2	3526	3562	4240	5449
16	CHIRUAKA	2	2057	2078	2609	3270
17	KESKAPI	2	881	891	978	1453
18	TINAKACHI	2	588	594	652	1090
19	TARQUI	2	1175	1187	1631	1816
20	KANTUTANI	2	2350	2375	2935	3633
TOTAL (KWh/año)			269,317	275,095	343,911	440,309

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.18. Máxima Demanda Eléctrica

La máxima demanda es el cociente de dividir la proyección de energía total entre el productor del factor de carga y la cantidad de horas en un año, el resultado se detalla en la tabla (23).

Tabla 23: Máxima Demanda Eléctrica

N°	Localidad	Tipo Localidad	2,022	2,023	2,032	2,042
			Año 0	Año 1	Año 10	Año 20
1	ANAPIA	1	74.18	75.25	86.77	102.48
2	CAANA	2	3.02	3.03	3.40	3.95
3	PAMPACCATA	2	0.49	0.49	0.63	0.65
4	SIPSIPAMPA	2	0.73	0.73	0.88	0.91
5	YAMPUPATA HUENCALLA	2	0.24	0.24	0.25	0.39
6	KASAPAMPA	2	0.49	0.49	0.63	0.65
7	KELE	2	0.12	0.12	0.13	0.13
8	UTAPUJRUPAMPA	2	1.10	1.10	1.26	1.44
9	YANISTIPAMPA	2	0.24	0.24	0.25	0.39
10	PATAMANTA	2	0.49	0.49	0.63	0.65
11	TAQUISIÑA PAMPA	2	0.85	0.86	1.01	1.18
12	ARACCA	2	2.44	2.44	2.77	3.26
13	CAÑO	2	0.37	0.37	0.38	0.52
14	SUANA	1	20.02	20.34	24.38	28.82



Continuación...

15	PATA HUATA	2	1.46	1.47	1.64	1.96
16	CHIRUAKA	2	0.85	0.86	1.01	1.18
17	KESKAPI	2	0.37	0.37	0.38	0.52
18	TINAKACHI	2	0.24	0.24	0.25	0.39
19	TARQUI	2	0.49	0.49	0.63	0.65
20	KANTUTANI	2	0.97	0.98	1.13	1.31
TOTAL (KW)			109	111	128	151

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.19. Balance Oferta Demanda

El balance oferta demanda se muestra en la tabla (24) y figura (29).

Tabla 24: Balance Oferta Demanda

DESCRIPCION	Máxima Demanda y Potencia Instalada (KW)																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	
DEMANDA TOTAL(KW)	109	111	114	116	118	120	122	124	126	128	131	133	135	137	139	142	144	146	149	151.44	
OFERTA (KW)	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
BALANCE (DEMANDA/OFERTA)	50%	51%	52%	53%	54%	54%	55%	56%	57%	58%	59%	60%	62%	62%	63%	64%	65%	67%	68%	69%	69%

Elaborado por el equipo de trabajo



4.2. REQUERIMIENTO DE POTENCIA Y ENERGÍA

La central fotovoltaica deberá cubrir la demanda energética de la población en todo el rango del proyecto. Así mismo, deberá de brindar una potencia de 151.00 kW al año 20.

Demanda de energía de la población:

Energía anual al año 20 : 440,309.37 kWh/año (Ver tabla 22)

Energía mensual al año 20 : 36,692.45 kWh/mes (Dividir la energía anual en 12)

Energía diaria del año 20 : 1,206.33 kWh/día (Dividir la energía anual en 365)

4.3. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA A EMPLEAR

La tecnología utilizada por la central fotovoltaica será para convertir la energía solar en energía eléctrica por medio de módulos fotovoltaicos.

Cuando la radiación solar incide en los módulos fotovoltaicos, esta se convierte en energía eléctrica de corriente continua y posterior a ello se transforma a corriente alterna para su distribución, lo cual se logra mediante los inversores de red. Para aprovechar la energía en la red eléctrica se hace uso de subestaciones elevadoras de tensión para que la energía sea inyectada a la red primaria.

El sistema de almacenamiento de energía necesita inversores bidireccionales que fijen los parámetros de tensión y frecuencia de la red, de forma que si, por ejemplo, se requiere cargar el banco de baterías y hay energía de generación disponible, aprovechen esta energía y la almacenen en los bancos de baterías, poniéndola a disposición de la demanda.



Si la acumulación de energía es insuficiente para satisfacer la demanda, se activa automáticamente un grupo electrógeno para abastecer la demanda de energía que falta, al tiempo que se carga el banco de baterías; el funcionamiento del grupo electrógeno está condicionado hasta que se satisface el requisito de demanda y/o se alcanza un nivel de carga deseado en el banco de baterías.

4.4. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Conocer la demanda de energía y potencia, así como las condiciones energéticas, es fundamental para el diseño de una central fotovoltaica. Para ello, será necesario conocer lo siguiente:

4.4.1. Demanda de energía y máxima potencia

Demanda de energía de la población:

Energía anual al año 20 : 440,309.37 kWh/año (Ver tabla 22)

Energía mensual al año 20 : 36,692.45 kWh/mes

Energía diaria del año 20 : 1,206.33 kWh/día

Potencia demandada año 20 : 151.44 KW

4.4.2. Ubicación

La tabla (25) y la figura (30) detallan la ubicación de la central fotovoltaica.

Tabla 25: Ubicación de la Central Fotovoltaica

Punto	Altitud msnm	Coordenadas UTM	Zona 19K	Latitud	Longitud
Patio 1	3879	515511	8197421	-16.304098	-68.854804

Elaborado por el equipo de trabajo



Figura 30: Ubicación del Proyecto de Estudio

Fuente: Tomado de Google maps, insertando las coordenadas geográficas de la central fotovoltaica.

4.4.3. Condiciones Climatológicas

La central fotovoltaica se ubica en la región sierra altiplánica peruana, con temperaturas máximas que bordean los 22.65 °C, la tabla (26) y la figura (31) muestra las temperaturas promedio, máximas y mínimas reportadas entre los años 1984 y 2021.

Tabla 26: Temperaturas en la Isla de Anapia

PARAMETER	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ASUMIDO
T2M	8.96	8.77	8.66	7.96	6.58	5.34	4.88	5.97	7.25	8.59	9.4	9.35	7.64
T2M_MAX	21.9	20.5	21.1	19.9	19.4	16.8	17.5	19.0	20.8	21.1	22.6	21.9	22.65
T2M_MIN	-1.3	-2.3	-4.08	-4.3	-5.05	-6.58	-5.99	-6.01	-5.21	-4.72	-4.38	-2.87	-6.58

Elaborado por el equipo de trabajo

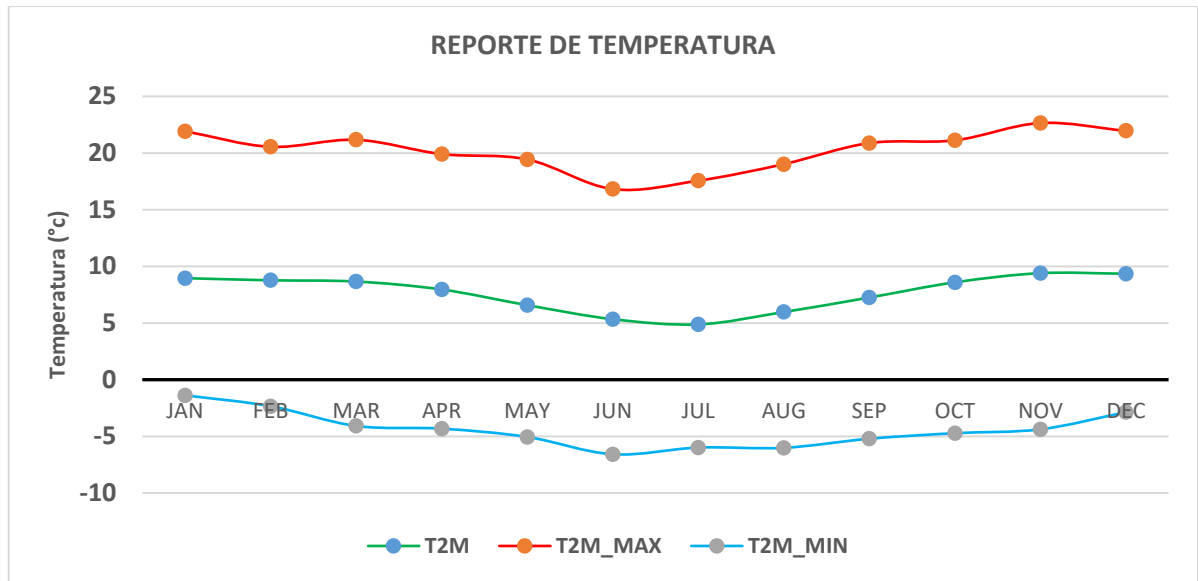


Figura 31: Temperaturas en la Isla Anapia

Elaborado por el equipo de trabajo

4.4.4. Vías de Acceso

Al distrito de Anapia sólo se puede llegar por vía lacustre desde el puerto de Punta Hermosa (Unicachi), situado a orillas del lago Titicaca, como se muestra en el cuadro (27).

Tabla 27: Vías de Acceso al Lugar de Estudio (Isla Anapia)

Tramo	Distancia (km)	Tiempo (horas, min)	Tipo de vía	Unidad de transporte
Puno - Yunguyo	132	2h y 4min	Carretera asfaltada	Vehículo interprovincial
Yunguyo - Unicachi	20	29 min	Carretera asfaltada	Vehículo particular
Unicachi - Anapia	15	1h y 30 min	Lacustre – Lago	Lanchas

Elaborado por el equipo de trabajo

4.4.5. Topografía

El relieve topográfico en el distrito de Anapia es variado, ya que están formados por terrenos planos, irregulares, y con pendientes, también hay algunos arroyos cortos y poco profundos y cauces secos.

4.4.6. Inclinación Óptima de los Módulos

Se calculó con la ecuación (4).

$$\beta^{\circ} = 3.7^{\circ} + 0.69 * |-16.304098|$$

$$\text{Inclinación óptima} = 15^{\circ}$$

4.4.7. Fuente Solar

Para calcular la generación de energía se tiene en cuenta los parámetros de irradiancia e irradiación de la isla Anapia. La HSP es sustancial conocer la irradiación directa en la zona del proyecto, por ello se obtuvieron datos de irradiación directa dados por la NASA entre los años 1984 y 2021. Representados en la tabla (28) y figura (32).

Tabla 28: Data de Irradiación Mensual Promedio

Mes	H(h)_m (KWh/m ² /día)	H(inc=lat) (KWh/m ² /día)	H (inc, vertical) (KWh/m ² /día)	H(i_opt) (KWh/m ² /día)	Angulo óptimo (grados)	Orientación (N/S)	HSP (h)
Ene	5.99	5.67	2.04	6.03	-9	N	5.67
Feb	6.08	5.91	2.14	6.08	-3	N	5.91
Mar	5.9	5.95	2.61	5.97	8	N	5.95
Abr	5.68	6.08	3.47	6.13	22	N	6.08
May	5.55	6.41	4.76	6.86	37	N	6.41
Jun	5.2	6.24	5.27	6.99	42.5	N	6.24
Jul	5.37	6.36	5.13	7.01	42.5	N	6.36
Ago	5.75	6.42	4.19	6.66	31	N	6.42
Set	6.23	6.49	3.1	6.50	17	N	6.49
Oct	6.64	6.55	2.17	6.66	2	N	6.55
Nov	6.84	6.47	1.86	6.87	-10	N	6.47
Dic	6.29	5.9	2.03	6.36	-13.5	N	5.90
Prom	5.96	6.20	3.23	6.51	13.88	N	6.20

Elaborado por el equipo de trabajo

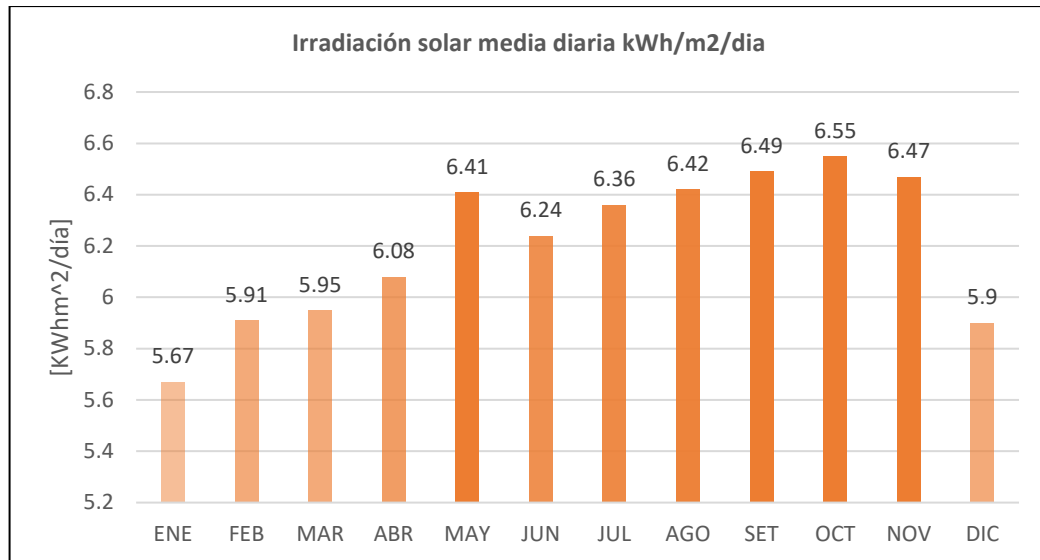


Figura 32: Irradiación Solar Media Diaria kWh/m2dia

Elaborado por el equipo de trabajo

Los datos de irradiancia fueron obtenidos mediante el software PVGIS-NSRDB, se muestran en la Tabla (29). Cabe señalar que para el diseño de la central fotovoltaica sólo se tiene en cuenta la irradiancia directa con el fin de garantizar la disponibilidad de energía para el distrito de Anapia.

Tabla 29: Datos de Irradiancia a 15° Grados de Inclinación

Mes	G(i) [w/m ²]	Gb(i) [w/m ²]	Gd(i) [w/m ²]
Ene	280.51	129.81	149.76
Feb	275.29	128.82	145.52
Mar	251.40	135.61	114.88
Abr	220.18	140.88	78.43
May	187.54	138.64	48.09
Jun	168.10	131.53	35.79
Jul	176.84	134.62	41.43
Ago	217.60	153.15	63.55
Set	251.68	169.89	80.83
Oct	297.65	182.72	113.88
Nov	317.83	188.62	128.14
Dic	293.03	140.83	151.23
Prom	244.80	147.93	95.96

Fuente: PVGIS-NSRDB 2005-2015.

La figura (33) muestra las graficas de la radiación directa, difusa y reflejada.

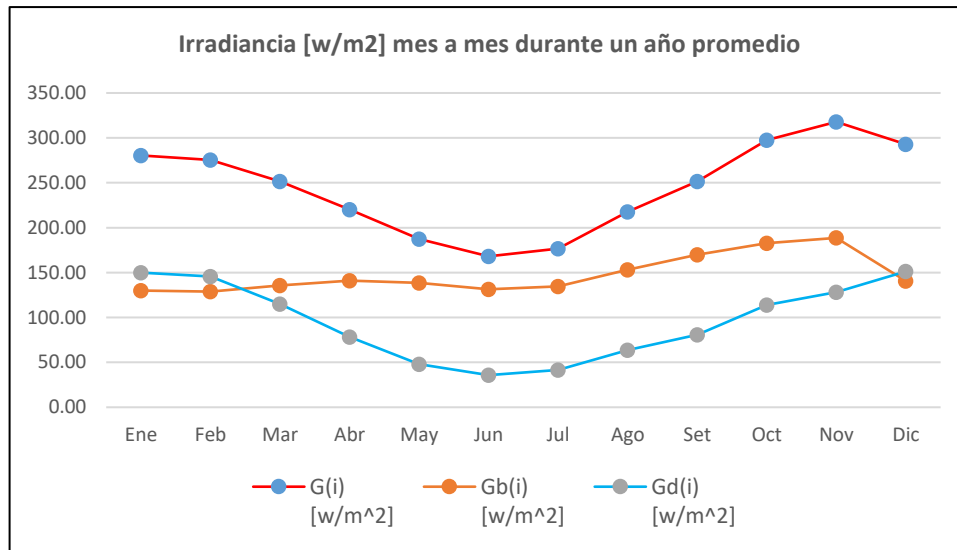


Figura 33: Irradiancia a 15° de Inclinación

Elaborado por el equipo de trabajo

La tabla (30) y figura (34) se detalla la duración del día en la zona del proyecto, teniendo el día más largo en diciembre y el día más corto en junio y la figura (33) muestra que la radiación directa en junio es mayor que la radiación directa en enero.

Tabla 30: Horas de Recorrido Solar Diario Promedio

Mes	DIA	Duración día (h)	Amanece (h)	Anochece (h)	Observación
Ene	21	12:49	05:35	18:24	
Feb	21	12:26	05:46	18:13	
Mar	21	12:00	05:59	18:00	Equinoccio de otoño
Abr	21	11:32	06:13	17:46	
May	21	11:10	06:24	17:35	
Jun	21	11:01	06:29	17:30	Solsticio de invierno
Jul	21	11:09	06:25	17:34	
Ago	21	11:32	06:13	17:46	
Set	21	12:00	05:59	18:00	Equinoccio de primavera
Oct	21	12:27	05:46	18:13	
Nov	21	12:50	05:34	18:25	
Dic	21	12:58	05:30	18:29	Solsticio de verano

Fuente: software geosol con la latitud del proyecto.

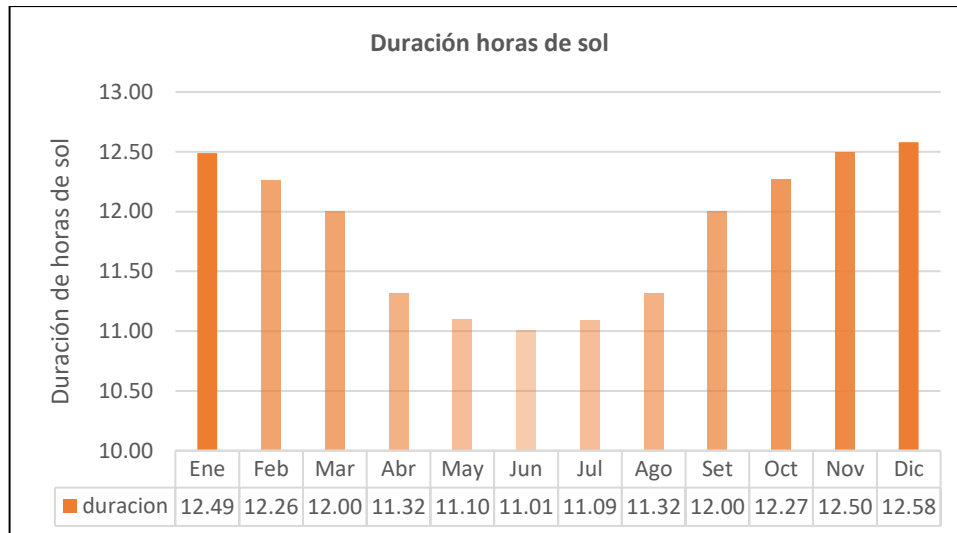


Figura 34: Duración Horas Sol

Elaborado por el equipo de trabajo

4.4.8. Cálculo de la Hora Solar Pico

La HSP se calculó mediante la ecuación (2)

$$HSP = \frac{6.20 (KWh/m^2/día)}{1 (KW/m^2/día)} = 6.2h$$

4.4.9. Cálculo del Factor de Pérdidas

4.4.9.1. Pérdidas por Temperatura

Las pérdidas de temperatura oscilan entre el 0,4% y el 0,5% por cada grado centígrado de aumento por encima de la temperatura estándar de 25°C, para el presente proyecto se consideró un factor de pérdida por temperatura de 0.47%. Detallado en la Tabla (31), y calculada mediante la ecuación (22).

$$FTi = 1 - 0.42\%(Ti - 25) \quad (22)$$



Donde:

FT_i : Factor por pérdidas de temperatura

T_i : Temperatura de celda.

4.4.9.2. Pérdidas de Potencia Nominal

Se conoce que la potencia de los módulos fotovoltaicos varía en relación con el valor nominal de su placa. En consecuencia, se eligieron módulos fotovoltaicos con una variación positiva en relación con la potencia nominal de la placa.

Las pérdidas de potencia nominal oscilan entre 0% a 5%, para el presente proyecto se consideró un factor de pérdida potencia nominal de 0.5%. Detallado en la Tabla (31).

4.4.9.3. Pérdidas por Conexión

La conexión de módulos fotovoltaicos genera diferentes valores de potencia. Dando lugar a pérdidas de potencia. Cuando se conectan en serie, el módulo con menor potencia limitará la corriente que circula por el String porque no puede permitir que circule más corriente de la que puede proporcionar. Sin embargo, en una conexión en paralelo realizada entre String y String, el String con menor potencia limitará la tensión máxima total.

Las pérdidas por cableado oscilan entre 1% a 4%, para el presente proyecto se consideró un factor de pérdida por conexionado de 1%. Detallado en la tabla (31).

4.4.9.4. Pérdidas por Sombreado

Las pérdidas por sombreado son causadas por obstáculos que se interponen entre la trayectoria solar y los paneles solares, pudiendo ser árboles, desniveles de terrenos, entre paneles y demás.

Las pérdidas por sombreado oscilan entre 1% a 4%, para el presente proyecto se consideró un factor de pérdida por sombreado de 4%. Detallado en la tabla (31).

4.4.9.5. Pérdidas por Polvo y Suciedad

Dependiendo del lugar de instalación, se tienen en cuenta las pérdidas por polvo y suciedad, con una reducción de hasta el 4% en zonas con un alto nivel de suciedad.

La central fotovoltaica de este proyecto estará alejada del centro urbano y del tráfico de vehículos; además, en la zona del proyecto llueve, lo que reduce la acumulación de polvo en los módulos. Por ello para el presente proyecto se consideró un factor de pérdidas por polvo y suciedad de 2%, Detallado en la tabla (31).

4.4.9.6. Pérdidas Relativas al Inversor

Actualmente se está mejorando el rendimiento de los inversores incluso cuando funcionan a potencia nominal. En el proyecto actual se consideraron inversores con una eficiencia del 97% para distintos rangos de generación. Detallado en la tabla (31).

4.4.9.7. Pérdidas Relativas al Cableado

Dado que en el cálculo de la máxima demanda eléctrica se ha tenido en cuenta las pérdidas de energía en la distribución eléctrica; sólo se considerarán las pérdidas relacionadas con el cableado en la parte de CA; se supondrá que el cableado se diseñará de forma que las pérdidas no superen el 1%.

La tabla (31) se detalla de manera resumida los factores de eficiencia según las pérdidas desde la generación hasta la salida de la central fotovoltaica.

Tabla 31: Resumen de Factores de Pérdidas de Energía

Me s	Temp amb max	Tem de célula °C	Ptem	Ppnom	Psomb ra	Psucied ad	Pconex	Pcab DC	Pinv	Pcab AC	n
En e	21.92	46.92	89.70%	99.50%	96.00%	98.00%	99.00%	99.00%	98.00%	99.00%	79.84%
Feb	20.55	45.55	90.34%	99.50%	96.00%	98.00%	99.00%	99.00%	98.00%	99.00%	80.42%



(Continuación...)

Ma r	21.17	46.17	90.05%	99.50%	96.00%	98.00%	99.00%	99.00%	98.00%	99.00%	80.16%
Ab r	19.91	44.91	90.64%	99.50%	96.00%	98.00%	99.00%	99.00%	98.00%	99.00%	80.68%
Ma y	19.44	44.44	90.86%	99.50%	96.00%	98.00%	99.00%	99.00%	98.00%	99.00%	80.88%
Jun	16.82	41.82	92.09%	99.50%	96.00%	98.00%	99.00%	99.00%	98.00%	99.00%	81.98%
Jul	17.56	42.56	91.75%	99.50%	96.00%	98.00%	99.00%	99.00%	98.00%	99.00%	81.67%
Ag o	19.02	44.02	91.06%	99.50%	96.00%	98.00%	99.00%	99.00%	98.00%	99.00%	81.06%
Set	20.88	45.88	90.19%	99.50%	96.00%	98.00%	99.00%	99.00%	98.00%	99.00%	80.28%
Oct	21.12	46.12	90.07%	99.50%	96.00%	98.00%	99.00%	99.00%	98.00%	99.00%	80.18%
No v	22.65	47.65	89.35%	99.50%	96.00%	98.00%	99.00%	99.00%	98.00%	99.00%	79.54%
Dic	21.96	46.96	89.68%	99.50%	96.00%	98.00%	99.00%	99.00%	98.00%	99.00%	79.83%
Pr o			90.48 %	99.50 %	96.00 %	98.00 %	99.00 %	99.00 %	98.00 %	99.00 %	79.54 %

Elaborado por el equipo de trabajo

4.4.10. Factor de Rendimiento de la Central Fotovoltaica

$$n = (1 - Fp)\% \quad (23)$$

Donde:

Fp : Factor de pérdidas

n : Eficiencia o rendimiento.

$$n = (1 - 20.46)\% = 79.54\%$$

Se tiene que la eficiencia de la central fotovoltaica de 79.54%

4.4.11. Dimensionamiento de los Módulos Fotovoltaicos

Demanda del sistema

Energía anual al año 20 : 440,309.37 kWh/año (Ver tabla 22)

Energía mensual al año 20 : 36,692.45 kWh/mes (Dividir la energía anual en 12)

Energía diaria del año 20 : 1,206.33 kWh/día (Dividir la energía anual en 365)



HSP : 6.20 h (Ver tabla 28)

Las especificaciones del módulo fotovoltaico se detallan en el anexo (1).

4.4.12. Cantidad de Módulos Fotovoltaicos Según Demanda de Energía Diaria

La tabla (32) detalla el rendimiento de generación (kWh-año/kWp) y la cantidad de paneles de 390 Wp, ver anexo (1).

Tabla 32: Rendimiento de Generación y Cantidad de Paneles de 390 Wp

Mes	Irrad 15° (kWh/m2/día)	HSP	n	Demanda kWh/día	Módulo (KWp)	Cantidad de Módulos
Ene	5.67	5.67	79.84%	1206.33	390	683
Feb	5.91	5.91	80.42%	1206.33	390	651
Mar	5.95	5.95	80.16%	1206.33	390	649
Abr	6.08	6.08	80.68%	1206.33	390	631
May	6.41	6.41	80.88%	1206.33	390	597
Jun	6.24	6.24	81.98%	1206.33	390	605
Jul	6.36	6.36	81.67%	1206.33	390	596
Ago	6.42	6.42	81.06%	1206.33	390	594
Set	6.49	6.49	80.28%	1206.33	390	594
Oct	6.55	6.55	80.18%	1206.33	390	589
Nov	6.47	6.47	79.54%	1206.33	390	601
Dic	5.90	5.90	79.83%	1206.33	390	657
Cantidad Prom		6.20				620

Elaborado por el equipo de trabajo

Se observa que la energía producida por un módulo de 390 Wp es igual a dividir la energía demandada diaria entre el producto de la potencia del módulo por la HSP y la eficiencia de la central fotovoltaica. Recalculando de forma global aplicando la ecuación (3).

$$N_{\text{paneles}} = \frac{1206.33 \text{ kWh/día}}{390 \text{ W} * 6.2 \text{ h/día} * 0.7954} = 626.83 \text{ Und}$$

$N_{\text{módulos}} : 627 \text{ Und}$

4.4.13. Potencia Pico de la Central Fotovoltaica

La potencia pico se calcula mediante la ecuación (24).

$$P_p = W_p \times N_{mod} \quad (24)$$

Donde:

P_p : Potencia pico que produce la central fotovoltaica

W_p : Potencia de 01 modulo fotovoltaico, se consideró 390, ver anexo 1.

N_{mod} : Cantidad de módulos fotovoltaicos

Reemplazando en la ecuación (24)

$$P_p = 390W_p \times 627$$

$$P_p = 244.53KW_p$$

4.4.14. Potencia Entregada al Sistema de Distribución

La potencia entregada por la central fotovoltaica se calculó con la ecuación (25).

$$P_{gen} = \frac{P_{p,SGFV}}{n_{SIST}} \quad (25)$$

Donde:

P_{gen} : Potencia que entregará al sistema kW

$P_{p,SGFV}$: Potencia pico del sistema de Generación Fotovoltaica

n_{SIST} : factor de reserva por perdidas, se consideró 1.11

Reemplazando en la ecuación (25)

$$P_{gen} = \frac{244.53KW}{1.11} \approx 220 \text{ kW}$$

A partir de los valores obtenidos, se concluye que el suministro energético de la planta fotovoltaica será de 220 KW, lo que cubrirá la demanda energética (véase la figura) (29).



4.4.15. Energía Entregada por la Central Fotovoltaica al Sistema Eléctrico

$$E_p = P_{p_dem} \times HSP \times n \quad (26)$$

Donde:

E_p : Energía producida diaria por la central

$E_{día}$: Energía demandada en un día

P_{p_dem} : Potencia pico demandada según el estudio de mercado eléctrico ecu

(27)

HSP : Hora Solar Pico

n : Eficiencia de la central fotovoltaica

$$P_{p_dem} = \frac{E_{día}}{HSP * n} \quad (27)$$

$$P_{p_dem} = \frac{1206.33KWh/día}{6.2h/día * 0.7954} = 244.46KW$$

Reemplazando en la ecuación (26)

$$E_p = 244.46KWp \times 6.2h/día \times 79.54\% = 1206.66KWh/día$$

$$E_p = 1,206.66 \text{ KWh/día}$$

4.4.16. Balance de Energía Generada y Energía Demandada

Demanda anual al año 20 : 151.44 KW

Oferta anual al año 20 : 220 KW

Energía anual al año 20 : 440,309.37 kWh/año

Energía mensual al año 20 : 36,692.45 kWh/mes

Energía diaria del año 20 : 1,206.33 kWh/día

HSP	: 6.20	h
Potencia pico de la central	: 244.53	KWp
Potencia pico demandada	: 244.46	KWp
Energía producida	: 1206.66	KWh/día

Nota: La cantidad de energía producida por la central fotovoltaica debe ser superior a la cantidad de energía demandada.

$$E_{PRODUCIDA} > E_{DEMANDA}$$

$$1206.66KWh/día > 1206.33KWh/día \quad \text{Si se cumple.}$$

4.4.17. Datos de Módulo Fotovoltaico

Las características del módulo fotovoltaico requerido se resumen en la tabla (33), las características completas se encuentran en el anexo (1).

Tabla 33: Resumen de Datos de Módulo Fotovoltaico

Potencia pico	390	Wp
Corriente de corto circuito (Isc)	9.45	A
Tensión de vacío (Voc)	52.9	V
Corriente MPP	8.85	A
Tensión MPP	44.1	V
Coef Tem Tensión de circuito abierto	-0.38	% / °C
Coef Tem de corriente de corto circuito	0.04	% / °C
Coef Tem potencia MPP	-0.47	% / °C
T _{ONC}	45	°C
Ancho de panel	998	mm
Largo de panel	2067	mm

Elaborado por el equipo de trabajo

4.4.18. Temperatura de Trabajo de la Célula

La temperatura de trabajo del módulo fotovoltaico (ecuación 28) es un factor indispensable para calcular el voltaje máximo y mínimo de generación.

$$T_c = T_a + \frac{T_{ONC} - 20}{800} * G_{STC} \quad (28)$$

Donde:

T_c : Temperatura de trabajo de la célula

T_a : Temperatura ambiente de la zona

T_{ONC} : Temperatura de operación nominal, ver anexo (1)

G_{STC} : Irradiancia de operación

Se tiene como dato:

T_a : 7.64 °C (Ver tabla 26)

$T_{mín}$: -6.58 °C (Ver tabla 26)

$T_{máx}$: 22.65 °C (Ver tabla 26)

T_{ONC} : 45 °C (Ver tabla 33)

G_{STC} : 1000 W/m² Dato de cálculo

Reemplazando en la ecuación (28).

$$T_c = 7.64^{\circ}C + \frac{45^{\circ}C - 20^{\circ}C}{800W/m^2} \times 1000 W/m^2 = 38.89^{\circ}C$$

T_c : 38.89 °C

4.4.19. Número Máximo de Módulos Fotovoltaicos en Serie

Con el fin de proteger al inversor de sobre tensiones que ocurren a temperatura mínima se calculó la cantidad máxima de módulos fotovoltaicos mediante la ecuación (29).

$$N_{s\ max} = \frac{V_{inv,\ max}}{V_{oc,\ Tmin}} \quad (29)$$

Donde:

$N_{s,\ max}$: Cantidad máxima de módulos fotovoltaicos en serie

$V_{inv,\ máx}$: Voltaje máximo admisible por el inversor

$V_{oc, T_{min}}$: Voltaje de circuito abierto a temperatura mínima

Se tiene como dato:

$V_{inv, máx}$: 1000 V (Ver tabla 34)

$V_{oc, T_{min}}$: Se calculará mediante la ecuación (30)

$$V_{oc, T_{min}} = V_{oc, STC} \cdot \left[1 + \frac{(T_{MPPT_{min}} - 25) * \Delta V_{OC}}{100} \right] \quad (30)$$

Temperatura ambiente mínima del módulo fotovoltaico para MPPT

Se tiene como dato:

$T_{mín}$: -6.58 °C (Ver tabla 26)

$G_{STC_{mín}}$: 0 W/m² (Sin sol) (irradiancia de operación)

$T_{MPPT_{mín}}$: Se calculará mediante la ecuación (31)

$$T_{MPPT_{min}} = T_{mín} + \frac{T_{ONC} - 20}{800} \times G_{STC_{mín}} \quad (31)$$

Reemplazando en la ecuación (31)

$$T_{MPPT_{min}} = -6.58^{\circ}C + \frac{45^{\circ}C - 20^{\circ}C}{800 \text{ W/m}^2} \times 0 \text{ W/m}^2 = -6.58^{\circ}C$$

$$T_{MPPT_{min}} = -6.58 \quad ^{\circ}C$$

Reemplazando en la ecuación (30)

$$V_{oc, T_{min}} = 52.9V * \left[1 + \frac{(-6.58^{\circ}C - 25^{\circ}C) * (-0.38\%/^{\circ}C)}{100} \right] = 59.25V$$

$$V_{oc, T_{min}} = 59.25 \text{ V}$$

Reemplazando en la ecuación (29) se tiene la cantidad máxima de módulos en serie.



$$N_{s \max} = \frac{1000V}{59.25V} = 16.88$$

$$N_{s \max} = 17 \text{ unidades}$$

4.4.20. Número Mínimo de Módulos Fotovoltaicos en Serie

Con el fin de garantizar la correcta operación del inversor a temperatura máxima.

$$N_{s \min} = \frac{V_{inv, \min}}{V_{oc, T_{max}}} \quad (32)$$

Donde:

$N_{s, \min}$: Cantidad mínima de módulos fotovoltaicos en serie

$V_{inv, \min}$: Voltaje mínimo admisible por el inversor

$V_{oc, T_{max}}$: Voltaje de circuito abierto a temperatura máxima

Luego para el proyecto se tiene como dato:

$V_{inv, \min}$: 390 V (Ver tabla 34)

$V_{oc, T_{max}}$: se calculara mediante la ecuación (33)

$$V_{oc, T_{max}} = V_{oc, STC} \cdot \left[1 + \frac{(T_{MPPT_{max}} - 25) * \Delta V_{OC}}{100} \right] \quad (33)$$

Temperatura ambiente máxima del módulo fotovoltaico para MPPT

Se tiene como dato:

T_{max} : 22.65 °C (Ver tabla 26)

G_{STC} : 1000 W/m²

$T_{MPPT_{máx}}$: Se calculará mediante la ecuación (34)

$$T_{MPPT_{máx}} = T_{máx} + \frac{T_{ONC} - 20}{800} \times G_{STC} \quad (34)$$

Reemplazando en la ecuación (34)

$$T_{MPPT_m\acute{a}x} = 22.65^{\circ}C + \frac{45^{\circ}C - 20^{\circ}C}{800 W/m^2} \times 1000 W/m^2 = 53.9^{\circ}C$$
$$T_{MPPT_m\acute{a}x} = 53.9 \quad ^{\circ}C$$

Reemplazando en la ecuación (33)

$$V_{oc,Tm\acute{a}x} = 52.9V * \left[1 + \frac{(53.9^{\circ}C - 25^{\circ}C) * (-0.38\%/^{\circ}C)}{100} \right] = 47.09V$$

$$V_{oc,Tmax} = 47.09 V$$

Reemplazando en la ecuación (32) se tiene.

$$N_{s\ min} = \frac{390V}{47.09V} = 8.28$$

$$N_{s\ m\acute{i}n} = 8 \text{ unidades}$$

4.4.21. Configuración de String de Módulos Fotovoltaicos

Un "String" representa un conjunto de módulos fotovoltaicos conectados en serie que no supera el límite de tensión que puede soportar el inversor de red. Dado que el inversor de red 1407 puede alimentarse con hasta 1000 VCC (anexo 2) sin afectar al algoritmo MPPT, que puede transformar la potencia máxima del conjunto. Para el proyecto se han considerado 13 módulos fotovoltaicos, está dentro del rango calculado.

4.4.22. Datos del Inversor

La tabla (34) muestra un resumen de las particularidades del módulo fotovoltaico requerido, las características completas están en el anexo (2).

Tabla 34: Datos de Inversor de Red

Tensión Máxima admisible	1000	V
Intensidad máxima admisible	33	A
Rango de voltaje MPP		
Mínimo	390	V
Máximo	800	V
Tensión de entrada asignada	600	V
Potencia DC	25000	W



Continuación...

Potencia CA	25000	W
Corriente de Cortocircuito	43	A

Elaborado por el equipo de trabajo

4.4.23. Cálculo de Cantidad de Inversores

La cantidad de inversores de cálculo mediante la ecuación ()

$$N_{inv} = \frac{P_{p,SGFV}}{P_{DC,inv}} \quad (35)$$

Donde:

N_{inv} : Número de inversores

$P_{p,SGFV}$: Potencia pico de la central de generación

$P_{DC,inv}$: Potencia DC de inversores

Se tiene como dato:

$P_{p,SGFV}$: 244.53 KW Calculado

$P_{DC,inv}$: 25.5 KW (Ver tabla 34)

Reemplazando en la ecuación (35)

$$N_{inv} = \frac{244.53KW}{25.5KW} = 9.59$$

$N_{inv} = 10$ unidades

4.4.24. Cálculo de Número de Módulos Fotovoltaicos por Inversor

La cantidad de módulos fotovoltaicos por inversor se calculó mediante la ecuación (36)

$$N_{mod,inv} = \frac{P_{inv}}{W_p} \quad (36)$$

Reemplazando en la ecuación (36)

$$N_{mod,inv} = \frac{25.5kW}{0.390KW} = 65.38$$

$N_{mod,inv} = 65$ unidades

4.4.25. Número de String por Inversor

La cantidad de string por inversor se calculó mediante la ecuación (37) y fue comprobada mediante la ecuación (38)

$$N_{Str,Inv} = \frac{N_{mod,inv}}{N_{mod,serie}} \quad (37)$$

Reemplazando en la ecuación (37)

$$N_{Str,Inv} \frac{65}{13} = 5$$

4.4.26. Cálculo de Número Máximo de String en Paralelo por Inversor

Para determinar el número máximo de string en paralelo por inversor se aplicó la ecuación (38), considerando la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico a temperatura máxima.

$$N_{max,paralelo} = \frac{P_{CA,inv}}{N_{mod,serie} \cdot Wp} \quad (38)$$

Reemplazando en la ecuación (38)

$$N_{max,paralelo} = \frac{25000W}{13 * 390W} = 4.93 = 5$$

Ahora se tiene como dato que el inversor tiene dos entradas en donde se conectarán dos grupos de mediante la ecuación (39)

$$N_{max,paralelo} = \frac{I_{max,inv}}{I_{sc,Tmax}} \quad (39)$$

Donde:

$N_{max,paralelo}$: Cantidad máxima de string en paralelo

$I_{max,inv}$: Corriente máxima admisible por el inversor (ver tabla 34)



$I_{sc,Tmax}$: Corriente de corto circuito de módulo fotovoltaico

Se tiene como dato:

$I_{max,inv}$: 33 A

$I_{sc,Tmax}$: Se calculara mediante la ecuación (40)

$$I_{sc,Tmax} = I_{sc,STC} \cdot \left(1 + \frac{(T_{MPPT,máx} - 25) * \Delta I_{sc}}{100} \right) \quad (40)$$

Donde:

$T_{MTTP,max}$: Temperatura máxima del módulo para MPPT

ΔI_{sc} : Coeficiente de temperatura de corriente de corto circuito

Se tiene como dato:

$I_{sc,STC}$: 9.45 A (Ver tabla 33)

$T_{MPPTmáx}$: 53.9 °C Calculado

ΔI_{sc} : 0.04%/°C (Ver tabla 33)

Reemplazando en la ecuación (40)

$$I_{sc,Tmax} = 9.45A * \left(1 + \frac{(53.9^{\circ}C - 25^{\circ}C) * 0.04\%/^{\circ}C}{100\%/A} \right) = 9.56A$$

$I_{sc,Tmax}$: 9.56 A

Reemplazando en la ecuación (39)

$$N_{max,paralelo} = \frac{33A}{9.56A} = 3.45 = 3 \text{ String en paralelo}$$



La potencia nominal del inversor debe ser inferior a 1.2 veces la del generador fotovoltaico.

$$P_{N,inv} : 25000 \quad W$$

$$P_{SGFV} : 25350 \quad W$$

$$1.2P_{sgfv}: 30420W \quad \text{Si cumple.}$$

La corriente admisible por el inversor debe ser mayor que la corriente de corto circuito de la asociación de módulos en paralelo.

$$I_{adm,inv} : 33 \quad A$$

$$I_{sc,Tmax} : 28.68 \quad A$$

Si cumple

4.4.27. Dimensionamiento del Inversor

Se debe cumplir que el voltaje en condición de mínima temperatura de la asociación de string debe ser menor al voltaje del punto máximo del inversor, es decir:

$$V_{MPPT,GEN,FV} < V_{MPPT,MAX,INV}$$

Se tiene como dato:

$$V_{MPPT,MAX,INV} : 800 \quad V \quad (\text{ver tabla 34})$$

$$V_{MPPT,GEN,FV} : \text{Se calculara mediante la ecuación (41)}$$

$$V_{MPP,Tmin} = V_{MPP,STC} \cdot \left[1 + \frac{(T_{min} - 25)\Delta V_{oc}}{100} \right] \cdot N_{mod,serie} \quad (41)$$

Donde:

$$V_{MPPT,STC} : \text{Tensión MPPT del módulo (ver tabla 33)}$$



$T_{a,min}$: Temperatura ambiente mínima (Ver tabla 26)

ΔV_{oc} : Coeficiente de temperatura, tensión de corto circuito abierto (ver tabla 33)

$N_{mod,ser}$: Cantidad de módulos en serie

Se tiene como dato:

$V_{MPPT,STC}$: 44.1 V

$T_{a,min}$: -6.58 °C

ΔV_{oc} : -0.38 %/°C

$N_{mod,ser}$: 13

Reemplazando en la ecuación (41)

$$V_{MPP,Tmin} = 44.1V \left[1 + \frac{(-6.58^{\circ}C - 25^{\circ}C) * (-0.38\%/^{\circ}C)}{100} \right] * 13 = 642.1V$$

$V_{MPPT,GEN,FV}$: 642V

$V_{MPPT,MAX,INV}$: 800V, se cumple la condición en mínima temperatura.

En condición de máxima temperatura se debe cumplir, $V_{MPPT,GEN,FV}$, debe ser mayor a

V_{mpp} mínimo del inversor, es decir:

$$V_{MPPT,GEN,FV} > V_{MPPT,MIN,INV}$$

Se tiene como dato:

$V_{MPPT,MIN,INV}$: 390 V (ver tabla 34)

$V_{MPPT,GEN,FV}$: Se calculara mediante la ecuación (42)

$$V_{MPP,Tmax} = V_{MPP,STC} \cdot \left[1 + \frac{(T_{max} - 25)\Delta V_{oc}}{100} \right] \cdot N_{mod,serie} \quad (42)$$



Se tiene como dato:

$$V_{MPPT,STC} : 44.1 \text{ V}$$

$$T_{a,min} : 22.65 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta V_{oc} : -0.38 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$$

$$N_{mod.ser} : 13$$

Reemplazando en la ecuación (42)

$$V_{MPP,Tmin} = 44.1V \left[1 + \frac{(22.65^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) * (-0.38\%/^{\circ}\text{C})}{100} \right] * 13 = 578.42V$$

$$V_{MPPT,GEN,FV} : 578.42V$$

$V_{MPPT,MIN,INV} : 390V$, se cumple la condición en máxima temperatura.

El voltaje de circuito abierto del generador V_{OC} debe ser menor que el voltaje máximo MPPT del inversor. Se calculará mediante la ecuación (43)

$$V_{OC,Tmin} < V_{MAX,INV}$$

$$V_{oc,Tmin} = V_{oc} \cdot \left[1 + \frac{(T_{min} - 25)\Delta V_{oc}}{100} \right] \cdot N_{mod,serie} \quad (43)$$

Donde:

V_{oc} : Tensión en vacío del módulo (ver tabla 33)

$T_{a,min}$: Temperatura ambiente mínima (Ver tabla 26)

ΔV_{oc} : Coeficiente de temperatura, tensión de corto circuito abierto (ver tabla 33)

$N_{mod.ser}$: Número de módulos fotovoltaicos en serie

Se tiene como dato:

$$V_{oc} : 52.9 \text{ V}$$



$$T_{a,min} : -6.58 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta V_{oc} : -0.38 \text{ } \%/^\circ\text{C}$$

$$N_{mod.ser} : 13$$

Reemplazando en la ecuación (43)

$$V_{oc,Tmin} = 52.9V \cdot \left[1 + \frac{(-6.58^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) \cdot (-0.38\%/^\circ\text{C})}{100} \right] \cdot 13 = 770.23V$$

$$V_{OC,Tmin} : 770V$$

$$V_{MAX,INV} : 390V, \text{ se cumple la condición en mínima temperatura.}$$

Se comprobará la corriente de cortocircuito del módulo a temperatura ambiente máxima mediante la ecuación

$$I_{sc,Tmax} = I_{sc,STC} \cdot \left(1 + \frac{(T_p - 25) \cdot \Delta I_{sc}}{100} \right) \quad (44)$$

Donde:

$$I_{sc,STC} : \text{Corriente de corto circuito del módulo (ver tabla 33)}$$

$$T_p : \text{Temperatura ambiente máxima del módulo para MPPT}$$

$$\Delta I_{sc} : \text{Coeficiente de temperatura, corriente de corto circuito (ver tabla 33)}$$

Se tiene como dato:

$$I_{sc,STC} : 9.45 \text{ A}$$

$$T_p : 53.9 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta I_{sc} : 0.04 \text{ } \%/^\circ\text{C}$$

Reemplazando en la ecuación (44)

$$I_{sc,Tmax} = 9.45A \left(1 + \frac{(53.9^{\circ}C - 25^{\circ}C) * (0.04\%/^{\circ}C)}{100} \right) = 9.56A$$

En conclusión:

La cantidad de String en paralelo que se puede instalar en cada arreglo está en función del número de entradas MPPT y potencia que puede soportar el inversor de red. Para el proyecto se consideró inversores de red que cuentan con dos circuitos MPPT (ver anexo 2) por lo que podrá soportar dos arreglos.

Dado que la potencia de cada inversor de red es de 25kW se instalarán 5 String por inversor repartidos en dos grupos uno de 3 y otro grupo de 2 para aprovechar los circuitos MPPT sin superar el máximo permitido por el inversor.

Bajo estas consideraciones y tomando en cuenta los módulos fotovoltaicos necesarios para cubrir la demanda de energía, las conexiones de los Strings a los inversores se distribuirán de la siguiente forma:

Tabla 35: Distribución de Inversores por cadenas de módulos

Patio	Inversor	Entradas MPPT	Entradas a usar	Módulos por Strings	Módulos	Módulos por inversor	PV Box	Detalle
SGF V	Inversor 1	MPPT A	3	13	39	65	1	3 Strings de 13 módulos c/u
		MPPT B	2	13	26		1	2 Strings de 13 módulos c/u
	Inversor 2	MPPT A	3	13	39	65	1	3 Strings de 13 módulos c/u
		MPPT B	2	13	26		1	2 Strings de 13 módulos c/u
	Inversor 3	MPPT A	3	13	39	65	1	3 Strings de 13 módulos c/u
		MPPT B	2	13	26		1	2 Strings de 13 módulos c/u
	Inversor 4	MPPT A	3	13	39	65	1	3 Strings de 13 módulos c/u
		MPPT B	2	13	26		1	2 Strings de 13 módulos c/u
	Inversor 5	MPPT A	3	13	39	65	1	3 Strings de 13 módulos c/u
		MPPT B	2	13	26		1	2 Strings de 13 módulos c/u
	Inversor 6	MPPT A	3	13	39	65	1	3 Strings de 13 módulos c/u



(Continuación...)

	MPPT B	2	13	26		1	2 Strings de 13 módulos c/u
Inversor 7	MPPT A	3	13	39	65	1	3 Strings de 13 módulos c/u
	MPPT B	2	13	26		1	2 Strings de 13 módulos c/u
Inversor 8	MPPT A	3	13	39	65	1	3 Strings de 13 módulos c/u
	MPPT B	2	13	26		1	2 Strings de 13 módulos c/u
Inversor 9	MPPT A	3	13	39	65	1	3 Strings de 13 módulos c/u
	MPPT B	2	13	26		1	2 Strings de 13 módulos c/u
Inversor 10	MPPT A	3	14	42	42	1	3 Strings de 14 módulos c/u
Total		48	248	627	627	19	

Elaborado por el equipo de trabajo

4.4.28. Cajas de Paralelaje PV BOX

Para realizar la conexión de arreglos al inversor es necesario agrupar previamente los String por lo que se hará uso de cajas de paralelaje PV BOX. Las características de esta vienen determinadas por la cantidad de String que se colocaran en paralelo y por la corriente de corto circuito del arreglo.

Se considera cajas de paralelaje con un número mínimo de 3 entradas para los String de módulos fotovoltaicos y una salida de cables para el inversor de red. Cada String ira protegido por un fusible de 15A, 1000 Vdc y la salida contara con fusibles de 45A.

La cantidad de PV BOX se calculó mediante la ecuación (45)

$$N_{CSB} = \frac{N_{String}}{N_{entr,DC, inv}} \quad (45)$$

Donde:

N_{string} : Número de string por inversor

N_{string} : Número de entradas de DC, PV BOX



Se tiene como dato:

$$N_{string} : 5$$

$$N_{string} : 3$$

Reemplazando en la ecuación (45)

$$N_{CSB} = \frac{5}{3} = 1.67$$

$$N_{CSB} : 2$$

Se utilizarán 2 cajas de paralelaje por cada inversor de red, se detalla en la tabla (36).

Tabla 36: Distribución de cajas PV BOX por inversores de red

Patio	Inversor	Entradas MPPT	Entradas a usar	PV Box	Detalle
SGFV	Inversor 1	MPPT A	3	1	3 Strings de 13 módulos c/u
		MPPT B	2	1	2 Strings de 13 módulos c/u
	Inversor 2	MPPT A	3	1	3 Strings de 13 módulos c/u
		MPPT B	2	1	2 Strings de 13 módulos c/u
	Inversor 3	MPPT A	3	1	3 Strings de 13 módulos c/u
		MPPT B	2	1	2 Strings de 13 módulos c/u
	Inversor 4	MPPT A	3	1	3 Strings de 13 módulos c/u
		MPPT B	2	1	2 Strings de 13 módulos c/u
	Inversor 5	MPPT A	3	1	3 Strings de 13 módulos c/u
		MPPT B	2	1	2 Strings de 13 módulos c/u
	Inversor 6	MPPT A	3	1	3 Strings de 13 módulos c/u
		MPPT B	2	1	2 Strings de 13 módulos c/u
	Inversor 7	MPPT A	3	1	3 Strings de 13 módulos c/u
		MPPT B	2	1	2 Strings de 13 módulos c/u
	Inversor 8	MPPT A	3	1	3 Strings de 13 módulos c/u
		MPPT B	2	1	2 Strings de 13 módulos c/u
	Inversor 9	MPPT A	3	1	3 Strings de 13 módulos c/u
		MPPT B	2	1	2 Strings de 13 módulos c/u
	Inversor 10	MPPT A	3	1	3 Strings de 14 módulos c/u
	Total			48	19

Elaborado por el equipo de trabajo



4.4.29. Cálculo de Sección de Conductor entre String y PV Box

Para calcular la sección transversal se han utilizado la capacidad máxima de corriente y la caída de tensión entre el String y el PV Box. Para la caída de tensión se ha considerado un máximo del 1%.

Se utilizó la ecuación (46) para calcular la sección transversal mínima en función de la caída de tensión máxima admisible.

$$S \geq \frac{2 \times L \times \rho \times I}{\Delta V} \quad (46)$$

Donde:

- L : es la longitud del conductor (mm)
 ρ : es la resistividad del cobre ($\Omega \cdot \text{mm}$)
I : es la corriente de la cadena (A)
 ΔV : es la caída de tensión

Con estos parámetros la sección mínima del cable sería de 4.42 mm^2 . En el cálculo se utiliza el tramo más largo hasta la caja de conexión (30 m). La corriente es igual a la corriente de cortocircuito del módulo más el 25% (11,81 A), y la caída de tensión es igual a la caída de tensión máxima en la cadena más corta, que en este caso es el 0,5% de la tensión de 13 módulos en serie en la condición de potencia máxima ($44,1 \times 13 \times 0,5\% = 2,86 \text{ V}$). La sección de cable mínima sería de $4,42 \text{ mm}^2$.

Se seleccionará un conductor de cobre tipo solar de calibre 6 mm^2 , con aislamiento de PVC dado que los módulos se suministran con este calibre de conductor como característica mínima. Recalculando la caída de tensión se obtiene un resultado del 0,36%.



4.4.30. Cálculo de Sección de Conductor entre Array e Inversor

Al igual que el caso anterior se determina la sección de los conductores desde los PV_Box hasta los inversores.

Al igual que en el punto anterior se determinará la sección transversal mínima para los tramos, teniendo que la corriente de salida de los PV_Box es de 35,43 A y la caída de aceptable es tensión de 1,14 V.

Con los parámetros antes establecidos se tendrá que la sección mínima para una distancia entre PV Box e Inversor es de 5,5 mm², por lo que se seleccionará el mismo tipo de cable usado para la conexión String – PV Box; cable tipo solar de 6mm².

La sección transversal del conductor seleccionado cumple con las condiciones de capacidad de corriente (35,43Adc).

4.4.31. Cálculo de Fusibles de Protección de String

Para la correcta operación y seguridad de la instalación se instalará fusibles de protección en cada String. Para asegurar la capacidad nominal del fusible se tendrá en cuenta la corriente pico que tolera la cadena. Además, cada fabricante de panel recomienda una capacidad de fusible para la protección del mismo, para la potencia de panel y corriente se recomienda un fusible de 15A.

4.4.32. Cálculo del Interruptor de Array

Para el caso de la protección y seccionador de los arreglos de la matriz de cadenas se tendrá en consideración la corriente nominal de salida de los PV_Box, en este caso la protección e interruptor será de 40^a



4.4.33. Cálculo de Número de Inversores Bidireccionales

Al tratarse de un sistema aislado, los inversores bidireccionales (anexo 4) deben tener la capacidad de resistir la potencia demanda máxima de la red, por lo que como mínimo deberán entregar una potencia de 151.44 kW.

Al tratarse de una red trifásica, se utilizarán tres inversores bidireccionales para formar la red; cada grupo de inversores puede soportar 15,36 kW durante una hora, por lo que se necesitan 10 grupos para una potencia total de 156,6 kW.

4.4.34. Cálculo de Número de Baterías

El tamaño del banco de baterías viene determinado por el consumo diario de energía (1,206.33KWh-día). Teniendo en cuenta que cada batería puede proporcionar 1,5kWh de energía, para el proyecto actual se necesitarán 619 unidades, que se distribuirán en 10 bancos, uno por cada grupo de inversores bidireccionales.

Para calcular la capacidad del sistema de baterías se utilizan los siguientes parámetros y relaciones matemáticas:

PARAMETROS NECESARIOS:

Potencia de baterías	1,500	Wh
Capacidad Nominal de las Baterías	30.00	Ah
Profundidad de descarga máxima	5	%
Voltaje de grupos	52	V
Capacidad de Grupos de acumulación	18	kWh

Inversores Bidireccionales

Tensión de salida de Inversores	48	V
---------------------------------	----	---

La cantidad de baterías se calculará mediante la ecuación (7)



Cálculo del consumo medio diario Q_d del sistema

Se tiene como dato:

Q_d : Capacidad de consumo medio diario (Ah/día)

$P_{(20)}$: 1,206.33 KWh/día

V_{inv} : 48V

NOTA: para el cálculo de la cantidad de baterías, se calculó la energía demandada de noche que consiste en considerar el alumbrado de las viviendas unifamiliares para abonados domésticos y abonados comerciales; para abonados de uso general se consideró centro de salud, local de la policía nacional del Perú y alumbrado de instituciones educativas, obteniendo la energía demandada de:

Energía noche al año 20 : 246,934.83 KWh/año

Energía noche por mes año 20 : 20,577.90 KWh/mes

Energía noche por día año 20 : 676.53 KWh/día

Para el presente proyecto se consideró multiplicar la ecuación (7) por un factor de uso noche, calculado de la división de la energía noche por día entre la energía total demandada por día.

Se obtuvo 56.08%.

Reemplazando en la ecuación (5)

$$Q_d = \frac{1206.33 \text{ KWh/día}}{48V}$$

$$Q_d = 25,131.81 \text{ Ah/día}$$



Capacidad de carga del sistema de baterías

Se tiene como dato:

Donde:

Qd : 25,131.81 Ah/día

A : 16 horas

P_{dmax} : 95 %

η_{rb-inv} : 95 %

Reemplazando en la ecuación (6)

$$C_n = \frac{\frac{25,131.81Ah}{día} * 0.67día}{0.95 * 0.95}$$

$$C_n = 18,564.59 \text{ Ah}$$

Reemplazando en la ecuación (7)

$$Nro_{baterías} = \frac{18,564.59Ah}{30Ah} * 56.08\% = 347$$

$$N_{baterías} : 347$$

Se puede calcular la capacidad de almacenamiento de la sala de baterías mediante la ecuación (47).

$$C_{alm,sala,bat} = P_{bat} * N_{bat} \quad (47)$$

$$C_{alm,sala,bat} = 1,500Wh * 347 = 520.72 \text{ KWh}$$

4.4.35. Cálculo de Cantidad de Banco de Baterías

La cantidad de baterías por banco de baterías se calculará mediante la ecuación (48)



$$Nro_{bancos} = \frac{Nro_{baterias}}{Nro_{bat, banco}} \quad (48)$$

Se tiene como dato:

$N_{baterias}$: 347

$N_{bat,banco}$: Se calculara mediante la ecuación (49)

$$N_{bat,banco} = \frac{C_n * V_{bat}}{E_{util}} \quad (49)$$

Donde:

C_n : Capacidad de carga del sistema

V_{bat} : Voltaje de la batería

E_{util} : Energía utilizable

Se tiene como dato: Considerando módulos de baterías marca BYD

C_n : 18,564.59Ah

V_{bat} : 48 V

E_{util} : 15.36 KWh

Reemplazando en la ecuación (49)

$$N_{bat,banco} = \frac{18,564.59Ah * 48V}{15,360Wh} = 58.01$$

$N_{bat,banco}$: 60 und/banco

Número de banco de baterías = 6

Ajustando el cálculo de batería, para homogenizar los bancos de baterías se considera 360

Baterías de Ion de Litio.

4.4.36. Cálculo del Grupo Electrónico

El grupo electrónico deberá cumplir los siguiente:

$$0.8 * P_{SI} \leq P_{GG} \leq 1.2 * P_{SI}$$

Donde:

P_{SI} : Potencia nominal de los inversores bidireccionales.

P_{GG} : Potencia nominal del generador eléctrico.

Se tiene los datos de catálogo de un generador térmico

Potencia nominal : 200 KWm

Altitud de instalación : 4100 msnm

Derrateo : 3% por cada 500 sobre los 1000 msnm

Grupo electrónico : 150 KW

Datos del proyecto

Potencia del Sistema : 151.44 KW

Altitud : 3879 msnm

Derratero : 153.45 KWm

Potencia eléctrica : 122.76 KWe

P_{SI} Potencia non inv bidirec : 120 KW

Verificaremos la potencia nominal del grupo generador

$$0.8 * 120KW \leq P_{GG} \leq 1.2 * 120KW$$

$$96KW \leq 122.76KW \leq 1.2 * 144KW, \text{ se cumple}$$

4.4.37. Cálculo del Transformador Elevador

Para el cálculo del transformador elevador se empleará la ecuación (50)

$$P_{trafo} = \frac{(P_{dem} + P_{p(Re,Cu,Fe)})}{\cos \phi} \quad (50)$$



Donde:

P_{trafo} : Potencia del transformador requerido

P_{dem} : Potencia de máxima demanda

$P_{p(Re,Cu,Fe)}$: Pérdidas de potencia

$\text{Cos}\emptyset$: Factor de potencia del transformador

Parámetros necesarios del sistema

Transformador trifásico tipo Pedestal; YDzn5

Tensión nominal BT 230-440V

Tensión nominal MT 13.2KV

Se tiene como dato:

P_{dem} : 151.44 KW

$P_{p(Re,Cu,Fe)}$: 3 %

$\text{Cos}\emptyset$: 0.95

Reemplazando en la ecuación (50)

$$P_{trafo} = \frac{(151.44KW * (1 + 0.03))}{0.95} = 164.19KW$$

Potencia aparente del transformador será el cociente de la potencia activa y el factor de potencia, dando como resultado 172.83 KVA. Por lo tanto, se seleccionará un transformador elevador de 175KVA.

Nota si se considera un 30% de sobrecarga del transformador se podría seleccionar un transformador de 150KVA, con la finalidad de no sobredimensionar el transformador.

4.4.38. Lista de Materiales

Con los cálculos realizados se tiene un resumen (tabla 37) del metrado de materiales para la central fotovoltaica. En el anexo (33), se cuenta con el metrado total y el presupuesto del proyecto.

Tabla 37: Suministro de Materiales

N°	DESCRIPCIÓN DE PARTIDAS	und	Total
A. SUMINISTRO DE MATERIALES			
<u>1.00 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA</u>			
1.01	Módulos Fotovoltaicos monocristalino o policristalino de 390 Wp, 128 celdas	u	627
1.02	Soporte módulos fotovoltaicos, suelo, 3 filas x 13 Columnas (39 módulos FV)	u	15
1.03	Soporte módulos fotovoltaicos, suelo, 3 filas x 14 Columnas (42 módulos FV)	u	1
<u>2.00 SISTEMA DE INYECCION A RED</u>			
2.01	Cajas de conexión para String FV - PV Box	u	19
2.02	Inversores de Red Trifásico de 25 KW con modulo comunicación RS 485	u	10
2.03	Juego SPD tipo II para Inversor 2 entradas MPPT	u	10
2.04	Cable Ethernet CAT 5e apantallado STP	m	155
2.05	Terminares RJ45 para CAT 5e apantallado	cto	2
2.06	Descargador de tensiones para Cable Ethernet	u	4
2.07	Modem industrial para riel DIN salida Ethernet conexión 3G	u	1
2.08	Fuente para modem y switch industrial	u	1
2.09	Switch industrial 5 puertos con rango de operación -10 °C a 65°C	u	1
2.10	Interface de Monitoreo y Control remoto de Inversores para Plantas FV	u	1
2.11	Conductor de conexión tipo solar 1 x 6 mm ²	m	1928
2.12	Conductor tripolar tipo N2XSY 0,6/1 kV, 1 - 3 x 16 mm ²	m	274
2.13	Terminales de unión tipo Pin para inversores	u	80
2.14	Terminales de unión tipo MC4 para cable tipo solar 1x6 mm ²	u	240
2.18	Tubo de PVC SAP de 2" x 3 metros	u	4
2.19	Tubo de PVC SAP de 3/4" x 3 metros	u	337
2.20	Tubo conduit de 2" x 3 metros	u	10
2.21	Tubo conduit de 3/4" x 3 metros	u	44
2.22	Curva de PVC SAP 2x90	u	10
2.23	Unión PVC SAP 2"	u	10
2.24	Curva de PVC SAP 3/4"	u	314
2.25	Unión PVC para tubo de PVC con conduit 3/4"	u	19
2.26	Caja de PVC de 100mmx100mm	u	10
2.27	Riel unistrut de 3 metros	u	10
2.28	Cable unipolar tipo N2XSY 0,6/1 kV, 1 - 1 x 10 mm ²	u	310
2.30	Protector a la salida del Inversor - ITM 4 x 50 A incluye Tablero	u	10
2.31	Protector a la entrada del Transformador - IA 4x250A	u	1
2.32	Tablero de Agrupamiento 380V 3Ø - 5xITM 4x50A +ITM 4x250A, en A°G°	u	1
2.33	Abrazadera Partida Unistrut con tuerca y perno 3/4"	u	58
2.34	Abrazadera Partida Unistrut con tuerca y perno 2"	u	20
2.35	Conector Recto Hermético Conduit de 3/4"	u	29



(Continuación...)

2.36	Conector Recto Hermético Conduit de 2"	u	10
2.37	Conector Conduit EMT de Acero pesado de 3/4"	u	20
2.38	Tablero para sistema de Comunicación	u	1
3.00	<u>ACUMULACIÓN DE ENERGÍA E INVERSORES BIDIRECCIONALES</u>	-	
3.01	Baterías de acumulación de LiFePO4, incluido BMS	u	360
3.02	Set de Monitoreo y control remoto de baterías	u	1
3.03	Inversores de bidireccional para batería- Master de 6 kW	u	6
3.04	Inversores de bidireccional para batería- Esclavos de 6 Kw	u	12
3.05	Interface de Monitoreo y Control remoto de Inversores para Plantas FV	u	1
3.06	Cable Ethernet CAT 5e apantallado STP	m	346
3.07	Terminares RJ45 para CAT 5e apantallado	cto	1
3.08	Modem industrial para riel DIN salida Ethernet conexión 3G	u	1
3.09	Fuente para modem y switch industrial	u	2
3.10	Switch industrial 16 puertos con rango de operación -40 °C a 75°C	u	1
3.11	Protección para inversores bidireccionales de baterías ITM 3x50A	set	6
3.12	Centro de distribución y transferencia de multiples clusters (incluye interruptores automáticos y contactores de transferencia)	set	1
3.14	Cable para banco de batería hasta cluster de inversores - Cable 1/0 AWG tipo BA	m	222
3.16	Elementos de protección entre inversores y baterías - Fusible de 250 A	u	36
3.18	Conductor unipolar N2XSY 0,6/1 kV, 1 x 240 mm ² (incluye terminales de conexión)	m	126
3.19	Bandeja para pared en PVC de 0,1 x 0,6 m	m	22
3.21	Bandeja de A°G° sujetador de cable de 300 mm, tipo estante	m	61
3.22	Grupo electrógeno 150 kW; 0,38 kV	u	1
3.23	Transformador trifásico tipo Pedestal; YNzn5; de 175 KVA; 22,9/0,40-0,23 kV	u	1
3.24	Tubo Conduit de 1 1/2" x 3 metros	u	4
3.25	Tubo Conduit de 3/4" x 3 metros	u	18
3.26	Tubo Conduit de 1/2" x 3 metros	u	38
3.27	Conductor unipolar N2XSY 0,6/1 kV, 1 x 185 mm ² (incluye terminales de conexión)	m	38
3.29	Conductor de conexión entre Clúster y Centro de distribución y transferencia - Cable 1 x 6 mm ² tipo N2XY, 0,6/1,0 KV	m	273
3.30	Conector Recto Hermético Conduit de 1/2"	u	36
3.31	Conector Recto Hermético Conduit de 3/4"	u	54
3.32	Abrazadera de 1 oreja pesada para 1/2"	u	192
3.33	Abrazadera de 1 oreja pesada para 3/4"	u	114
3.34	Plancha Estriada para zanja de 1.0m x 0.6m x 3/16" con dos manijas	u	70

Elaborado por el equipo de trabajo

4.4.39. Marco Normativo del Diseño

- Norma DGE, Especificación Técnica del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural (Ministerio de Energía y Minas (Perú), 2015).



- Reglamento técnico, Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural (Ministerio de Energía y Minas (Perú), 2007).
- Código Nacional de Electricidad-Suministro (Ministerio de Energía y Minas (Perú)-Suministros, 2011).
- Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM, faculta la publicación del Decreto Supremo que aprueba el reglamento de la Generación Distribuida.

El marco normativo nacional hace referencia a emplear recomendaciones de organismos internacionales como complemento de la normativa nacional.

4.4.40. Marco Normativo para la Conexión a Red

El marco normativo en Perú para la conexión de una central fotovoltaica a una red de media tensión no está definido. En ese aspecto la norma técnica peruana hace referencia a las recomendaciones de organismos internacionales como es el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos y la Comisión Electrotécnica Internacional con sus siglas en inglés (IEEE) y (IEC) respectivamente.

- IEEE 1547-2018, estándar para la interconexión e interoperabilidad de recursos de energía distribuida con interfaces de sistemas de energía eléctrica asociados.
- IEEE 929-2000, practica recomendada para la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red.
- IEC 62116-2014, inversores de sistemas fotovoltaicos conectados a red.

La normativa aborda la calidad de la energía eléctrica relacionados con sistemas fotovoltaicos conectados a red.



4.5. DIMENSIONAMIENTO DE ESTRUCTURAS DE SOPORTE

4.5.1. Referencias

Para el diseño de las columnas metálicas y cimentación de concreto se han tomado en cuenta los siguientes normativas y estándares:

RNE - Reglamento Nacional de Edificaciones del Perú
ASTM - American Society for Testing and Materials

4.5.2. Planos y Documentos de Referencia

Plano de topografía del terreno

Estudio de suelos del terreno

Característica de materiales a emplear

Acero De Refuerzo : ASTM A 615 Grado 60, $F_y = 4,200 \text{ kg/cm}^2$

Concreto : Zapata $f_c=210 \text{ kg/cm}^2$

Acero Estructural : ASTM A36 $f_y=2400 \text{ kg/cm}^2$

4.5.3. Cargas de Diseño

Las cargas de diseño se consideran el peso propio de los componentes estructurales, accesorios no estructurales, presión del viento y carga de montaje

4.5.4. Análisis de Velocidad de Viento

4.5.4.1. Velocidad de Diseño

Hasta una altura de 10 m, la velocidad del viento prevista será la velocidad máxima del viento apropiada para la zona de ubicación, pero no inferior a 75 km/h. La velocidad prevista del viento a la altura h debe calcularse mediante la ecuación (51).

$$V_h = V * \left(\frac{h}{10}\right)^{0.22} \quad (51)$$



Donde:

V_h : velocidad de diseño en la altura h en Km/h

V : velocidad de diseño hasta 10 m de altura en Km/h

h : altura sobre el terreno en metros

4.5.4.2. Carga Exterior de Viento

La carga externa del viento (presión o succión) se supone estática y perpendicular a la superficie sobre la que actúa. Se calculará mediante la ecuación (52).

$$P_h = 0.005 * C * V_h^2 \quad (52)$$

Donde:

P_h : presión o succión del viento a una altura h en Kgf/m²

C : factor de forma adimensional indicado en la Tabla 38

h : velocidad de diseño a la altura h , en Km/h

Tabla 38: Factores de Forma (C)

CONSTRUCCIÓN	BARLOVENTO	SOTAVENTO
Superficies verticales de edificios	+0,8	-0,6
Anuncios, muros aislados, elementos con una dimensión corta en el sentido del viento	+1,5	
Tanques de agua, chimeneas y otros de sección circular o elíptica	+0,7	
Tanques de agua, chimeneas, y otros de sección cuadrada o rectangular	+2,0	
Arcos y cubiertas cilíndricas con un ángulo de inclinación que no exceda 45°	±0,8	-0,5
Superficies inclinadas a 15° o menos	+0,3 -0,7	-0,6
Superficies inclinadas entre 15° y 60°	+0,7 -0,3	-0,6
Superficies inclinadas entre 60° y la vertical	+0,8	-0,6
Superficies verticales ó inclinadas(planas ó curvas) paralelas a la dirección del viento	-0,7	-0,7
* El signo positivo indica presión y el negativo succión.		

Elaborado por el equipo de trabajo

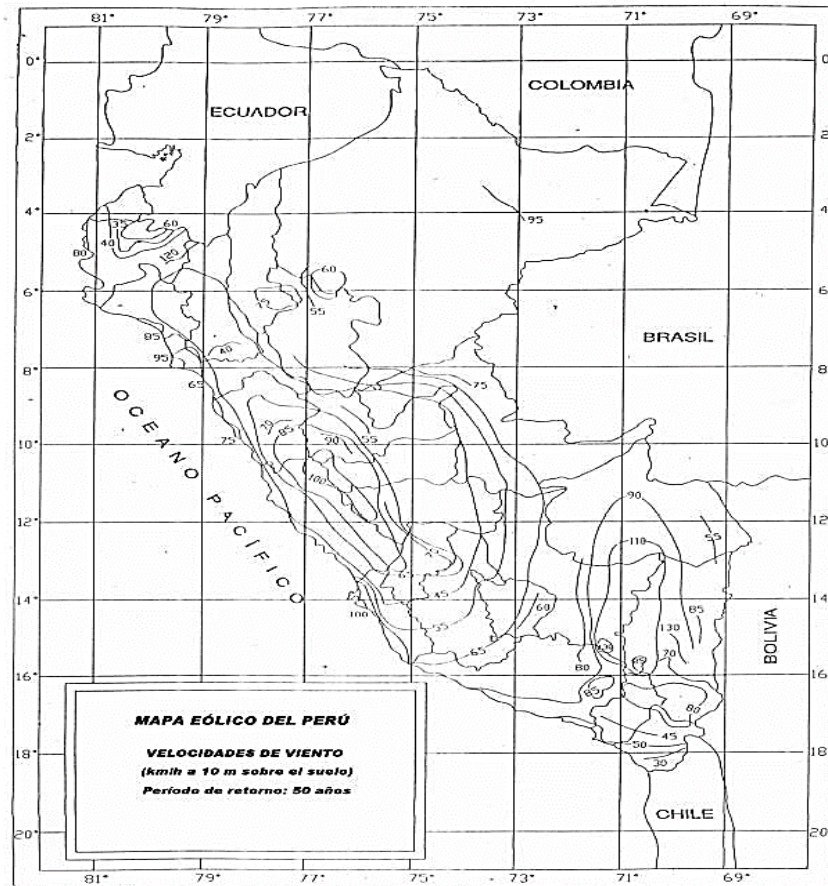


Figura 35: Mapa Eólico del Perú, Km/h a 10m del suelo

Fuente: <https://acortar.link/ReDdiZ>

Velocidad según mapa eólico del Perú:

$V = 100 \text{ km/h}$ a 10 m del suelo (Anapia)

4.5.5. Hipótesis de Diseño y Combinaciones de Carga

El método LRFD se empleará para dimensionar las estructurales metálicas, teniendo en cuenta las hipótesis de la tabla (39).

Tabla 39: Combinaciones de Cargas

COMB1	1.4CM
COMB2	$1.2*CM + 1.6*L$
COMB3	$1.2*CM + 1.6*L + 0.8*W$
COMB4	$1.2*CM + 1.3*W + 0.5*L$
COMB5	$0.9*CM + 1.3*W$
COMB6	$0.9*CM - 1.3W$

Elaborado por el equipo de trabajo



Donde:

CM : cargas muertas (incluye el peso propio)

L : carga viva

W : cargas de viento

Se utilizará la norma de construcción E-060 para el diseño de estructuras de hormigón armado.

Para diseñar elementos de hormigón armado se utiliza el método de la rotura del hormigón, que tiene en cuenta los siguientes supuestos:

$$U = 1.4 CM + 1.7 CV$$

$$U = 1.25 CM + 1.25 CV + 1.25 CVi$$

$$U = 1.25 CM + 1.25 CV - 1.25 CVi$$

Donde:

CM: cargas muertas (incluye el peso propio)

CV: carga viva

CVi: cargas de viento

4.5.6. Análisis de Diseño Estructural

4.5.6.1. Columna Metálica

A continuación, se muestra el cálculo y el diseño estructural de la columna metálica para el soporte de los módulos fotovoltaico, mediante el software Dludal aplicando las hipótesis de la tabla (39) para calcular la fuerza cortante (figura 36), deformación por carga de viento (figura 37), fuerzas axiales en las columnas (figura 38), momento flector en las columnas (figura 39) y fuerza cortante en las columnas (figura 40). Los resultados se muestran en la tabla (40) y (41)

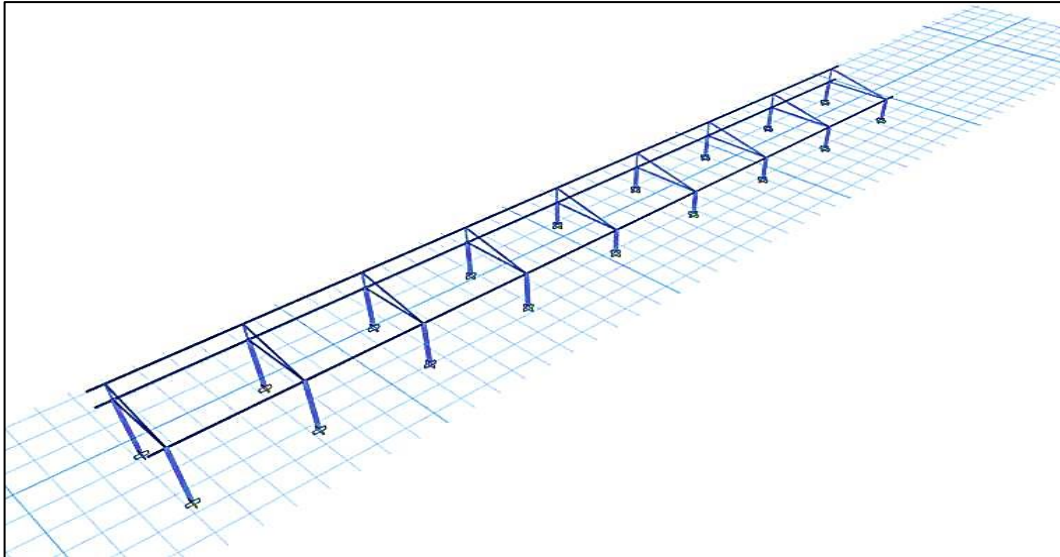


Figura 36: Modelo Matemático

Elaborado por el equipo de trabajo

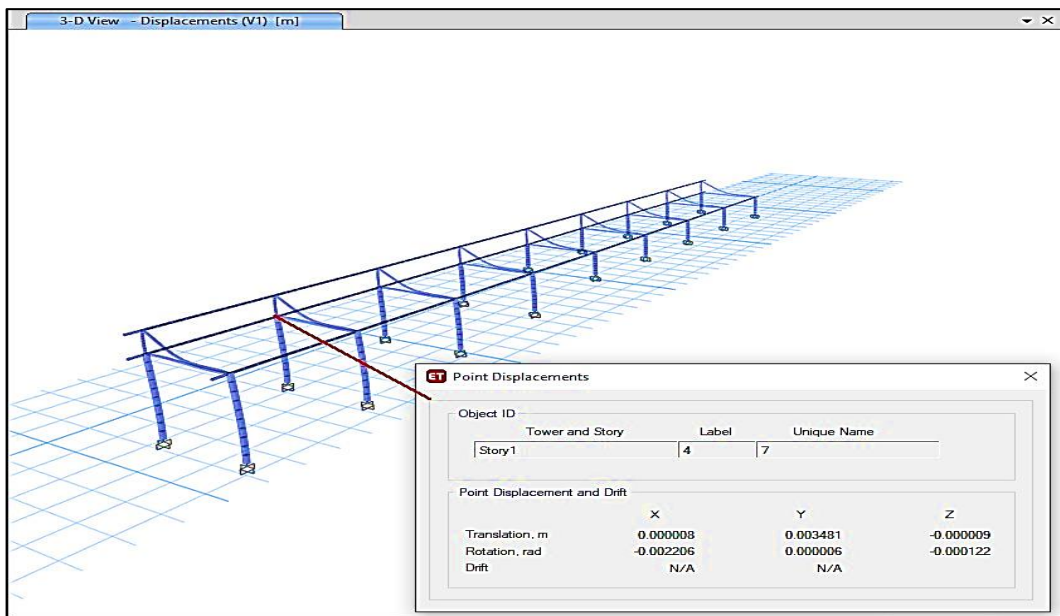


Figura 37: Deformación por Carga de Viento (m)

Elaborado por el equipo de trabajo

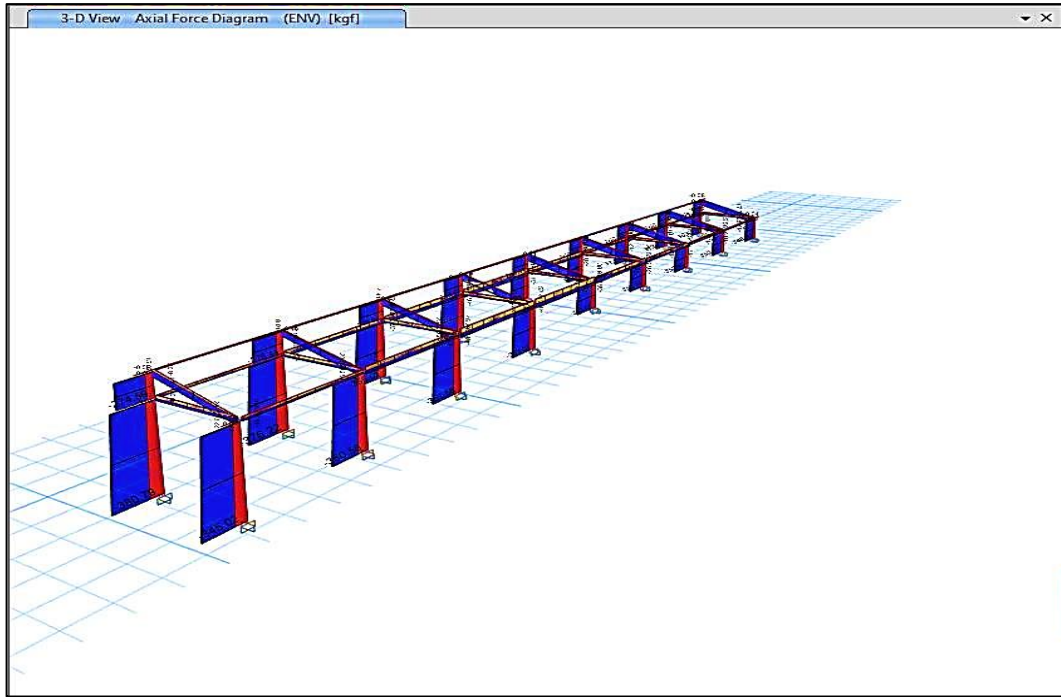


Figura 38: Fuerzas axiales en Columnas Metálicas

Elaborado por el equipo de trabajo

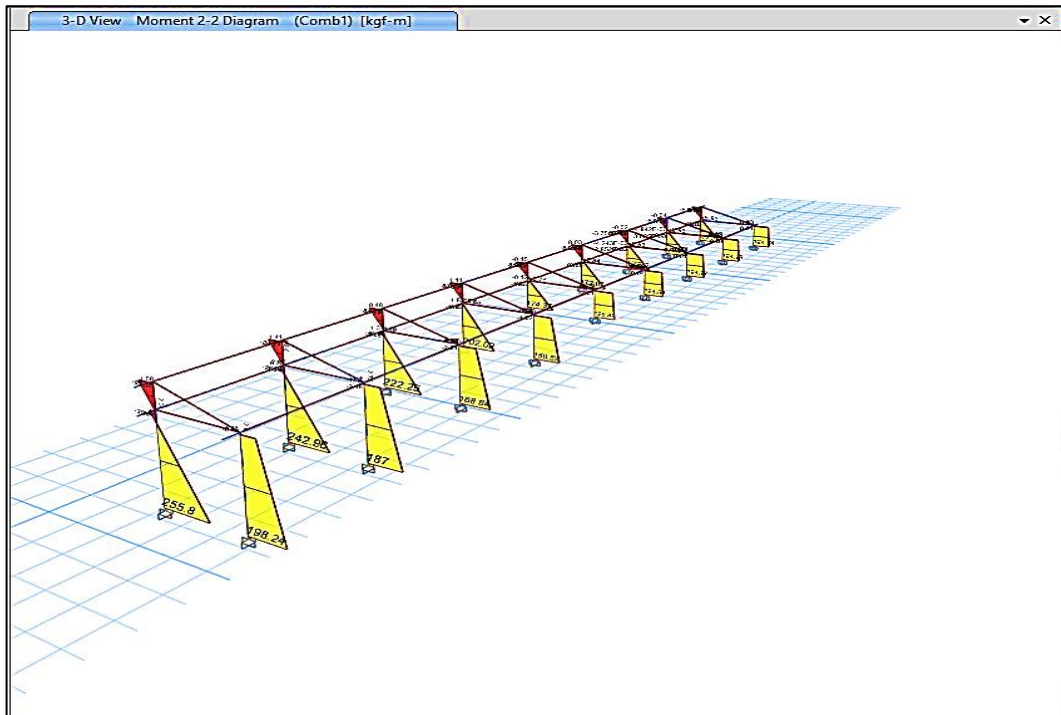


Figura 39: Momento Flector en Columnas Metálicas

Elaborado por el equipo de trabajo

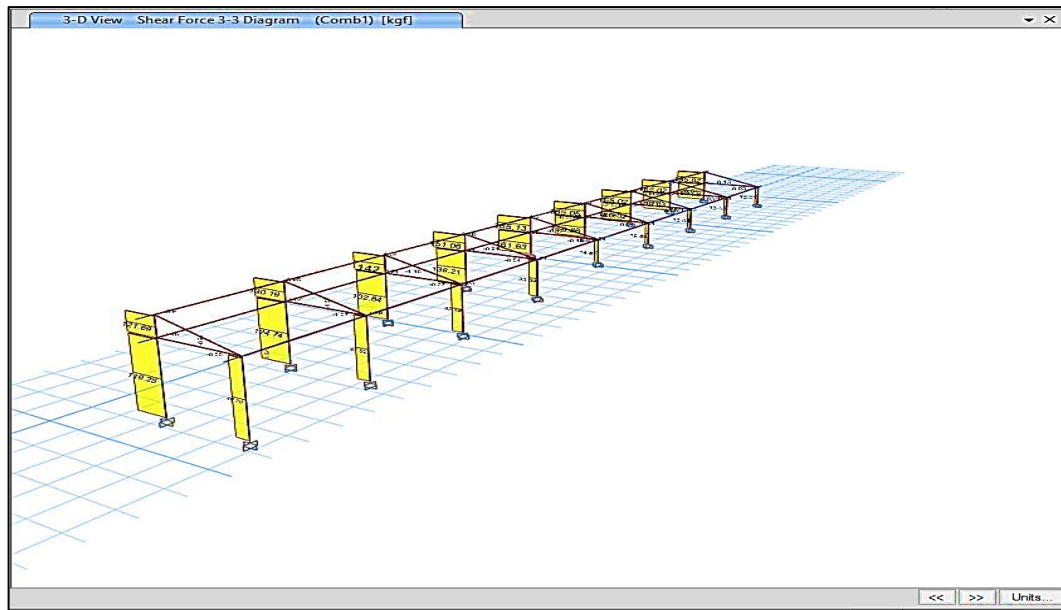


Figura 40: Fuerza Cortante en Columnas Metálicas

Elaborado por el equipo de trabajo

Tabla 40: Resultado de Cálculos

Level	Element	Unique Name	Location (m)	Combo	Element Type	Section	Classification
Story1	C19	1	0	DStIS6	Special Moment Frame	TUB4	Compact

L (m)	LLRF	Stress Ratio Limit
2.50000	1	0.95

Provision	Analysis	2nd Order	Reduction
LRFD	Direct Analysis	General 2nd Order	Tau-b Fixed

$\alpha P_r / P_y$	$\alpha P_r / P_e$	τ_b	EA factor	EI factor
0.007	0.004	1	0.8	0.8

Φ_b	Φ_c	Φ_{TY}	Φ_{TF}	Φ_V	Φ_{V-RI}	Φ_{VT}
0.9	0.9	0.9	0.75	0.9	1	1

A (m ²)	J (m ⁴)	I ₃₃ (m ⁴)	I ₂₂ (m ⁴)	A _{v3} (m ²)	A _{v2} (m ²)
0.0023	0.000005	0.000003	0.000003	0.001	0.001

S ₃₃ (m ³)	S ₂₂ (m ³)	Z ₃₃ (m ³)	Z ₂₂ (m ³)	r ₃₃ (m)	r ₂₂ (m)	C _w (m ⁶)
0.000067	0.000067	0.00008	0.00008	0.03845	0.03845	

I _{xy} (m ⁴)	I _{max} (m ⁴)	I _{min} (m ⁴)	S _{max} (m ³)	S _{min} (m ³)	r _{max} (m)	r _{min} (m)	α (deg)
0	0.000003	0.000003	0.000067	0.000067	0.03845	0.03845	90

Elaborado por el equipo de trabajo

Tabla 41: Tensiones y Momentos

Stress Check forces and Moments

Location (m)	P_u (kgf)	M_{u33} (kgf-m)	M_{u22} (kgf-m)	V_{u2} (kgf)	V_{u3} (kgf)	T_u (kgf-m)
0	-425.52	-0.58	305.6	-0.95	142.32	-2.51

Axial Force & Biaxial Moment Design Factors (H1-1b)

	L Factor	K_1	K_2	B_1	B_2	C_m
Major Bending	0.98	1	1	1	1	0.469
Minor Bending	0.98	1	1	1	1	0.544

Parameters for Lateral Torsion Buckling

L_{lb}	K_{lb}	C_b
0.98	1	2.13

Demand/Capacity (D/C) Ratio Eqn.(H1-1b)

D/C Ratio =	$(P_r / 2P_c) + (M_{r33} / M_{c33}) + (M_{r22} / M_{c22})$
0.174 =	0.005 + 3.172E-04 + 0.168

Axial Force and Capacities

P_u Force (kgf)	ϕP_{nc} Capacity (kgf)	ϕP_{nt} Capacity (kgf)
425.52	41502.25	51390.45

Moments and Capacities

	M_u Moment (kgf-m)	ϕM_n (kgf-m)	ϕM_n No LTB (kgf-m)	$\phi M_n C_b=1$ (kgf-m)
Major Bending	0.58	1813.97	1813.97	1813.97
Minor Bending	305.6	1813.97		

Torsion Moment and Capacities

T_u Moment (kgf-m)	T_n Capacity (kgf-m)	ϕT_n Capacity (kgf-m)
-2.51	1597.56	1437.81

Shear Design

	V_u Force (kgf)	ϕV_n Capacity (kgf)	Stress Ratio
Major Shear	0.95	13448.99	7.097E-05
Minor Shear	142.32	13448.99	0.011

Elaborado por el equipo de trabajo

4.6. RESULTADOS

4.6.1. Análisis del Estudio de Mercado Eléctrico

Los resultados del estudio de mercado eléctrico abarcan la proyección de abonados al año 20 y la proyección de la máxima demanda eléctrica las cuales se detallan en la tabla (42) y tabla (43) respectivamente.

Tabla 42: Resumen de Proyección de Abonados Domésticos, Uso General y Comercial

N ^o	LOCALIDAD	TCP	ABONADO			TOTAL
		(%)	DOMÉSTIC O	USO GENERAL	COMERCIA L	ABONADO S
1	ANAPIA	1.00 %	480	13	10	503
2	CAANA	1.00 %	25	1	0	26
3	PAMPACCATA	1.00 %	5	0	0	5
4	SIPSIPAMPA	1.00 %	7	0	0	7
5	YAMPUPATA HUENCALLA	1.00 %	3	0	0	3
6	KASAPAMPA	1.00 %	5	0	0	5
7	KELE	1.00 %	1	0	0	1
8	UTAPUJRUPAMPA	1.00 %	11	0	0	11
9	YANISTIPAMPA	1.00 %	3	0	0	3
10	PATAMANTA	1.00 %	5	0	0	5
11	TAQUISIÑA PAMPA	1.00 %	9	0	0	9
12	ARACCA	1.00 %	25	0	0	25
13	CAÑO	1.00 %	4	0	0	4
14	SUANA	1.00 %	111	7	4	122
15	PATA HUATA	1.00 %	15	0	0	15
16	CHIRUAKA	1.00 %	9	0	0	9
17	KESKAPI	1.00 %	4	0	0	4
18	TINAKACHI	1.00 %	3	0	0	3
19	TARQUI	1.00 %	5	0	0	5
20	KANTUTANI	1.00 %	10	0	0	10
TOTAL			740	21	14	775

Elaborado por el equipo de trabajo

Tabla 43: Proyección de la Demanda Eléctrica

N ^o	Localidad	ABONADO			Alumbrado público	Pérdidas BT	Pérdidas MT	Total energía
		Domestic o	Uso General	Comercia l				
1	ANAPIA	162,982.4 5	39,000.00	3,735.60	66,396.00	22,094.1 2	5,707.64	299,915.8 0
2	CAANA	6,338.70	1,620.00	0.00	1,965.60	854.76	209.11	10,988.18
3	PAMPACCATA	1,267.74	0.00	0.00	378.00	136.16	34.57	1,816.46
4	SIPSIPAMPA	1,774.84	0.00	0.00	529.20	190.62	48.40	2,543.05
5	YAMPUPATA HUENCALLA	760.64	0.00	0.00	226.80	81.69	20.74	1,089.88
6	KASAPAMPA	1,267.74	0.00	0.00	378.00	136.16	34.57	1,816.46
7	KELE	253.55	0.00	0.00	75.60	27.23	6.91	363.29

(Continuación...)

8	UTAPUJRUPAMPA	2,789.03	0.00	0.00	831.60	299.54	76.05	3,996.22
9	YANISTIPAMPA	760.64	0.00	0.00	226.80	81.69	20.74	1,089.88
10	PATAMANTA	1,267.74	0.00	0.00	378.00	136.16	34.57	1,816.46
11	TAQUISIÑA PAMPA	2,281.93	0.00	0.00	680.40	245.08	62.22	3,269.64
12	ARACCA	6,338.70	0.00	0.00	1,890.00	680.78	172.84	9,082.32
13	CAÑO	1,014.19	0.00	0.00	302.40	108.92	27.66	1,453.17
14	SUANA	37,689.69	21,000.00	1,494.24	16,104.00	6,463.75	1,605.38	84,357.07
15	PATA HUATA	3,803.22	0.00	0.00	1,134.00	408.47	103.71	5,449.39
16	CHIRUAKA	2,281.93	0.00	0.00	680.40	245.08	62.22	3,269.64
17	KESKAPI	1,014.19	0.00	0.00	302.40	108.92	27.66	1,453.17
18	TINAKACHI	760.64	0.00	0.00	226.80	81.69	20.74	1,089.88
19	TARQUI	1,267.74	0.00	0.00	378.00	136.16	34.57	1,816.46
20	KANTUTANI	2,535.48	0.00	0.00	756.00	272.31	69.14	3,632.93
TOTAL (KWh/año)		238,450.80	61,620.00	5,229.84	93,840.00	32,789.29	8,379.44	440,309.37
TOTAL (KWh/mes)		19,870.90	5,135.00	435.82	7,820.00	2,732.44	698.29	36,692.45
TOTAL (KWh/día)		653.29	168.82	14.33	257.10	89.83	22.96	1,206.33

Elaborado por el equipo de trabajo

4.6.2. Resultado de Diseño de la Central Fotovoltaica

Las características y la cantidad de los componentes de la central fotovoltaica se resumen en la tabla (44).

Tabla 44: Resumen de Componentes de la Central Fotovoltaica

N°	DESCRIPCIÓN DE PARTIDAS	und	Total
<u>1.00 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA</u>			
1.01	Módulos Fotovoltaicos monocristalino o policristalino de 390 Wp, 128 celdas	u	627
1.02	Soporte módulos fotovoltaicos, suelo, 3 filas x 13 Columnas (39 módulos FV)	u	15
1.03	Soporte módulos fotovoltaicos, suelo, 3 filas x 14 Columnas (42 módulos FV)	u	1
<u>2.00 SISTEMA DE INYECCION A RED</u>			
2.01	Cajas de conexión para String FV - PV Box	u	19
2.02	Inversores de Red Trifásico de 25 KW con modulo comunicación RS 485	u	10
2.03	Juego SPD tipo II para Inversor 2 entradas MPPT	u	10
2.04	Cable Ethernet CAT 5e apantallado STP	m	155
2.05	Terminales RJ45 para CAT 5e apantallado	cto	2
2.06	Descargador de tensiones para Cable Ethernet	u	4
2.07	Modem industrial para riel DIN salida Ethernet conexión 3G	u	1
2.08	Fuente para modem y switch industrial	u	1
2.09	Switch industrial 5 puertos con rango de operación -10 °C a 65°C	u	1
2.10	Interface de Monitoreo y Control remoto de Inversores para Plantas FV	u	1
2.11	Conductor de conexión tipo solar 1 x 6 mm ²	m	1928
2.12	Conductor tripolar tipo N2XS Y 0,6/1 kV, 1 - 3 x 16 mm ²	m	274
2.13	Terminales de unión tipo Pin para inversores	u	80
2.14	Terminales de unión tipo MC4 para cable tipo solar 1x6 mm ²	u	240



(Continuación...)

2.18	Tubo de PVC SAP de 2" x 3 metros	u	4
2.19	Tubo de PVC SAP de 3/4" x 3 metros	u	337
2.20	Tubo conduit de 2" x 3 metros	u	10
2.21	Tubo conduit de 3/4" x 3 metros	u	44
2.22	Curva de PVC SAP 2x90	u	10
2.23	Unión PVC SAP 2"	u	10
2.24	Curva de PVC SAP 3/4"	u	314
2.25	Unión PVC para tubo de PVC con conduit 3/4"	u	19
2.26	Caja de PVC de 100mmx100mm	u	10
2.27	Riel unixtrux de 3 metros	u	10
2.28	Cable unipolar tipo N2XSY 0,6/1 kV, 1 - 1 x 10 mm ²	u	310
2.30	Protector a la salida del Inversor - ITM 4 x 50 A incluye Tablero	u	10
2.31	Protector a la entrada del Transformador - IA 4x250A	u	1
2.32	Tablero de Agrupamiento 380V 3Ø - 5xITM 4x50A +ITM 4x250A, en A°G°	u	1
2.33	Abrazadera Partida Unistrut con tuerca y perno 3/4"	u	58
2.34	Abrazadera Partida Unistrut con tuerca y perno 2"	u	20
2.35	Conector Recto Hermético Conduit de 3/4"	u	29
2.36	Conector Recto Hermético Conduit de 2"	u	10
2.37	Conector Conduit EMT de Acero pesado de 3/4"	u	20
2.38	Tablero para sistema de Comunicación	u	1
3.00	<u>ACUMULACIÓN DE ENERGÍA E INVERSORES BIDIRECCIONALES</u>	-	
3.01	Baterías de acumulación de LiFePO4, incluido BMS	u	360
3.02	Set de Monitoreo y control remoto de baterías	u	1
3.03	Inversores de bidireccional para batería- Master de 6 kW	u	6
3.04	Inversores de bidireccional para batería- Esclavos de 6 Kw	u	12
3.05	Interface de Monitoreo y Control remoto de Inversores para Plantas FV	u	1
3.06	Cable Ethernet CAT 5e apantallado STP	m	346
3.07	Terminares RJ45 para CAT 5e apantallado	cto	1
3.08	Modem industrial para riel DIN salida Ethernet conexión 3G	u	1
3.09	Fuente para modem y switch industrial	u	2
3.10	Switch industrial 16 puertos con rango de operación -40 °C a 75°C	u	1
3.11	Protección para inversores bidireccionales de baterías ITM 3x50A	set	6
3.12	Centro de distribución y transferencia de multiples clusters (incluye interruptores automáticos y contactores de transferencia)	set	1
3.14	Cable para banco de batería hasta cluster de inversores - Cable 1/0 AWG tipo BA	m	222
3.16	Elementos de protección entre inversores y baterías - Fusible de 250 A	u	36
3.18	Conductor unipolar N2XSY 0,6/1 kV, 1 x 240 mm ² (incluye terminales de conexión)	m	126
3.19	Bandeja para pared en PVC de 0,1 x 0,6 m	m	22
3.21	Bandeja de A°G° sujetador de cable de 300 mm, tipo estante	m	61
3.22	Grupo electrógeno 150 kW; 0,38 kV	u	1
3.23	Transformador trifásico tipo Pedestal; YNzn5; de 175 KVA; 22,9/0,40-0,23 kV	u	1
3.24	Tubo Conduit de 1 1/2" x 3 metros	u	4
3.25	Tubo Conduit de 3/4" x 3 metros	u	18
3.26	Tubo Conduit de 1/2" x 3 metros	u	38
3.27	Conductor unipolar N2XSY 0,6/1 kV, 1 x 185 mm ² (incluye terminales de conexión)	m	38
3.29	Conductor de conexión entre Clúster y Centro de distribución y transferencia - Cable 1 x 6 mm ² tipo N2XY, 0,6/1,0 KV	m	273
3.30	Conector Recto Hermético Conduit de 1/2"	u	36
3.31	Conector Recto Hermético Conduit de 3/4"	u	54
3.32	Abrazadera de 1 oreja pesada para 1/2"	u	192



(Continuación...)

3.33	Abrazadera de 1 oreja pesada para 3/4"	u	114
3.34	Plancha Estriada para zanja de 1.0m x 0.6m x 3/16" con dos manijas	u	70

Elaborado por el equipo de trabajo

4.7. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Al culminar el presente trabajo, donde se analizó los valores de máxima demanda de energía eléctrica para diseñar una central fotovoltaica es técnicamente factible. Esto es corroborado por los estudios realizados por (Peralta, 2019), (Castro, 2019) y (Quintanilla, 2020), quienes diseñaron una central fotovoltaica aislada.

Chambi et al. (2020), en su estudio “Diseño, implementación y análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) de 3 KW con convertidores cc/cc analizado en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca”, indica que un sistema fotovoltaico conectado a red es viable con una amortización de 12 años de la inversión siendo factible técnicamente y económicamente. Así mismo en la Obra de Rojas (2018), realiza un análisis económico del diseño de una central interconectada de 30MW, indicando que si es factible técnica y económicamente la instalación de centrales interconectadas al Sistema Interconectado Nacional. Para realizar la comparación económica del presente proyecto con los antecedentes mencionados se realizó el análisis económico.

4.7.1. Evaluación Económica del Proyecto

4.7.1.1. Costo de la Inversión

La tabla (42), muestra la síntesis del presupuesto para la inversión; para más detalle se cuenta con el metrado por partidas y el presupuesto en el anexo (33).

Tabla 45: Síntesis de Presupuesto

ITEM	DESCRIPCION	SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA (S/.)
A	SUMINISTRO DE MATERIALES	2,718,014.46
B	MONTAJE ELECTROMECHANICO	431,075.02
C	OBRAS CIVILES	899,056.20
D	TRANSPORTE DE MATERIALES	163,964.50
E	TOTAL, COSTO DIRECTO	4,212,110.18
F	GASTOS GENERALES (17.00%)	716,058.73
G	UTILIDADES (4.00%)	168,484.41
H	SUB TOTAL COSTO DE OBRA S/.	5,096,653.32
I	I.G.V. (18%)	917,397.60
J	COSTO TOTAL (Incluye I.G.V.) S/.	6,014,050.92

Elaborado por el equipo de trabajo

4.7.1.2. Análisis Económico

La tabla (43) tiene los datos para determinar el flujo de caja. La tarifa eléctrica (BT5B no residencial) fue tomada de los recibos de luz de Anapia del año 2022, los porcentajes para mantenimiento y operación fueron tomados de Beltrán et al. (2016).

Tabla 46: Datos para Uso del Análisis Económico

Parámetros de entrada	Unidad	Dimensión
SGFV	KW	220
Energía producida	KWh/año	440,430.05
Tarifa regulada	S/./KWh	0.3434
Inversión inicial	S/.	6,014,050.92
Tasa de descuento	%	8%
Mantenimiento	%	0.20%
Operación	%	0.40%
Vida útil del SGFV	años	20

Elaborado por el equipo de trabajo

Las tarifas eléctricas son:

Abonado domestico : 0.3205 S/./KWh

Abonado comercial : 0.6409 S/./KWh (los KWh que superen los 30KWh)

Abonado de uso general : 0.9287 S/. /KWh

Se procedió a sacar un promedio ponderado de la cantidad de usuarios por su consumo y se calculó una tarifa global para fines de flujo de caja, obteniendo 0.3434 S/. /KWh.

Con los valores de la tabla (43) se determinó el flujo neto, calculado por la diferencia entre ingresos y egresos, los resultados se detallan en la tabla (44). Los egresos representan los pagos que se realizaran para el funcionamiento de la central fotovoltaica y los ingresos se obtendrá de la venta de energía eléctrica, el índice de incremento en la tarifa eléctrica se consideró 2% por año.

Tabla 47: Flujo neto de caja

Años	Ingresos por venta de energía			Egresos por venta de energía				Flujo neto (S/.)
	Tarifa Eléctrica (S./KWh)	Energía Demandada (KWh/año)	Total (S/.)	Operación (S/.)	Mantenimiento (S/.)	Administración (S/.)	Total (S/.)	
0	0.3434	269,317.00	92,492.89					-6,014,050.92
1	0.3501	275,094.90	96,316.17	24,056.20	12,028.10	12,028.10	48,112.41	48,203.77
2	0.3569	281,600.48	100,493.21	24,417.05	12,028.10	12,028.10	48,473.25	52,019.96
3	0.3638	288,063.42	104,791.99	24,783.30	12,028.10	12,028.10	48,839.51	55,952.48
4	0.3708	294,551.93	109,230.30	25,155.05	12,028.10	12,028.10	49,211.26	60,019.05
5	0.3790	303,272.35	114,942.83	25,532.38	12,028.10	12,028.10	49,588.58	65,354.24
6	0.3863	310,432.39	119,926.35	25,915.36	12,028.10	12,028.10	49,971.57	69,954.78
7	0.3942	318,539.66	125,582.94	26,304.09	12,028.10	12,028.10	50,360.30	75,222.65
8	0.4019	325,394.60	130,787.79	26,698.66	12,028.10	12,028.10	50,754.86	80,032.93
9	0.4108	334,902.44	137,576.23	27,099.14	12,028.10	12,028.10	51,155.34	86,420.89
10	0.4186	343,910.66	143,962.94	27,505.62	12,028.10	12,028.10	51,561.83	92,401.12
11	0.4267	352,463.95	150,380.70	27,918.21	12,028.10	12,028.10	51,974.41	98,406.29
12	0.4349	361,077.43	157,020.78	28,336.98	12,028.10	12,028.10	52,393.18	104,627.60
13	0.4444	371,704.62	165,191.06	28,762.03	12,028.10	12,028.10	52,818.24	112,372.83
14	0.4531	380,251.48	172,273.77	29,193.46	12,028.10	12,028.10	53,249.67	119,024.10
15	0.4618	389,198.58	179,739.64	29,631.37	12,028.10	12,028.10	53,687.57	126,052.07
16	0.4713	398,879.43	187,997.45	30,075.84	12,028.10	12,028.10	54,132.04	133,865.40
17	0.4804	408,543.76	196,281.39	30,526.97	12,028.10	12,028.10	54,583.18	141,698.21
18	0.4903	419,033.09	205,439.60	30,984.88	12,028.10	12,028.10	55,041.08	150,398.51
19	0.4997	429,728.57	214,729.69	31,449.65	12,028.10	12,028.10	55,505.86	159,223.84
20	0.5093	440,309.37	224,265.15	31,921.40	12,028.10	12,028.10	55,977.60	168,287.55
TOTAL		7,296,270.11	3,129,422.87	556,267.65	240,562.04	240,562.04	1,037,391.72	1,999,538.26

Elaborado por el equipo de trabajo

Utilizando los resultados obtenidos en la tabla (44), se determinaron los indicadores económicos utilizando las ecuaciones (18), (19), (20) y (21), los resultados se muestran en la tabla (45), y el periodo de amortización de la inversión se representa en la figura (41).

Tabla 48: Indicadores Económicos del Proyecto

Indicadores económicos	Unidad	Valor
VPN	S/.	-5,181,202.82
TIR	%	-0.771%
PRS	años	Mayor a 20
B/C		0.14

Elaborado por el equipo de trabajo

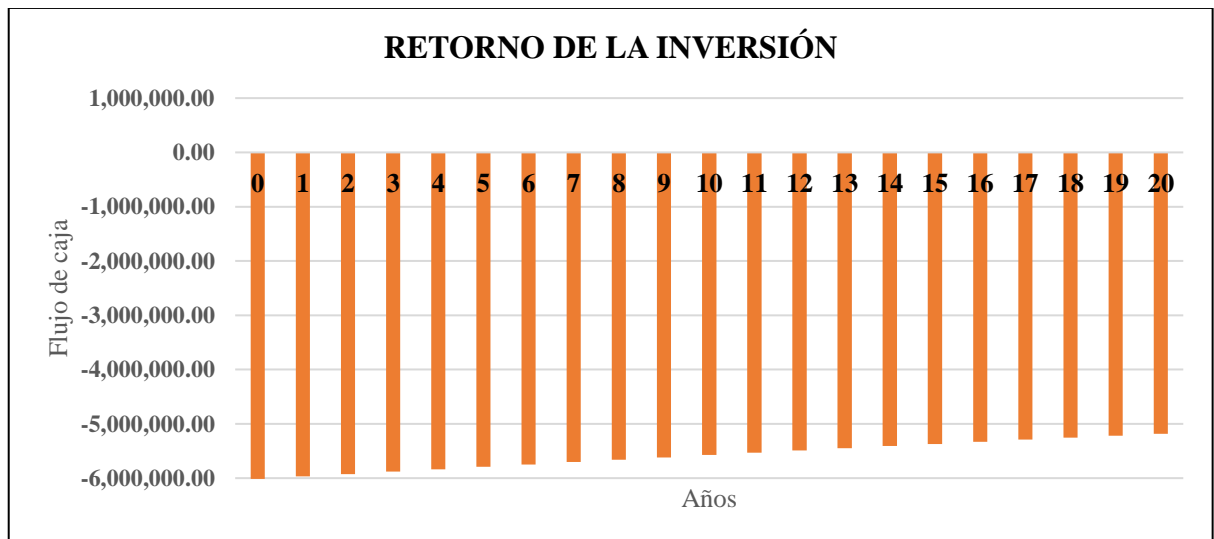


Figura 41: Periodo de Recuperación de la Inversión
Elaborado por el equipo de trabajo

Los resultados obtenidos indican que con la tarifa eléctrica de Anapia no es rentable invertir de manera privada, debido a que no se recupera la inversión en el periodo de 20 años. Sin embargo, si asumimos que el costo de la energía producido por la central fotovoltaica es de S/. 1.68 el KWh se tendría una utilidad del 8.017% al año 20, pero este costo asumido sería 4.8 veces mayor al costo de la tarifa eléctrica actual. Por lo tanto, la instalación del presente proyecto no es viable económicamente.



V. CONCLUSIONES

Se diseñó una central fotovoltaica para cubrir la máxima demanda y con ello mejorar el servicio eléctrico en el distrito insular de Anapia. Lo más importante del diseño fue determinar la máxima demanda y contar con el recurso solar durante todo el año; lo que más ayudó a diseñar la central fotovoltaica fue la información obtenida del número y tipo de abonados, porque permitió proyectar la demanda y con ello dimensionar la central fotovoltaica.

Se realizó el estudio de mercado eléctrico del distrito insular de Anapia teniendo como máxima demanda de energía cuatrocientos cuarenta mil trescientos nueve KWh/año, siendo la energía demandada por setecientos cuarenta abonados domésticos, veintiún abonados de uso general y catorce abonados de uso comercial.

Se determinó la magnitud de los parámetros eléctricos y mecánicos de la central fotovoltaica según la máxima demanda requerida para lo que se diseñó una central fotovoltaica compuesta por seiscientos veintisiete módulos fotovoltaicos de trescientos noventa watts pico, distribuidas en cadenas de trece módulos fotovoltaicos en serie, diecinueve cajas de conexión, diez inversores de red de veinticinco mil quinientos watts, trescientas sesenta baterías de ion de litio de mil quinientos watts hora, dieciocho inversores bidireccionales de seis mil watts y un transformador elevador tipo pedestal de ciento setenta y cinco kilo volt Amper.



VI. RECOMENDACIONES

Aunque a primera vista pueda parecer que los países situados entre los trópicos de Cáncer y Capricornio tienen un gran potencial fotovoltaico, y más aún si están cerca del ecuador, los datos de irradiación han demostrado que existen otros factores fundamentales que influyen en la idoneidad para esta práctica, siendo uno de estos factores la presencia de nubes durante todo el año la cual desvirtúa el resto de condiciones idóneas para el aprovechamiento de los recursos solares a través de sistemas fotovoltaicos.

La interconexión de la central fotovoltaica a la red requiere una investigación más exhaustiva. Este proyecto proporciona varios desafíos técnicos en cuanto a eso.

Se sugiere que en futuros estudios sobre centrales solares se aborden los problemas de funcionamiento y cómo evitarlos, ya que este tema afecta directamente al tipo de mantenimiento que debe utilizarse para prolongar la vida útil de los componentes de la central fotovoltaica y mantener la disponibilidad del sistema.

Evaluar la instalación de una central fotovoltaica de bombeo para generar energía eléctrica mediante una minicentral hidroeléctrica en reemplazo de las baterías, esta podría ser una solución al alto costo de inversión; el distrito de Anapia cuenta con el recurso hídrico y los desniveles que permitiría aprovechar este potencial.



VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Álvarez Saavedra, J. A. (2022). *Diseño de una planta fotovoltaica y su análisis de viabilidad.*
- Araca Berrios, E. H. (2021). *Uso de técnicas de mantenimiento empleando trabajos con tensión para la mejora de indicadores Saidi y Saifi en la empresa distribuidora Electro Puno S.A.A.*
- Barberá Santos, D. (2011). *Introducción a la Energía Fotovoltaica 2. Introducción a la Energía Fotovoltaica 2.1. Introducción.*
<https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/70271/fichero/02+INTRODUCCI%C3%93N+A+LA+ENERG%C3%8DA+FOTOVOLTAICA%252FIntroducci%C3%B3n+a+la+Energ%C3%ADa+Fotovoltaica.pdf>
- Beltran Castañon, N., Tinajeros Salcedo, M., & Morante Trigoso, F. (2016). análisis Económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red en arequipa. *XXIII Simposio Peruano de Energía Solar y Del Ambiente (XXIII-SPES), Huancayo 14-19.11.2016*, 1–9.
- Blank, L., & Tarquin, A. (2012). *INGENIERÍA ECONÓMICA* (Séptima edición).
- CANO PINA. (2013). *Identificación de elementos de las instalaciones de energía solar fotovoltaica.* https://edicionesdelau.com/wp-content/uploads/2018/05/complemento_inst_fotovoltaica.pdf
- Castro Sánchez, M. A. (2019). *Sistema fotovoltaico aislad, redes de media y baja tensión para la isla Amantaní, provincia y departamento de Puno.*



CENNELSA. (2020). *DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (charla virtual)*.

<https://www.centelsa.com/charlas-masivas-virtuales/presentacion-primer-ciclo-charla-2020-colombia.pdf>

Charfi, W., Chaabane, M., Mhiri, H., & Bournot, P. (2018). Performance evaluation of a solar photovoltaic system. *Energy Reports*, 4, 400–406.

<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2018.06.004>

Chávez Chambi, V. (2020). *Diseño, implementación y análisis económicos de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCCR) de 3 kw con convertidores cc7cc analizado en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca*.

Chávez Chambi, V., Condori Yucra, R., Puma Roque, P. Y., & Beltrán Castañón, N. J.

(2020). Diseño, implementación y análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCCR) de 3 kW con convertidores cc/cc analizado en las condiciones geográficas y climatológicas la ciudad de Juliaca. *Ñawparisun - Revista de Investigación Científica*, 3(Vol. 3, Num. 1), 13–22.

<https://doi.org/10.47190/nric.v3i1.122>

CLICBATERIAS. (2019). *Comportamiento de las Baterías en la Relación de Capacidad y Temperatura*. <https://www.clicbaterias.es/preguntas-frecuentes-baterias-coche>

Díaz Corcobado, T., & Carmona Rubio, G. (2010). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas.GM*. 1–199.

<https://libreriaparaingenieros.blogspot.com/2016/12/instalaciones-solares-fotovoltaicas.html>



Espitia González, C. H. (2019). *Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos*.

<https://clustersantander.com/media/809653b1167deb1efa53f1cb4f2077b82e40b814.pdf>

Forget, A. (2011). *Manual de diseño de sistemas fotovoltaicos aislados*.

GARAYAR BONILLA, H. (2022, August 1). *Dimencionamiento de sistemas fotovoltaicos on grid y off grid con PVSYST*.

<https://es.slideshare.net/FrankMedina30/curso-solar-s01inteslapdf>

Gonzales Zamora, V. (2020, September 22). *Diferencias entre el sistema ON GRID y sistema OFF GRID para la generación de energía*. Artículo Tecnico.

https://issuu.com/citeenergia/docs/ing._victor_gonzales_zamora_compressed__2_

Gutiérrez Huamán, A. F. (2006). *El estudio del mercado eléctrico en proyectos de electrificación rural*.

https://www.lareferencia.info/vufind/Record/PE_8cfde8d2b6851116273320e833950e85

Hernández Sampieri, R. (2014). *Metodología de la Investigación* (Sexta edición).

Karamov, D. N., & Suslov, K. V. (2022). Storage battery operation in autonomous photovoltaic systems in Siberia and the Russian Far East. Practical operating experience. *Energy Reports*, 8, 649–655.

<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.11.184>

Lamigueiro, O. P. (2020). *ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica*.

<https://github.com/oscarperpinan/esf>

MARÍN, E., & QUINTERO, D. (2017). *Metodología para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica y eficiencia energética en el sector rural del eje*



cafetero. 1–64. <https://repositorio.utp.edu.co/server/api/core/bitstreams/ffc30b50-0bf4-49af-9ebe-88525bd6c901/content>

Ministerio de Economía y Finanzas. (2011). *Guía para la formulación de proyectos de inversión exitosos electrificación rural*.

Ministerio de Energía y Minas (Perú), D. G. de E. (2007). *Especificaciones Técnicas y Procedimiento de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural*. www.minem.gob.pe.

Ministerio de Energía y Minas (Perú), D. G. de E. (2015). *Especificación Técnica del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural*.

Ministerio de Energía y Minas (Perú)-Suministros. (2011). *Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011)*. www.minem.gob.pe

Moro Vallina, M. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas* (1° edición, Vol. 1). COPYRIGHT @ ediciones Paraninfo.

MPPTSOLAR. (2022). *Orientacion e Inclination de los Paneles Solares*.
<https://www.mpptsolar.com/es/orientacion-inclinacion-paneles-solares.html>

Muñoz Rocha, C. I. (2015). *Metodología de la investigación*.

Oriol Planas. (2017, March 21). *Sistemas Fotovoltaicos Autonomos*. <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/instalaciones-fotovoltaicas-aisladas>

Peralta Berlanga, J. A. (2019). *Diseño de una central eléctrica eólica-fotovoltaica de 50KVA en el centro poblado de Chaucalla distrito de Toro y Chichas departamento de Arequipa*.



- Perez, M., Morales, I., & Castro, E. (2017). La hora solar pico equivalente, definición e interpretación Maykop-Pérez Martínez. *Revista de Ingeniería Energética*, 2.
<http://scielo.sld.cu/pdf/rie/v38n2/rie07217.pdf>
- Perez, R., Kivalov, S., Schlemmer, J., Hemker, K., & Hoff, T. E. (2012). Short-term irradiance variability: Preliminary estimation of station pair correlation as a function of distance. *Solar Energy*, 86(8), 2170–2176.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.02.027>
- Polo, M., & Bernardo, J. (2017). *Calidad de la energía eléctrica bajo la perspectiva de los sistemas de puesta a tierra*. <http://www.redalyc.org/articulo.oa?>
- Quero Sanchez, G. (2011). *Diseño de un sistema de captación de energía solar térmica para la producción de agua caliente sanitaria en un edificio de viviendas*.
<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/11549/ANEXOS%20DE%20DEFINICIONES.pdf>
- Quintanilla Rodríguez, A. M. (2020). *Diseño de un sistema solar fotovoltaico aislado para suministrar de energía eléctrica la localidad de Patahuasi - Pampa Cañahuas*.
- Rodriguez Amador, R. (2013). *APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA SOLAR*.
- Rodríguez Pozueta, M. A. (2012). *TRANSFORMADORES*.
<http://personales.unican.es/rodrigma/primer/publicaciones.htm>
- Rojas Bismarck, J. P. (2018). *Diseño de una central solar fotovoltaica de 30MW, para su análisis técnico, operativo y económico en el SEIN, ubicada en Tacna-2017*.
- Rojas, G. (2018). *GRUPOS ELECTRÓGENOS PRINCIPIOS BASICOS*.



Ros Ferre, R. M. (2010). *SIMULADOR SOLAR ¿POR QUÉ EL SOL NO SE SALE POR EL PUNTO CARDINAL ESTE?*

<http://sac.csic.es/astrosecundaria/complementario/es/actividades/modelos/SIMULADOR%20SOLAR.pdf>

Sanchez Reynoso, C. R., & Milone, D. H. (2009). *Desarrollo de un Modelo para Estudio de Centrales Fotovoltaicas bajo Diferentes Configuraciones.*

Torres Pacheco, S., Jurado Pérez, F., Granados Lieberman, D., & Lozano Luna, A. (2018). Revista del Diseño Innovativo Eficiencia en paneles solares. In *Marzo* (Vol. 2, Issue 2).

https://www.ecorfan.org/taiwan/research_journals/Diseno_Innovativo/vol2num2/Revista_Diseno_Innovativo_V2_N2_2.pdf

Ud-Din Khan, S., Wazeer, I., Almutairi, Z., & Alanazi, M. (2022). Techno-economic analysis of solar photovoltaic powered electrical energy storage (EES) system. *Alexandria Engineering Journal*, 61(9), 6739–6753.

<https://doi.org/10.1016/j.aej.2021.12.025>

Universidad Naval. (2016). *Metodología de la Investigación.*

Uriol Paulini, J. (2020). Estudio de la viabilidad técnica y económica de un sistema de suministro fotovoltaico con respaldo en la red eléctrica en la empresa El Chalán S.A.C. *Tesis de Grado.*

https://pirhua.udep.edu.pe/bitstream/handle/11042/4773/MAS_IME_SEM_2001.pdf?sequence=4&isAllowed=y

Valdiviezo Salas, P. D. (2014). *Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP.*



Valencia, F. (2018). *Manual sobre instalaciones de plantas fotovoltaicas.*

<https://ayllusolar.cl/wp-content/uploads/2021/06/07-Manual-Instalaciones-Fotovoltaicas.pdf>

Vera, J. (2009). *Diseño de una instalación fotovoltaica de 10 kWp conectada a la red de baja tensión.*

ANEXOS

ANEXO 1. Característica del módulo fotovoltaico

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO
A. CARACTERÍSTICAS GENERALES		
1. Fabricante		
2. País de procedencia		
3. Tipo de tecnología		Monocrystalino
B. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
5. Potencia máxima a CEM	Wp	390
6. Tolerancia	Wp	0 / +5
7. Eficiencia mínima del módulo	%	18.9
8. Tensión mínima en Pmax	Vdc	44.1
9. Corriente mínima en Pmax	Amp	8.85
10. Tensión mínima en circuito abierto	Vdc	52.9
11. Corriente mínima de cortocircuito	Amp	9.45
C. CONDICIONES DE OPERACIÓN		
12. Máxima tensión del sistema	Vdc	1500
13. Valor máximo del fusible en serie	Amp	18
14. Limitación de corriente inversa	Amp	18
15. Rango de temperaturas de funcionamiento	°C	-40 hasta +85
16. Máxima carga frontal (Nieve)	Pa	5400
17. Máxima carga estática posterior (viento)	Pa	2400
18. Máximo impacto por granizo (diámetro/ velocidad)	mm / m/seg	25 / 23
D. MATERIALES		
19. Vidrio frontal		Vidrio templado anti reflectando de alta transmisión.
20. Diodos bypass	und	3
21. Número mínimo de celdas	und	128
22. Material del marco		Aluminio anodizado Clase 2
23. Grado de protección mínima de la caja de conexiones		IP67
E. GARANTÍAS		
24. Garantía contra defectos de fabricación	años	10
25. Garantía de Generación de Potencia		90% a 10 años y 80% a 25 años
D. CERTIFICACIONES		
26. Certificaciones mínimas		IEC 61215 IEC 61730

ANEXO 2. Característica del Inversor de red trifásico

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO
A. ENTRADA DE CC		
1. Potencia de CC máxima a $\cos \varphi = 1$	W	25500
2. Tensión de entrada máxima	V	1000
3. Rango de tensión del MPP	V	390 ... 800
4. Tensión asignada de entrada	V	600
5. Tensión de entrada mínima	V	150
6. Tensión de entrada de inicio	V	188
7. Corriente de entrada máxima, entrada A	A	33
8. Corriente de entrada máxima, entrada B	A	33
9. Corriente de cortocircuito máxima por string (Según IEC 62109-2: ISC PV)	A	43
10. Corriente inversa máxima en la planta durante un máximo de 1 s	A	0
11. Número de entradas del MPP independientes		2
12. Strings por entrada del MPP		3
13. Categoría de sobretensión según IEC 62109-1		II
B. SALIDA DE CA		
1. Potencia asignada a 230 V, 60 Hz	W	25000
2. Potencia aparente de CA máxima	VA	25 000
3. Tensión de red asignada	V	230
4. Tensión nominal de CA	V	3/N/PE;220V / 380V
5. Rango de tensión de CA	V	180 ... 280
6. Corriente nominal de CA a 220 V/230 V/240 V	A	36,2
7. Corriente de salida máxima	A	36,2
8. Corriente de salida máxima en caso de fallo	A	50
9. Coeficiente de distorsión de la corriente de salida con un coeficiente de distorsión de la tensión de CA $< 2\%$ y una potencia de CA $> 50\%$ de la potencia asignada	%	≤ 3
10. Frecuencia de red de CA	Hz	50 / 60
11. Rango de operación a una frecuencia de red de CA de 50 Hz	Hz	44 ... 55
12. Rango de operación a una frecuencia de red de CA de 60 Hz	Hz	54 ... 65
13. Factor de potencia con potencia asignada		1
14. Factor de desfase, ajustable		$0_{\text{inductivo}}$ hasta $0_{\text{capacitivo}}$
15. Fases de inyección		3
16. Fases de conexión		3
17. Categoría de sobretensión según IEC 62109-1		III
C. RENDIMIENTO		
1. Rendimiento máximo, $\eta_{\text{máx}}$	%	98,3



(Continuación...)

2. Rendimiento europeo, η_{UE}	%	98,1
D. <u>DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN</u>		
1. Protección contra polarización inversa (CC)		Diodo de cortocircuito
2. Punto de desconexión en el lado de entrada		Interruptor-seccionador de potencia de CC
3. Protección contra sobretensión de CC		Descargador de sobretensión del tipo II (opcional)
4. Resistencia al cortocircuito de CA		Regulación de corriente
5. Monitorización de la red		Disponible
6. Protección máxima admisible	A	50
7. Monitorización de fallo a tierra		Monitorización de aislamiento: $R_{iso} > 250 \text{ k}\Omega$
8. Unidad de seguimiento de la corriente residual integrada		Disponible
E. <u>DATOS GENERALES</u>		
9. Rango de temperatura de funcionamiento	$^{\circ}\text{C}$	-25 ... +60
10. Valor máximo permitido de humedad relativa,	%	100
11. Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar	m.s.n.m.	5000
12. Emisiones de ruido típicas	dB(A)	51
13. Potencia de disipación en el funcionamiento nocturno	W	1
14. Topología		Sin transformador
15. Sistema de refrigeración		Activa
16. Tipo de protección electrónica según IEC 60529		IP65
18. Clase de protección según IEC 62109-1		I
19. Sistemas de distribución		TN-C, TN-S, TN-C-S, TT (si $U_{N,PE} < 20 \text{ V}$) AS 4777, ANRE 30, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, IEC 62109-1, EN 50438, G59/3, IEC 61727/MEA, IEC 61727/PEA, IEC 62109-2, IEC 62116, IEC 60068-2-x, NBR 16149, NEN EN 50438, MEA 2013, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 661/2007, RD 1699/RD 413, Res. no.7:2013, SI 4777, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, VFR 2014, UTE C15-712-1
20. Normas nacionales y autorizaciones (*)		
F. <u>CONDICIONES CLIMÁTICAS</u>		
F.1. <u>Colocación según la norma IEC 60721-3-4, clase 4K4H</u>		
1. Rango de temperatura ampliado	$^{\circ}\text{C}$	-25 ... +60
2. Rango de humedad del aire ampliado	%	0 ... 100
3. Valor límite para la humedad relativa del aire, sin condensación	%	100
4. Rango de presión del aire ampliado	kPa	79,5 ... 106
F.2. <u>Transporte según la norma IEC 60721-3-4, clase 2K3</u>		
1. Rango de temperatura	$^{\circ}\text{C}$	-25 ... +70
G. <u>EQUIPAMIENTO</u>		



(Continuación...)

1. Conexión de CC 2. Conexión de CA 3. Módulo de datos Speedwire / Webconnect		Conectores de enchufe Borne de conexión por resorte Disponible
H. CAPACIDAD PARA ALMACENAR DATOS		
1. Rendimientos energéticos a lo largo del día		63 días
2. Rendimientos diarios		30 años
3. Avisos de evento para el usuario		250 eventos
4. Avisos de evento para el instalador		250 eventos

ANEXO 3. Característica del centro de distribución y transferencia

DESCRIPCION	UNIDAD	REQUERIDO
A. CONEXIÓN DEL EQUIPO CONSUMIDOR		
1. Cantidad		1 x trifásico
2. Potencia asignada	kW	300
3. Tensión asignada de red entre L y N	V	230
4. Tensión asignada de red entre L1 y L2	V	400
5. Rango de tensión CA entre L1 y N	V	172,5 ... 250
6. Rango de tensión CA entre L1 y L2	V	300 ... 433
7. Frecuencia nominal	Hz	60
8. Rango de frecuencia	Hz	40 ... 70
9. Corriente con valores nominales	A	3 x 435
10. Diámetro de los tornillos para la conexión de los cables	mm	12
11. Par de apriete	Nm	25
12. Máxima sección del cable conectable	mm ²	300
13. Fusible		APR3
14. Tamaño de fusible permitido	A	100 ... 500
B. CONEXIÓN DEL INVERSOR BIDIRECCIONAL DE BATERÍAS		
1. Número máximo del inversor bidireccional de baterías		36
2. Potencia asignada del inversor bidireccional de baterías	kW	216
3. Corriente con valores nominales del inversor bidireccional de baterías	A	3 x 313
4. Potencia del inversor bidireccional de baterías a 45 °C	kW	195
5. Corriente del inversor bidireccional de baterías a 45°C	A	3 x 283
6. Potencia del inversor bidireccional de baterías durante 30 minutos a 25 °C	kW	288
7. Corriente del inversor bidireccional de baterías durante 30 minutos a 25 °C	A	3 x 417
8. Sección del conductor	mm ²	6 ... 16
9. Fusibles		36 disyuntores C40 A
C. CONEXIÓN DEL GENERADOR		
1. Cantidad		1 x trifásico
2. Potencia asignada	kW	300



Continuación...

3. Corriente de entrada CA	A	3 x 435
4. Máxima corriente de cortocircuito relativa	kA	85
5. Diámetro de los tornillos para la conexión de los cables	mm	12
6. Par de apriete	Nm	25
7. Máxima sección del cable conectable	mm ²	300
8. Fusible		APR3
9. Tamaño de fusible permitido	A	100 ... 500
<u>D. CONEXIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</u>		
1. Cantidad		1 x trifásico
2. Potencia asignada de energía fotovoltaica	kW	360
3. Corriente alterna con valores nominales	A	3 x 522
4. Máxima corriente de cortocircuito relativa	kA	85
5. Diámetro de los tornillos para la conexión de los cables	mm	12
6. Par de apriete	Nm	25
8. Máxima sección del cable conectable	mm ²	300
9. Fusibles		Ninguno
<u>E. CONEXIÓN DE TOMA DE TIERRA</u>		
1. Diámetro de los tornillos en la barra equipotencial	mm	12
2. Máximo par de apriete	Nm	25
3. Máxima sección del cable conectable	mm ²	300
<u>1. DATOS GENERALES</u>		
1. Numero de fases		3
2. Sistema de distribución autorizado		TN
3. Peso	Kg	400
4. Estructura exterior		Armario
5. Tensión asignada de los circuitos secundario	V CC	24
6. Altura máxima de operación sobre el nivel del mar	m	4500
7. Tipo de protección carcasa		IP 54
8. Tipo de protección de la cubierta de protección interior según IEC 60529		IP 20
9. Clase de protección según IEC 417		II
10. Categoría de sobretensión según EN 60664		III
11. Resistencia a la tensión transitoria asignada a 4500 m sobre el nivel del mar	kV	4.8
12. Tensión de aislamiento nominal del cableado del armario de distribución	kV CA	2.5
13. Capacidad de carga eléctrica asignada de corta duración	kA	10
14. Corriente de cortocircuito asignada condicionada de la combinación de equipos de conmutación	kA	10
15. Factor de utilización asignado		0.8
16. Entorno CEM según IEC 61439-1:2011		A
17. Declaración de conformidad CE		Si
18. Rango de temperatura de servicio	°C	-25 a +60
19. Humedad del aire	%	0 a 100



(Continuación...)

20. Índice de contaminación en el lugar de emplazamiento según IEC 61439-1:2011		3
---	--	---

ANEXO 4. Característica del inversor bidireccional para baterías

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO
1	DATOS GENERALES		
1.01	Rango de temperatura de funcionamiento	°C	-25°C a +60°C
1.02	Rango de temperatura de almacenamiento	°C	-25°C a +60°C
1.03	Humedad del aire	%	0 a 100
1.04	Altura máxima de operación sobre el nivel del mar	msnm	4000
1.05	Topología		Transformador de baja frecuencia
1.06	Sistema de refrigeración		Activa
1.07	Clase de protección según IEC 62103		I
1.08	Clase climática según IEC 60721		3k6
1.09	Tipo de protección según IEC 60529		IP 54
1.1	Fabricante		-----
1.11	País de fabricación		-----
2	CONEXIÓN AC1 DE LA RED AISLADA		
2.01	Potencia asignada	W	6000
2.02	Potencia durante 30 min a 25°C	W	8000
2.03	Potencia durante 05 min a 25°C	W	9100
2.04	Potencia durante 01 min a 25°C	W	9600
2.05	Potencia máxima de CA durante 03 seg a 25°C	W	11000
2.06	Potencia máxima conectable de los inversores fotovoltaicos en sistemas aislados	W	12000
2.07	Rango de tensión	V	202 – 256
2.08	Rango de frecuencia	Hz	45 - 65
2.09	Rango de frecuencia del rango ajustado	Hz	+/- 5
2.1	Corriente asignada	A	26.1
2.11	Corriente de salida máxima durante 60 ms como valor pico	A	120
2.12	Coefficiente de distorsión de la tensión de salida (THD)	%	<4,5
2.13	Factor de desfase cos φ		-1 a +1
2.14	Máxima sección del conductor conectable	mm ²	16
2.15	Diámetro del cable	mm	Set-18
2.16	Potencia en cortocircuito del equipo	kW	13,8



3	CONEXIÓN AC2 PARA LA RED PUBLICA Y EL GENERADOR		
3.01	Potencia máxima del sistema aislado	W	11500
3.02	Rango de tensión	V	172.5 – 264.5
3.03	Rango de frecuencia admisible	Hz	40 – 70
3.04	Corriente máxima en el sistema aislado	A	50
3.05	Corriente de cierre máxima para 10 ms	A	+/- 1.5
3.06	Potencia máxima conectable de los inversores fotovoltaicos en sistemas eléctricos de repuesto	E	12000
3.07	Máxima sección del conductor conectable	mm ²	16
3.08	Diámetro del cable	mm	9 – 18
3.09	Fusible previo máximo	A	50
4	CONEXIÓN DE CC PARA LA BATERÍA		
4.01	Tensión asignada de entrada	V	48
4.02	Rango de tensión	V	41 – 63
4.03	Corriente de carga asignada	A	115
4.04	Corriente de descarga asignada	A	136
4.05	Corriente de carga máxima de la batería	A	140
4.06	Tipo de batería		batería LiFePO ₄
4.07	Rango de capacidad de la batería (baterías de plomo)	Ah	100 – 10000
4.08	Rango de capacidad de la batería (baterías de iones de litio)	Ah	50 – 10000
4.09	Conexión de CC		Terminal de cable M8, 20 mm - 25 mm de ancho
4.1	Sección del conductor permitida	mm ²	50 – 95
4.11	Máxima sección del conductor conectable	mm ²	95
4.12	Diámetro del cable	mm	14 – 25
5	RENDIMIENTO MÁXIMO	%	95.5
6	CONSUMO DE ENERGÍA		
6.01	Consumo en espera	W	6.5
6.02	Consumo en vacío y en el modo de descarga sin SRC-20	W	25.8
6.03	Consumo en vacío y en el modo de descarga con SRC-20	W	26.6
7	EMISIONES DE RUIDO	dB	49
8	DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN		
8.01	Cortocircuito de CA		Si
8.02	Sobrecarga de CA		Si
8.03	Descarga completa de la batería		Si
8.04	Sobre temperatura		Si
8.05	Categoría de sobretensión según IEC 60664-1		III

ANEXO 5. Característica del módulo acumulador de baterías

DESCRIPCION	UNIDAD	REQUERIDO
<u>A. CARACTERÍSTICAS GENERALES</u>		
1. Fabricante		
2. País de procedencia		
3. Tipo de tecnología		LiFePO4
4. Cantidad de módulos acumuladores	und	576
<u>B. GRUPO DE ACUMULACION</u>		
5. Capacidad	kWh/Ah	18/360
6. Voltaje	Vdc	52
7. Formación		Cada Grupo de Acumulación estará formado por 12 Módulos Acumuladores conectados en paralelo
8. Grupos de acumulación por Cluster	und	6
<u>C. CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO ACUMULADOR</u>		
9. Voltaje mínimo	Vdc	52
10. Capacidad mínima	kWh/Ah	1.5/30
11. Velocidad máxima de descarga		0.8 C por hora
12. Velocidad máxima de carga		1 C por hora
13. Autodescarga máxima	%	5
14. Ciclos al 95 % DOD, 40 °C	Ciclos	6000
15. Sistema de Balance del proceso de carga		Sistema Activo
16. Tecnología de las celdas		LiFePO4
17. Cantidad de Celdas por modulo acumulador	Celdas	16
18. Peso máximo	Kg	Menor o igual a 16
<u>C. BMS</u>		
19. Alojamiento del BMS		En el interior de Cada Módulo Acumulador
20. Cantidad de BMS		627
21. Parámetros a medir y gestionar de cada Módulo Acumulador de LiFePO4	und	Voltaje, Corriente, Capacidad disponible, temperatura
<u>D. MONITOREO REMOTO</u>		
22. Monitoreo remoto del sistema de acumulación		Sistema de monitoreo propio, independiente del monitoreo de los inversores
23. Tipo de comunicación		Vía GSM
24. Plataforma Web de Monitoreo remoto		Propio del fabricante de sin cargo adicional
25. Parámetros a monitorear remotamente de cada uno de los 627 módulos acumuladores		Voltaje, Corriente, Capacidad en Ah, Temperatura.
<u>E. CONDICIONES DE OPERACIÓN</u>		
26. Temperatura de funcionamiento	°C	-20 a 55
27. Temperatura de almacenamiento hasta por tres meses	°C	-10 a 40
28. Temperatura de almacenamiento para más de un año	°C	0 a 35
28. Altitud máxima de operación	msnm	4500
<u>F. GARANTIA DE FABRICA DEL MODULO ACUMULADOR</u>		



(Continuación...)

29. Plazo de garantía	años	10
30. Ciclos de carga / descarga	Ciclos	>6000
31. Condiciones del plazo y los ciclos de garantía DOD (Profundidad de descarga)	%	95
Ratio de Carga/Descarga		0.5C/0.5C
F. ACCESORIO		
32. Estructura de Soporte del mismo fabricante de baterías	und	Necesarias para todo el banco de batería

ANEXO 6. Característica del transformador de distribución trifásica

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	REQUERIDO
1	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		
1.2	País de fabricación		
1.3	Numero de arrollamientos		2
1.4	Altitud de instalación	msnm	4 500
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Potencia nominal onan	kVA	125 y 175 (*)
2.3	Alta tensión nominal en vacío	kV	23+- 2x2,5%
2.4	Baja tensión nominal en vacío	kV	0,40 – 0,230
2.5	Nivel de aislamiento alta tensión		
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1.2/50 del aislamiento externo	kVp	170
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1.2/50 del aislamiento interno	kVp	125
	- Tensión de sostenimiento a la frecuencia industrial	kV	70
	- Numero de bornes	U	3
2.6	Nivel de aislamiento baja tensión y neutro		
	- Tensión de sostenimiento a la frecuencia industrial	KV	2,5
	- Numero de bornes	U	4
2.7	Grupo de conexión		YNzn5
2.8	Tensión de corto circuito a 75 °c	%	4,0
2.9	Pérdidas:		
	- En vacío con tensión nominal y frecuencia, en toma central	KW	
	- En cortocircuito con corriente nominal (a 75 °c) y frecuencia nominal	KW	
	- Pérdidas totales sobre elevación de temperatura limite a maxima potencia (onan) y a 40 °c de temperatura ambiente y 4000 msnm:	KW	
	- en arrollamiento (métodos de resistencia)	OC	65
	- en el aceite, parte superior (medido con termómetro)	OC	60
3	MASAS, DIMENSIONES Y ESQUEMAS		
	- Masa de una unidad	kg	
	- Masa total del aceite	kg	



	- Masa de la caja embalada para transporte	kg	
4	Dimensiones:		
	- Dimensiones exteriores del transformador		
	- Altura total	mm	
	- Ancho total	mm	
	LONGITUD MINIMA DE LA LINEA DE FUGA DEL AISLADOR		
	Pasatapas de alta tensión (fase – tierra)	mm	625

ANEXO 7. Característica de la estructura de soporte

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	REQUERIDO
1	Fabricante		
2	Material		Aleación de aluminio de alta resistencia
3	Normas de fabricación		aa6061 o aa6063
4	Altura máxima	m	2,25
5	Altura mínima	m	1,50
6	Acabado		Anodizado industrial
7	Accesorios		Todos los materiales necesarios para la instalación (tornillos, conectores, elementos de soporte y fijación, etc.)
8	Detalle		Ángulo de inclinación de 15° para los módulos fotovoltaicos
9	Resistencia frente a vientos		Resistir vientos de hasta 90 km/h
9	Diseño		Para soportar 19 módulos fotovoltaicos y 01 inversor de red

ANEXO 8. Característica del tablero de interconexión

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO
1	TABLERO DE INTERCONEXION		
1.1	Fabricante		--
1.2	Norma de fabricación y pruebas		IEC 60349
1.3	Modelo		460/230
1.4	Peso	daN	5A
2	SISTEMA TRIFÁSICO	V	0,46/0,23
3	GABINETE		
3.1	Material		PLANCHA LAF
3.2	Dimensiones externas		--
3.2.1	Ancho	mm	650
3.2.2	Alto	mm	500
3.2.3	Profundidad	mm	250
3.3	Espesor	mm	2
3.4	Preparación de la superficie		ARENADO COMERCIAL
3.5	Pintura anticorrosivo epóxido		
3.5.1	Numero de capas		1
3.5.2	Espesor por capa	um	40



(Continuación...)

3.6	Esmalte epóxico		
3.6.1	Número de capas		1
3.6.2	Espesor por capa	um	65
3.7	Base poliuretano		
3.7.1	Número de capas		2
3.7.2	Espesor por capa	um	25
3.8	Color		RAL 7032
3.9	Grado de protección para tablero		IP54
3.1	Fáciles de instalar	V	SI

ANEXO 9. Metrado y presupuesto

Item	Descripción	Und	Contractual		
			Precio Unitarios (S/.)	Contra.	Metrado
A.	SUMINISTRO DE MATERIALES				
1.00	GENERACION FOTOVOLTAICA				
1.01	Módulos Fotovoltaicos monocristalino o policristalino de 390 Wp, 128 celdas	u	656.96	627.00	411,913.92
1.02	Soporte módulos fotovoltaicos, suelo, 3 filas x 13 Columnas (39 módulos FV)	u	10,010.85	15.00	150,162.75
1.03	Soporte módulos fotovoltaicos, suelo, 2 filas x 14 Columnas (28 módulos FV)	u	8,133.82	1.00	8,133.82
	SUB-TOTAL 1:				570,210.49
2.00	SISTEMA DE INYECCION A RED				
2.01	Cajas de distribución para String FV - PV Box	u	2,158.59	19.00	41,013.21
2.02	Inversores Trifásico de Red de 25 KW con modulo comunicación RS 485	u	16,893.31	10.00	168,933.10
2.03	Juego SPD tipo II para Inversor 2 entradas MPPT	u	1,548.55	10.00	15,485.50
2.04	Cable Ethernet CAT 5e apantallado STP	m	2.65	155.00	410.75
2.05	Terminares RJ45 para CAT 5e apantallado	cto	131.45	2.00	262.90
2.06	Descargador de tensiones para Cable Ethernet	u	1,521.97	4.00	6,087.88
2.07	Modem industrial para riel DIN salida Ethernet conexión 3G	u	2,252.44	1.00	2,252.44
2.08	Fuente para modem y switch industrial	u	193.52	1.00	193.52
2.09	Switch industrial 5 puertos con rango de operación -10 °C a 65°C	u	375.41	1.00	375.41
2.10	Interface de Monitoreo y Control remoto de Inversores para Plantas FV	u	3,894.85	1.00	3,894.85
2.11	Cable de conexión tipo solar 1 x 6 mm ²	m	5.63	1,928.42	10,857.00
2.12	Cable tripolar tipo N2XSY 0,6/1 kV, 1 - 3 x 16 mm ²	m	16.02	273.70	4,384.67
2.13	Terminales de unión tipo Pin para inversores	u	3.18	80.00	254.40
2.14	Terminales de unión tipo MC4 para cable tipo solar 1x6 mm ²	u	0.79	240.00	189.60
2.18	Tubo de PVC SAP de 2" x 3 metros	u	22.26	4.00	89.04
2.19	Tubo de PVC SAP de 3/4" x 3 metros	u	17.96	336.50	6,043.54
2.20	Tubo conduit de 2" x 3 metros	u	27.43	10.00	274.30
2.21	Tubo conduit de 3/4" x 3 metros	u	12.88	43.50	560.28
2.22	Curva de PVC SAP 2x90	u	4.21	10.00	42.10
2.23	Unión PVC SAP 2"	u	3.86	10.00	38.60
2.24	Curva de PVC SAP 3/4"	u	2.54	313.50	796.29
2.25	Unión PVC para tubo de PVC con conduit 3/4"	u	5.17	19.00	98.23
2.26	Caja de PVC de 100mmx100mm	u	12.97	10.00	129.70
2.27	Riel unixtrux de 3 metros	u	33.74	10.00	337.40



2.28	Cable unipolar tipo N2XSY 0,6/1 kV, 1 - 1 x 10 mm ²	u	6.70	310.00	2,077.00
2.30	Protección a la salida del Inversor - ITM 4 x 50 A incluye Tablero	u	815.00	10.00	8,150.00
2.31	Protección a la entrada del Transformador - IA 4x250A	u	3,000.00	1.00	3,000.00
2.32	Tablero de Agrupamiento 380V 3Ø - 5xITM 4x50A +ITM 4x250A, en A°G°	u	5,500.00	1.00	5,500.00
2.33	Abrazadera Partida Unistrut con tuerca y perno 3/4"	u	11.00	58.00	638.00
2.34	Abrazadera Partida Unistrut con tuerca y perno 2"	u	17.00	20.00	340.00
2.35	Conector Recto Hermético Conduit de 3/4"	u	8.00	29.00	232.00
2.36	Conector Recto Hermético Conduit de 2"	u	15.00	10.00	150.00
2.37	Conector Conduit EMT de Acero pesado de 3/4"	u	7.00	20.00	140.00
2.38	Tablero para sistema de Comunicación	u	1,200.00	1.00	1,200.00
	SUB-TOTAL 2:				284,431.71
3.00	<u>SISTEMA DE ACUMULACION E INVERSORES BIDIRECCIONALES</u>				
3.01	Módulos de acumulación de LiFePO ₄ , incluido BMS	u	3,249.30	360.00	1,169,748.00
3.02	Set de Monitoreo y control remoto de baterías	u	7,745.18	1.00	7,745.18
3.03	Inversores de bidireccional para batería- Master de 6 kW	u	15,767.09	6.00	94,602.54
3.04	Inversores de bidireccional para batería- Esclavos de 6 Kw	u	13,764.92	12.00	165,179.04
3.05	Interface de Monitoreo y Control remoto de Inversores para Plantas FV	u	3,894.85	1.00	3,894.85
3.06	Cable Ethernet CAT 5e apantallado STP	m	2.65	346.00	916.90
3.07	Terminares RJ45 para CAT 5e apantallado	cto	131.45	1.00	131.45
3.08	Modem industrial para riel DIN salida Ethernet conexión 3G	u	2,252.44	1.00	2,252.44
3.09	Fuente para modem y switch industrial	u	193.52	2.00	387.04
3.10	Switch industrial 16 puertos con rango de operación -40 °C a 75°C	u	2,393.32	1.00	2,393.32
3.11	Protección para inversores bidireccionales de baterías ITM 3x50A	set	4,155.78	6.00	24,934.68
3.12	Centro de distribución y transferencia de múlti clusters (incluye interruptores automáticos y contactores de transferencia)	set	83,684.46	1.00	83,684.46
3.14	Cable de banco de batería hasta cluster de inversores - Cable 1/0 AWG tipo BA	m	30.43	222.00	6,755.46
3.16	Elementos de protección entre inversores y baterías - Fusible de 250 A	u	92.59	36.00	3,333.24
3.18	Cable unipolar N2XSY 0,6/1 kV, 1 x 240 mm ² (incluye terminales de conexión)	m	73.21	126.00	9,224.46
3.19	Bandeja para pared en PVC de 0,1 x 0,6 m	m	41.27	22.00	907.94
3.21	Bandeja de A°G° sujetador de cable de 300 mm, tipo estante	m	33.10	61.00	2,019.10
3.22	Grupo electrógeno 200KWm, 150 kW _e ; 0,38 kV	u	111,146.2	1.00	111,146.25
3.23	Transformador trifásico tipo Pedestal; YNzn5; de 175 kVA; 0.38-13.2 kV	u	32,676.18	1.00	32,676.18
3.24	Tubo conduit de 1 1/2" x 3 metros	u	18.84	4.00	75.36
3.25	Tubo conduit de 3/4" x 3 metros	u	12.88	30.00	386.40
3.26	Tubo conduit de 1/2" x 3 metros	u	8.68	38.00	329.84
3.27	Cable unipolar N2XSY 0,6/1 kV, 1 x 185 mm ² (incluye terminales de conexión)	m	65.07	38.00	2,472.66
3.29	Cable de conexión entre Cluster y Centro de distribución y transferencia - Cable 1 x 6 mm ² tipo N2XY, 0,6/1,0 KV	m	7.82	273.00	2,134.86
3.30	Conector Recto Hermético Conduit de 1/2"	u	7.00	36.00	252.00
3.31	Conector Recto Hermético Conduit de 3/4"	u	8.00	54.00	432.00
3.32	Abrazadera de 1 oreja pesada para 1/2"	u	5.00	192.00	960.00
3.33	Abrazadera de 1 oreja pesada para 3/4"	u	6.00	114.00	684.00
3.34	Plancha Estriada para zanja de 0.6m de ancho	m	165.40	70.00	11,578.00
	SUB-TOTAL 3:				1,741,237.65
4.00	<u>PUESTAS A TIERRA</u>				
4.02	Conductor de Cobre Recocido, Cableado, de 50 mm ² , para Puesta a Tierra	m	10.67	633.00	6,754.11
4.03	Conector de cobre tipo perno partido para conductor de 50 mm ²	u	8.43	12.00	101.16
4.04	Electrodo de acero recubierto de cobre de 16 mm Ø x 2,40 m	u	41.00	6.00	246.00



4.05	Caja registro de concreto para puesta a tierra 0,50x0,50x0,45 m	u	44.63	6.00	267.78
4.06	Cemento conductivo, bolsa 25 kg	u	81.89	367.50	30,094.58
4.07	Soldadura exotérmica en "X" (150 g) para conductor - conductor de Cu 35 mm ²	u	20.60	49.00	1,009.40
4.08	Soldadura exotérmica en "T" (115 g) para conductor - conductor de Cu 35 mm ²	u	12.45	313.50	3,903.08
4.10	Molde para soldadura exotérmica en "X" conductor - conductor de Cu 35 mm ²	u	782.69	3.53	2,765.50
4.11	Molde para soldadura exotérmica en "T" conductor - conductor de Cu 35 mm ²	u	228.82	21.57	4,934.88
4.13	Conductor de cobre de temple duro de 10 mm ² , para puesta a tierra	m	3.15	877.80	2,765.07
4.14	Conector de cobre tipo perno partido para conductor de 16 mm ²	u	3.41	199.00	678.59
4.15	Grapa de conexión del conductor de puesta a tierra de 16 mm ² al marco de Al Anodizado del panel fotovoltaico	u	7.19	1,254.00	9,016.26
4.16	Terminal de compresión ojo para cable de Cu de 35 mm ²	u	11.39	457.50	5,210.93
4.17	Cinta de señalización para conductor enterrado	m	0.47	273.70	128.64
4.18	Conductor de Cobre Recocido, Cableado, de 35 mm ² , para Puesta a Tierra	m	9.70	1,256.78	12,190.77
4.19	Tierra Vegetal para Puesta a Tierra	m ³	45.00	250.00	11,250.00
	SUB-TOTAL 4:				91,316.75
5.00	<u>PARARRAYOS</u>				
5.01	Cable de guarda de 38,36 m ²	m	3.22	408.54	1,315.50
5.03	Pararrayos tipo Franklin de cobre, incluye mástil de A°G° de 12m y accesorios para sujeción	u	6,800.00	6.00	40,800.00
	SUB-TOTAL 5:				1,315.50
6.00	<u>INSTALACIONES INTERIORES (SALA DE GENERACIÓN, CONTROL Y PROTECCIÓN)</u>				
6.01	Caja de pase 100x50mm	u	29.04	3.00	87.12
6.02	Caja octogonal A°G° pesada 100 x 55	u	2.87	6.00	17.22
6.03	Caja rect. galvanizada pesada 100x100x55	u	6.13	5.00	30.65
6.04	Caja rect. galvanizada pesada 100x55x50	u	2.45	8.00	19.60
6.05	Dado interruptor 15A-220V simple	u	5.36	2.00	10.72
6.06	Dado tomacorriente bipolar 15A / 220V	u	20.47	12.00	245.64
6.07	Placa de 1 huecos	u	2.31	2.00	4.62
6.08	Placa de 2 huecos	u	3.15	5.00	15.75
6.09	Tapa para tomacorriente doble a prueba de agua	u	13.95	1.00	13.95
6.10	Conductor LSOH 4 mm ²	m	1.56	419.10	653.80
6.11	Conductor LSOH 6 mm ²	m	1.86	33.00	61.38
6.12	Tablero general 1-2x30A, 3-2x20A, diferencial 3-1x30mA y tablero en AG 220V	cjto	835.50	1.00	835.50
6.13	Luz de emergencia a batería t/seco recargable 2 flupresc.direccionable 9W 220V	u	131.02	6.00	786.12
6.14	Artefacto hermético para adosar a techo/pared hermética 2x36W 220V	u	109.12	6.00	654.72
6.15	Tubo PVC SAP Ø 20 mm	m	3.07	127.00	389.89
6.16	Tubo PVC SAP Ø 25 mm	m	2.56	15.00	38.40
6.17	Extintores portátiles contra incendio de 12 kg	u	118.64	2.00	237.28
6.18	Centro de Control (computadora, mesa, dos sillas y Stand)	glb	5,000.00	1.00	5,000.00
	SUB-TOTAL 6:				9,102.36
	TOTAL, SUMINISTRO DE MATERIALES				2,718,014.46
B	<u>MONTAJE ELECTROMECHANICO</u>				
1.00	<u>TRANSPORTE DE MATERIALES EN OBRA</u>				
1.01	Transporte lacustre de módulos fotovoltaicos 390 Wp. Inc. carga y descarga	u	14.79	627.00	9,273.33
1.02	Transporte lacustre de Soporte módulos fotovoltaicos, suelo, 3 filas x 13 Columnas (39 módulos FV)	u	739.98	15.00	11,099.70
1.03	Transporte lacustre de Soporte módulos fotovoltaicos, suelo, 3 filas x 14 Columnas (28 módulos FV)	u	739.98	1.00	739.98



Continuación...

1.05	Transporte lacustre de caja de distribución PV Box. Inc. carga y descarga	u	59.19	19.00	1,124.61
1.06	Transporte lacustre de Inversores Trifásico de Red de 25 KW. Inc. carga y descarga	u	74.00	10.00	740.00
1.09	Transporte lacustre de inversores bidireccionales. Inc. carga y descarga	u	37.00	18.00	666.00
1.10	Transporte lacustre del centro de distribución y transferencia de múltiples clusters. Inc. carga y descarga	u	739.98	1.00	739.98
1.12	Transporte lacustre de Bandeja de A°G° sujetador de cable de 300 mm. Inc. carga y descarga	m	7.40	61.00	451.40
1.13	Transporte lacustre de transformador tipo pedestal de 175 kVA Inc. carga, descarga y transporte manual	u	2,548.46	1.00	2,548.46
1.14	Transporte lacustre de grupo electrógeno 150 kW a 4100msnm, Inc. carga, descarga y transporte manual	u	3,546.59	1.00	3,546.59
1.16	Transporte lacustre de conductor de cobre recocido, cableado, de 50 mm ² . Inc. carga y descarga	m	3.87	633.00	2,449.71
1.17	Transporte lacustre de caja de registro de concreto para puesta a tierra. Inc. carga y descarga	u	13.82	6.00	82.92
1.19	Transporte lacustre de pararrayo tipo Franklin. Inc. carga y descarga	u	17.19	6.00	103.14
1.20	Transporte lacustre de residuos sólidos del sistema de generación FV al Puerto de Unicachi	glb	1,374.90	1.00	1,374.90
1.21	Transporte terrestre de residuos sólidos del sistema de generación FV del Puerto de Unicachi a Yunguyo	glb	2,206.09	1.00	2,206.09
1.23	Transporte lacustre de tubo PCV SAP longitud 3 m. Inc. carga y descarga	u	3.37	340.50	1,147.49
1.24	Transporte lacustre de tubo conduit longitud 3 m. Inc. carga y descarga	u	4.88	40.00	195.20
1.25	Transporte lacustre de Cable tripolar tipo N2XSY 3 x 16 mm ² . Inc. carga y descarga	m	3.71	136.85	507.71
1.26	Transporte lacustre de Cable unipolar tipo N2XSY 1 x 6 mm ² . Inc. carga y descarga	m	2.02	964.21	1,947.70
1.27	Transporte lacustre de Cable unipolar tipo N2XSY 1 x 10 mm ² . Inc. carga y descarga	m	3.52	324.00	1,140.48
1.28	Transporte lacustre de Cable unipolar tipo N2XSY 1 x 185 mm ² . Inc. carga y descarga	m	7.59	38.00	288.42
1.29	Transporte lacustre de Cable unipolar tipo N2XSY 1 x 240 mm ² . Inc. carga y descarga	m	10.93	126.00	1,377.18
1.30	Transporte lacustre de módulos de acumulación DE 15.4 Kw de LiFePO4. Inc. carga y descarga	u	125.00	65.00	8,125.00
1.31	Transporte lacustre de Conductor de Cobre Recocido, Cableado, de 35 mm ² , para Puesta a Tierra	m	1.70	1,256.78	2,136.53
1.32	Transporte lacustre de Protección a la salida del Inversor - ITM 4 x 50 A incluye Tablero	u	4.00	10.00	40.00
1.33	Transporte lacustre de Protección a la entrada del Transformador - IA 4x250A	u	8.00	1.00	8.00
1.34	Transporte lacustre de Tablero de Agrupamiento 380V 3Ø - 5xITM 4x50A +ITM 4x250A, en A°G°	u	137.50	1.00	137.50
1.35	Transporte lacustre de Abrazadera Partida Unistrut con tuerca y perno 3/4"	u	0.50	58.00	29.00
1.36	Transporte lacustre de Abrazadera Partida Unistrut con tuerca y perno 2"	u	0.50	20.00	10.00
1.37	Transporte lacustre de Conector Recto Hermético Conduit de 3/4"	u	0.80	83.00	66.40
1.38	Transporte lacustre de Conector Recto Hermético Conduit de 2"	u	0.80	10.00	8.00
1.39	Transporte lacustre de Conector Conduit EMT de Acero pesado de 3/4"	u	0.80	20.00	16.00
1.40	Transporte lacustre de Cable de conexión entre Cluster y Centro de distribución y transferencia - Cable 1 x 6 mm ² tipo N2XY, 0,6/1,0 KV	m	2.02	273.00	551.46
1.41	Transporte lacustre de Conector Recto Hermetico Conduit de 1/2"	u	0.20	36.00	7.20
1.42	Transporte lacustre de Abrazadera de 1 oreja pesada para 1/2"	u	0.20	192.00	38.40
1.43	Transporte lacustre de Abrazadera de 1 oreja pesada para 3/4"	u	0.20	172.00	34.40
1.44	Transporte lacustre de Plancha Estriada para zanja de 0.6m de ancho	m	9.61	70.00	672.70
1.45	Transporte lacustre de Pararrayos tipo Franklin de cobre, incluye mástil de A°G° de 12m y accesorios para sujeción	u	161.00	6.00	966.00
1.46	Transporte lacustre de Centro de Control (computadora, mesa, dos sillas y Stand)	glb	80.00	1.00	80.00
1.47	Transporte lacustre de Tablero para sistema de Comunicación	u	8.00	1.00	8.00
	SUB-TOTAL 1:				56,685.58
2.00	INSTALACIÓN DE LA MATRIZ FOTOVOLTAICA				



Continuación...

2.01	Montaje de Soporte de módulos fotovoltaicos, suelo, 3 filas x 13 Columnas (39 módulos FV)	u	2,045.99	15.00	30,689.85
2.02	Montaje de Soporte de módulos fotovoltaicos, suelo, 2 filas x 14 Columnas (28 módulos FV)	u	1,836.75	1.00	1,836.75
2.04	Instalación de los paneles solares policristalinos 390 Wp	u	31.55	627.00	19,781.85
2.05	Cableado y conexionado del conductor tipo solar 1x4 mm ² del panel FV	m	3.28	964.21	3,162.61
2.06	Instalación de los PV-Box en la estructura de soporte	u	45.24	19.00	859.56
2.07	Instalación de los inversores de red trifásicos en las estructuras de soporte	u	70.80	10.00	708.00
2.10	Cableado y conexionado del conductor tripolar tipo N2XSY 0,6/1 kV, 1 - 3 x 16 mm ²	m	14.31	136.85	1,958.32
2.13	Instalación de Tablero de Agrupamiento	u	541.26	1.00	541.26
2.14	Cableado y conexionado del conductor unipolar tipo N2XSY 0,6/1 kV, 1 - 1 x 10 mm ²	m	12.00	136.85	1,642.20
2.15	Cableado y conexionado del conductor tipo solar 1x6 mm ² del panel FV	m	3.28	964.21	3,162.61
2.16	Instalación del sistema de Comunicación del Patio Fotovoltaico	glb	2,500.00	1.00	2,500.00
2.17	Instalación de los paneles solares monocristalinos 390 Wp	u	31.55	627.00	19,781.85
2.18	Traslado de Módulos Fotovoltaicos de Puerto a Patio fotovoltaico	u	12.00	627.00	7,524.00
2.19	Traslado de Soporte de módulos fotovoltaicos de Puerto a Patio fotovoltaico	u	45.00	16.00	720.00
2.20	Traslado de Inversor de Red de Puerto a Patio fotovoltaico	u	25.00	10.00	250.00
2.21	Traslado de PVBox de Puerto a Patio fotovoltaico	u	12.00	19.00	228.00
2.22	Traslado de conductor tipo solar 1x6 mm ² del panel FV	m	0.80	964.21	771.37
2.23	Traslado de conductor tripolar tipo N2XSY 0,6/1 kV, 1 - 3 x 16 mm ²	m	1.20	136.85	164.22
2.24	Traslado de conductor unipolar tipo N2XSY 0,6/1 kV, 1 - 1 x 10 mm ²	m	1.00	136.85	136.85
	SUB-TOTAL 2:				96,419.30
3.00	<u>INSTALACIÓN DEL TRANSFORMADOR - PLANTA 1</u>				
4.00	<u>INSTALACIÓN DEL TRANSFORMADOR - PLANTA 2</u>				
4.01	Excavación en Terreno Tipo I (Arcilloso y Conglomerado)	m ³	57.44	0.68	39.06
4.02	Excavación en Terreno Tipo II (Rocoso)	m ³	208.72	3.83	799.40
4.03	Cimentación para el transformador tipo pedestal 175 KVA	u	1,777.59	1.00	1,777.59
4.04	Instalación del transformador tipo pedestal 175 KVA	u	1,139.89	1.00	1,139.89
4.05	Transporte transformador tipo pedestal 175 KVA de Puerto a Patio fotovoltaico	u	2,000.00	1.00	2,000.00
	SUB-TOTAL 4:				5,755.94
5.00	<u>INSTALACIÓN DE LA SALA DE FUERZA, CONTROL Y PROTECCIÓN</u>				
5.01	Instalaciones de módulos de acumulación de LiFePO ₄	u	38.63	360.00	13,906.80
5.02	Instalación de Inversores bidireccionales 3Ø 6 KW para batería- Master, adosado a la pared. Inc. instalación de elementos de protección y de fusibles 6 x 250 A	u	924.27	6.00	5,545.62
5.03	Instalación de Inversores bidireccionales 3Ø 6 KW para batería-Escavo, adosado a la pared	u	616.31	12.00	7,395.72
5.05	Instalación del Centro de Distribución y Transferencia (Multicluster), adosado a la pared	u	2,072.58	1.00	2,072.58
5.06	Conexionado entre los inversores bidireccionales y el Centro de Distribución y Transferencia.	m	146.77	273.00	40,068.21
5.07	Adosado en pared de la bandeja de PVC de 0,1 x 0,6 m	m	23.51	22.00	517.22
5.09	Excavación en Terreno Tipo II (Rocoso)	m ³	208.72	142.78	29,801.04
5.10	Concreta canaleta de 0,6 x 0,6 m	m	261.87	12.14	3,179.10
5.11	Instalación de bandeja de A°G° para sujetar cable	m	20.66	80.00	1,652.80
5.12	Instalación de Módulos de acumulación de LiFePO ₄ , incluido BMS 15.4kW	u	380.00	65.00	24,700.00
5.13	Conexionado entre las baterías de LiFePO ₄ 15.4kW y los Inversores Bidireccionales 3Ø 6 KW	u	120.00	65.00	7,800.00
5.14	Cableado y conexionado de cable unipolar N2XSY 0,6/1 kV, 1 x 240 mm ² (incluye terminales de conexión)	m	28.00	126.00	3,528.00
5.15	Cableado y conexionado de cable unipolar N2XSY 0,6/1 kV, 1 x 185 mm ² (incluye terminales de conexión)	m	22.00	38.00	836.00
5.16	Instalación de plancha estriada para zanja de 06m de ancho	m	14.00	70.00	980.00



Continuación...

5.17	Instalación del sistema de comunicación en la sala de baterías y grupo generador	glb	2,500.00	1.00	2,500.00
5.18	Transporte de Módulos de Acumulación de LiFePO4, incluido BMS 15.4kW de Puerto a Punto de instalación	u	65.00	65.00	4,225.00
5.19	Transporte de Inversores Bidireccionales 3Ø 6 KW para batería de Puerto a Punto de instalación	u	25.00	18.00	450.00
5.20	Transporte de Centro de Distribución y Transferencia (Multicluster) de Puerto a Punto de instalación	u	350.00	1.00	350.00
5.21	Transporte de cable unipolar N2XSY 0,6/1 kV, 1 x 240 mm ² de Puerto a Punto de instalación	m	2.50	126.00	315.00
5.22	Transporte de cable unipolar N2XSY 0,6/1 kV, 1 x 185 mm ² de Puerto a Punto de instalación	m	2.20	38.00	83.60
5.23	Transporte de Cable 1 x 6 mm ² tipo N2XY, 0,6/1,0 KV de Puerto a Punto de instalación	m	1.30	273.00	354.90
5.24	Transporte de Bandeja de A°G° sujetador de cable de 300 mm, tipo estante de Puerto a Punto de instalación	m	3.50	80.00	213.50
5.25	Transporte de Accesorios Conduit y PVC de Puerto a Punto de instalación	glb	250.00	1.00	250.00
5.26	Transporte de plancha estriada para zanja de 06m de ancho de Puerto a Punto de instalación	m	8.50	61.00	518.50
	SUB-TOTAL 5:				150,896.97
6.00	INSTALACIÓN DEL GRUPO ELECTRÓGENO				
6.01	Excavación en Terreno Tipo I (Arcilloso y Conglomerado)	m ³	57.44	0.45	25.85
6.02	Excavación en Terreno Tipo II (Rocoso)	m ³	208.72	2.55	532.24
6.04	Instalación del grupo electrógeno 150 KW a 4100 msnm, incluye: - Traslado a su base e instalación de resistentes - Sistema de Fuerza: Suministro e instalación de cables de fuerza con terminales (24 m de cable 3-1x240mm ² + 1x120mm ² tipo N2XSY) - Sistema de combustible con tanque diario y bomba trasiega, 10 m de tubería de FeNe dos manqeras flexibles (Alimentación y retorno Combustible) - Sistema de Escape, incluye: Forrado con lana de vidrio y FoGo, Soporte del silenciador al techo, Codo con brida y 03 tuberías lineales con bridas con las siguientes logitudes: 0.30 m, 1.3m y 2.0 m con sombrero chino - Sistema de Aire Caliente, incluye: Ducto de Aire caliente fabricado con lona y marcos de fierro tanto en el lado del G.E, como en el lado de la pared para sujetar la lona Persiana moviles automáticas 1.60 alto x 1.36 ancho Salida aire caliente al exterior Ventanas con filtro para el ingreso de aire fresco - Sistema auxiliares (Cargador de batería, tablero de serv. auxiliares, alimentación al deshumecedor y calentador de camisas) - Puesta en Servicio	u	9,349.86	1.00	9,349.86
6.05	Cimentación de Máquina Vibrante	u	1,112.56	1.00	1,112.56
6.06	Transporte de Grupo electrógeno 150 kW; 0,38 kV de Puerto a Punto de instalación	u	2,500.00	1.00	2,500.00
	SUB-TOTAL 6:				9,907.95
7.00	PUESTAS A TIERRA				
7.01	Excavación en Terreno Tipo I (Arcilloso y Conglomerado)	m ³	57.44	41.15	2,363.66
7.02	Excavación en Terreno Tipo II (Rocoso)	m ³	208.72	233.17	48,667.24
7.03	Instalación y conexionado de malla de conductor de cobre 35 mm ² longitud 708 m, con empalmes en "T", "X" y aplicación de cemento conductivo, para la Planta Fotovoltaica	cjto	9,636.72	1.00	9,636.72
7.04	Instalación y conexionado de malla de conductor de cobre 35 mm ² longitud 758 m, con empalmes en "T", "X" y aplicación de cemento conductivo, para la Planta Fotovoltaica	cjto	10,340.60	1.00	10,340.60
7.05	Instalación de electrodo vertical tipo jabalina para conexionado a mallla de puesta a tierra	u	27.18	6.00	163.08
7.06	Instalación de puesta a tierra con 3 contrapesos en estrella y conductor de cobre 50 mm ² , para aterramiento de pararray Franklin	u	243.55	6.00	1,461.30



Continuación...

7.10	Transporte de Cemento conductivo, bolsa 25 kg de Puerto a Punto de instalación	u	8.00	735.00	5,880.00
7.14	Transporte de Caja registro de concreto para puesta a tierra 0,50x0,50x0,45 m de Puerto a Punto de instalación	u	25.00	6.00	150.00
7.15	Transporte de Accesorios de Soldadura de PAT de Puerto a Punto de instalación	glb	350.00	1.00	350.00
	SUB-TOTAL 7:				79,012.60
8.00	<u>PARARRAYOS</u>				
8.01	Instalación de cable de guarda de 38,36 m ²	m	3.94	408.54	1,609.65
8.03	Instalación de pararrayo tipo Franklin	u	124.95	6.00	749.70
PN	Montaje de mastil de A°G° de 12 m para soporte de pararrayo	u	1,020.00	6.00	6,120.00
PN	Transporte de Cable de guarda de 38,36 m ² de Puerto a Punto de instalación	m	1.80	408.54	735.37
PN	Transporte de Pararrayos tipo Franklin de cobre, incluye mastil de A°G° de 12m y accesorios de Puerto a Punto de instalación	u	250.00	6.00	1,500.00
	SUB-TOTAL 8:				10,714.72
9.00	<u>INSTALACIONES INTERIORES</u>				
9.01	Instalación de tomacorrientes, luminarias, interruptores y tablero general	cjto	1,204.36	1.00	1,204.36
9.03	Instalación de extintores portátiles y alumbrados de emergencia	cjto	457.78	1.00	457.78
9.04	Instalación de Conductor LSOH 4 mm ²	m	3.28	419.10	1,374.65
9.05	Instalación de Conductor LSOH 4 mm ²	m	3.28	33.00	108.24
9.06	Instalación de sala de control (computadora, mesa, dos sillas y Stand)	glb	1,500.00	1.00	1,500.00
9.07	Transporte de Materiales de Instalaciones Interiores de Puerto a Punto de instalación	glb	150.00	1.00	150.00
	SUB-TOTAL 9:				4,795.03
10.00	<u>PRUEBAS</u>				
10.01	Pruebas y puesta en servicio	glb	8,875.26	1.00	8,875.26
10.02	Expedientes Técnicos Final Conforme a Obra (1 propia, cernida + 3 Copias) y Planos de Concesión Rural de Central de Generación Solar, incluye la presentación digitalizada de Textos y Planos en CD.	glb	6,205.39	1.00	6,205.39
	SUB-TOTAL 10:				15,080.65
	TOTAL, MONTAJE ELECTROMECHANICO				431,075.02
C	<u>OBRAS CIVILES</u>				
I	<u>BASE PANELES FOTOVOLTAICOS Y PATIO DE GENERACION FOTOVOLTAICA</u>				
1.00	<u>OBRAS PROVISIONALES Y PRELIMINARES</u>				
1.01	Movilización y desmovilización de equipos, herramientas y materiales	u	21,000.00	1.00	21,000.00
1.02	Almacén, oficina y guardianía	glb	11,000.00	1.00	11,000.00
1.03	Trazo, niveles y replanteo	m ²	2.17	4,000.00	8,680.00
1.04	Limpieza de terreno	m ²	1.47	4,000.00	5,880.00
1.05	Transporte de agregados a obra	m ³	456.28	267.51	122,059.46
1.06	Adecuación de acceso con material local 1.80m. De ancho	m	422.20	182.00	76,840.40
1.07	Pruebas de calidad (Briquetas)	u	29.12	80.00	2,329.60
1.08	Diseño de mezclas	u	420.00	3.00	1,260.00
1.09	Aditivo incorporador de aire por m ³ de concreto	m ³	16.25	121.77	1,978.76
	SUB-TOTAL 1:				249,100.38
2.00	<u>MOVIMIENTO DE TIERRAS</u>				
2.01	Corte masivo con equipo	m ³	112.30	949.78	106,659.84
2.02	Relleno compactado a mano	m ³	53.27	6.75	359.57
2.03	Eliminación de material excedente	m ³	25.29	1,092.24	27,622.81
	SUB-TOTAL 2:				134,642.22
3.00	<u>MOVIMIENTO DE TIERRAS</u>				



Continuación...

3.01	Excavación en terreno normal de hasta 0.50 mt de profundidad	m ³	112.30	33.75	3,790.13
3.02	Excavación en roca fracturada 0.50 mt a 1.50 mt de profundidad	m ³	112.30	6.75	758.03
3.03	Relleno compactado con material propio	m ³	33.68	949.78	31,988.46
3.04	Eliminación material excedente	m ³	25.29	43.88	1,109.60
	SUB-TOTAL 3:				37,646.22
4.00	<u>CONCRETO SIMPLE</u>				
4.01	Solado para cimentación de 4" mezcla 1:8 cemento-hormigón	m ³	291.79	6.75	1,969.58
	SUB-TOTAL 4:				1,969.58
5.00	<u>CONCRETO ARMADO</u>				
5.01	Concreto f'c=210 kg/cm2. para bases de paneles	m ³	525.81	54.00	28,393.74
5.02	Encofrado y Desencofrado en bases de paneles	m ²	49.00	216.00	10,584.00
5.03	Acero estructural trabajado para bases de paneles	kg	3.88	5,175.58	20,081.23
	SUB-TOTAL 5:				59,058.97
6.00	<u>VARIOS</u>				
6.01	Grouting de alta resistencia h=5 cm en pedestales	m ³	826.00	2.22	1,837.02
6.02	suministro e Instalación de Pernos para bases de pedestales	und	12.34	1,112.00	13,722.08
6.03	Tubo A°G° ASTM A-36 100x100x6mm.	m	283.67	257.72	73,107.43
6.04	Apoyo metálico Inferior A°G° A-36 plancha de 250x250x9.50mm.	und	244.36	270.00	65,977.20
6.05	Apoyo metálico Superior A°G° A-36 plancha de 200x200x9.50mm.	und	104.71	270.00	28,271.70
	SUB-TOTAL 6:				182,915.43
	_ TOTAL I - ESTRUCTURAS:				665,332.80
II	<u>CASA FUERZA:</u>				
7.00	<u>MOVIMIENTO DE TIERRAS</u>				
7.01	Corte y excavación de sanja en terreno rocoso	m ³	112.30	54.06	6,070.94
7.02	Eliminación de material procedente de exacciones	m ³	25.29	62.17	1,572.25
	SUB-TOTAL 7:				7,643.19
8.00	<u>OBRAS DE CONCRETO SIMPLE</u>				
8.01	Concreto f'c = 100 kg/cm2	m ³	291.79	20.97	6,118.84
8.02	Concreto f'c=175 kg/cm2	m ³	348.87	4.25	1,482.70
	SUB-TOTAL 8:				7,601.54
9.00	<u>OBRAS DE CONCRETO ARMADO (COLUMNAS, VIGAS, PISO Y TECHO ALIGERADO)</u>				
9.01	Concreto f'c =210 kg/cm2	m ³	525.81	55.97	29,430.94
9.02	Encofrado y desencofrado de pedestales	m ²	49.00	327.45	16,044.95
9.03	Acero de refuerzo fy = 4,200 kg/cm2	kg	3.88	3,288.46	12,759.24
9.04	Ladrillo hueco de arcilla 15x30x30 cm para techo aligerado	u	4.37	975.11	4,261.23
	SUB-TOTAL 9:				62,496.36
10.00	<u>ACABADOS</u>				
10.01	Muro de ladrillo kk sogá tipo iv m:1:1:4 e=1.5cm	m ²	71.34	102.54	7,315.03
10.02	Revoques y enlucidos	m ²	29.58	316.49	9,361.63
10.03	Cielorraso c/mezcla c:a 1:5	m ²	31.32	146.30	4,582.12
10.04	Piso de concreto f'c=175 kg/cm2 e=0.10 m c/acabado frotachado (bruñado c/1.00 m)	m ²	56.96	88.63	5,048.14
10.06	Pintura en Muros y cielo raso	m ²	16.46	462.79	7,617.52
10.07	Techo teja andina inc/acc.	m ²	70.70	176.18	12,455.93
10.08	Soposte de cables de 2 vias de fierro liso Galvanizado S/D	Und	108.59	81.00	8,795.79
10.09	Junta de dilatacion elastomerica de poliuretano	m	15.56	136.40	2,122.38
10.10	Ventanas de tipo vitroven	und	296.25	20.00	5,925.00
10.11	Correas de madera de 1"x2"	m	13.50	198.00	2,673.00
10.12	Vigueta metálica A°G° A-36 tubo 40x80x2.5mm.	m	129.49	37.00	4,791.13
10.13	Viga metálica A°G° A-36 tubo 50x100x4mm.	m	214.50	24.00	5,148.00



10.14	Apoyo metálico Inferior A°G° A-36 plancha de 250x250x9.50mm.	und	244.36	8.00	1,954.88
10.15	Apoyo metálico Superior A°G° A-36 plancha de 200x200x9.50mm.	und	104.71	8.00	837.68
10.16	SopORTE de tapas de plancha estriada	m	49.09	124.34	6,103.85
	SUB-TOTAL 10:				84,732.08
	TOTAL II, CASA DE FUERZA				162,473.17
III	<u>CERCO PERIMÉTRICO:</u>				
11.00	<u>MOVIMIENTO DE TIERRAS</u>				
11.01	Excavación de zanjas	m ³	46.55	40.86	1,902.26
11.02	Eliminación de material procedente de excavaciones	m ³	12.82	53.12	681.05
	SUB-TOTAL 11:				2,583.31
12.00	<u>OBRAS DE CONCRETO SIMPLE</u>				
12.01	Concreto f'c=100 kg/cm2 + 30 % p.g. p/cimientos	m ³	271.50	40.86	11,094.79
12.02	Concreto f'c=175 kg/cm2 p/sobrecimientos	m ³	356.98	29.23	10,436.10
12.03	Sobrecimiento. - encofrado y desencofrado	m ²	42.18	136.22	5,745.59
	SUB-TOTAL 12:				27,276.48
13.00	<u>CARPINTERIA METALICA Y HERRERIA</u>				
13.01	Malla fe galvanizado electrosoldada con cocada 2"x2"	m ²	41.82	612.68	25,622.44
13.02	Portón metálico para cerco	u	2,500.00	3.00	7,500.00
13.03	Portón de plancha reforzada para sala de batería	u	4,134.00	2.00	8,268.00
	SUB-TOTAL 13:				41,390.44
	TOTAL III, CERCO PERIMÉTRICO				71,250.23
	TOTAL OBRAS CIVILES				899,056.20
D	<u>TRANSPORTE DE MATERIALES</u>				
1.00	<u>GENERACION FOTOVOLTAICA</u>				
1.01	Módulos Fotovoltaicos monocristalino o policristalino de 390 Wp, 128 celdas	u	76.15	627.00	47,746.05
1.02	SopORTE módulos fotovoltaicos, suelo, 3 filas x 13 Columnas (39 módulos FV)	u	2,235.38	15.00	33,530.70
1.03	SopORTE módulos fotovoltaicos, suelo, 2 filas x 14 Columnas (28 módulos FV)	u	2,112.29	1.00	2,112.29
	SUB-TOTAL 1:				83,389.04
2.00	<u>SISTEMA DE INYECCION A RED</u>				
2.01	Cajas de distribución para String FV - PV Box	u	6.89	19.00	130.91
2.02	Inversores Trifásico de Red de 25 KW con modulo comunicación RS 485	u	170.69	10.00	1,706.90
2.03	Juego SPD tipo II para Inversor 2 entradas MPPT	u	47.27	10.00	472.70
2.05	Terminares RJ45 para CAT 5e apantallado	cto	0.59	2.00	1.18
2.06	Descargador de tensiones para Cable Ethernet	u	2.95	4.00	11.80
2.07	Modem industrial para riel DIN salida Ethernet conexión 3G	u	7.88	1.00	7.88
2.08	Fuente para modem y switch industrial	u	2.10	1.00	2.10
2.09	Switch industrial 5 puertos con rango de operación -10 °C a 65°C	u	3.15	1.00	3.15
2.10	Interface de Monitoreo y Control remoto de Inversores para Plantas FV	u	9.19	1.00	9.19
2.11	Cable de conexión tipo solar 1 x 6 mm ²	m	0.10	964.21	96.42
2.12	Cable tripolar tipo N2XSY 0,6/1 kV, 1 - 3 x 16 mm ²	m	2.51	136.85	343.49
2.13	Terminales de unión tipo Pin para inversores	u	0.07	80.00	5.60
2.14	Terminales de unión tipo MC4 para cable tipo solar 1x6 mm ²	u	0.11	240.00	26.40
2.18	Tubo de PVC SAP de 2" x 3 metros	u	7.09	4.00	28.36
2.19	Tubo de PVC SAP de 3/4" x 3 metros	u	5.99	336.50	2,015.64
2.20	Tubo conduit de 2" x 3 metros	u	6.14	10.00	61.40
2.21	Tubo conduit de 3/4" x 3 metros	u	2.76	43.50	120.06
2.22	Curva de PVC SAP 2x90	u	0.79	10.00	7.90
2.23	Unión PVC SAP 2"	u	0.71	10.00	7.10
2.24	Curva de PVC SAP 3/4"	u	0.66	627.00	413.82
2.25	Unión PVC para tubo de PVC con conduit 3/4"	u	1.02	19.00	19.38
2.26	Caja de PVC de 100mmx100mm	u	4.10	10.00	41.00



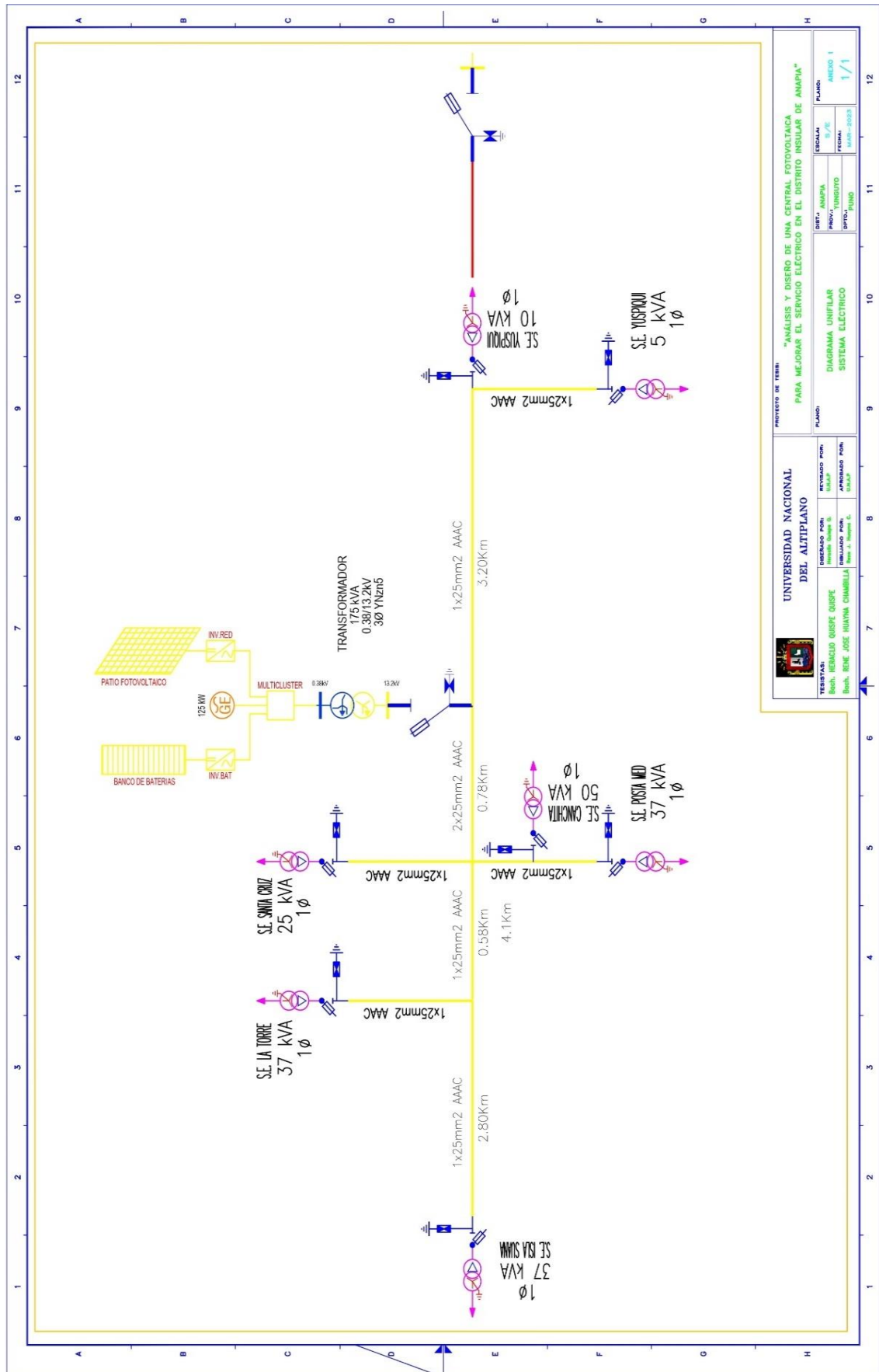
Continuación...

2.27	Riel unixtrux de 3 metros	u	7.88	10.00	78.80
2.28	Cable unipolar tipo N2XSY 0,6/1 kV, 1 - 1 x 10 mm ²	m	0.77	310.00	238.70
2.30	Protección a la salida del Inversor - ITM 4 x 50 A incluye Tablero	u	5.25	10.00	52.50
2.31	Protección a la entrada del Transformador - IA 4x250A	u	13.13	1.00	13.13
2.32	Tablero de Agrupamiento 380V 3Ø - 5xITM 4x50A +ITM 4x250A, en A°G°	u	144.43	1.00	144.43
2.33	Abrazadera Partida Unistrut con tuerca y perno 3/4"	u	1.30	58.00	75.40
2.34	Abrazadera Partida Unistrut con tuerca y perno 2"	u	1.80	20.00	36.00
2.35	Conector Recto Hermetico Conduit de 3/4"	u	0.80	29.00	23.20
2.36	Conector Recto Hermetico Conduit de 2"	u	1.40	10.00	14.00
2.37	Conector Conduit EMT de Acero pesado de 3/4"	u	1.20	20.00	24.00
2.38	Tablero para sistema de Comunicación	u	6.00	1.00	6.00
	SUB-TOTAL 2:				6,238.54
3.00	<u>SISTEMA DE ACUMULACION E INVERSORES BIDIRECCIONALES</u>				
3.01	Módulos de acumulación de LiFePO4, incluido BMS	u	30.33	360.00	10,918.80
3.02	Set de Monitoreo y control remoto de baterías	u	6.57	1.00	6.57
3.03	Inversores de bidireccional para batería- Master de 6 kW	u	102.41	6.00	614.46
3.04	Inversores de bidireccional para batería- Esclavos de 6 Kw	u	102.41	12.00	1,228.92
3.05	Interface de Monitoreo y Control remoto de Inversores para Plantas FV	u	13.13	1.00	13.13
3.06	Cable Ethernet CAT 5e apantallado STP	m	0.79	346.40	273.34
3.07	Terminales RJ45 para CAT 5e apantallado	cto	0.79	1.00	0.79
3.08	Modem industrial para riel DIN salida Ethernet conexión 3G	u	7.88	1.00	7.88
3.09	Fuente para modem y switch industrial	u	2.10	2.00	4.20
3.10	Switch industrial 16 puertos con rango de operación -40 °C a 75°C	u	3.15	1.00	3.15
3.11	Protección para inversores bidireccionales de baterías ITM 3x50A	set	3.15	6.00	18.90
3.12	Centro de distribución y transferencia de múltiples clusters (incluye interruptores automáticos y contactores de transferencia)	set	577.72	1.00	577.72
3.14	Cable de banco de batería hasta cluster de inversores - Cable 1/0 AWG tipo BA	m	0.30	222.00	66.60
3.16	Elementos de protección entre inversores y baterías - Fusible de 250 A	u	0.72	36.00	25.92
3.18	Cable unipolar N2XSY 0,6/1 kV, 1 x 240 mm ² (incluye terminales de conexión)	m	0.98	126.00	123.48
3.19	Bandeja para pared en PVC de 0,1 x 0,6 m	m	0.79	22.00	17.38
3.21	Bandeja de A°G° sujetador de cable de 300 mm, tipo estante	m	5.91	61.00	360.51
3.22	Grupo electrógeno 150 kW; 0,38 KV	u	7,878.00	1.00	7,878.00
3.23	Transformador trifásico tipo Pedestal; YNzn5; de 175 kVA; 13,2/0,40-0,23 kV	u	2,626.00	1.00	2,626.00
3.24	Tubo conduit de 1 1/2" x 3 metros	u	3.78	4.00	15.12
3.25	Tubo conduit de 3/4" x 3 metros	u	2.76	18.00	49.68
3.26	Tubo conduit de 1/2" x 3 metros	u	1.89	38.00	71.82
3.27	Cable unipolar N2XSY 0,6/1 kV, 1 x 185 mm ² (incluye terminales de conexión)	m	0.85	38.00	32.30
3.28	Módulos de acumulación de LiFePO4, incluido BMS 15.4kW	u	300.00	65.00	19,500.00
3.29	Cable de conexión entre Cluster y Centro de distribución y transferencia - Cable 1 x 6 mm ² tipo N2XY, 0,6/1,0 KV	m	0.40	273.00	109.20
3.30	Conector Recto Hermético Conduit de 1/2"	u	0.40	36.00	14.40
3.31	Conector Recto Hermético Conduit de 3/4"	u	0.80	54.00	43.20
3.32	Abrazadera de 1 oreja pesada para 1/2"	u	0.40	192.00	76.80
3.33	Abrazadera de 1 oreja pesada para 3/4"	u	0.80	114.00	91.20
3.34	Plancha Estriada para zanja de 0.6m de ancho	m	2.50	70.00	175.00
	SUB-TOTAL 3:				44,944.47
4.00	<u>PUESTAS A TIERRA</u>				
4.02	Conductor de cobre recocido, cableado, de 50 mm ² , para puesta a tierra	m	0.79	633.00	500.07
4.03	Conector de cobre tipo perno partido para conductor de 50 mm ²	u	0.20	12.00	2.40
4.04	Electrodo de acero recubierto de cobre de 16 mm Ø x 2,40 m	u	4.60	6.00	27.60
4.05	Caja registro de concreto para puesta a tierra 0,50x0,50x0,45 m	u	67.62	6.00	405.72

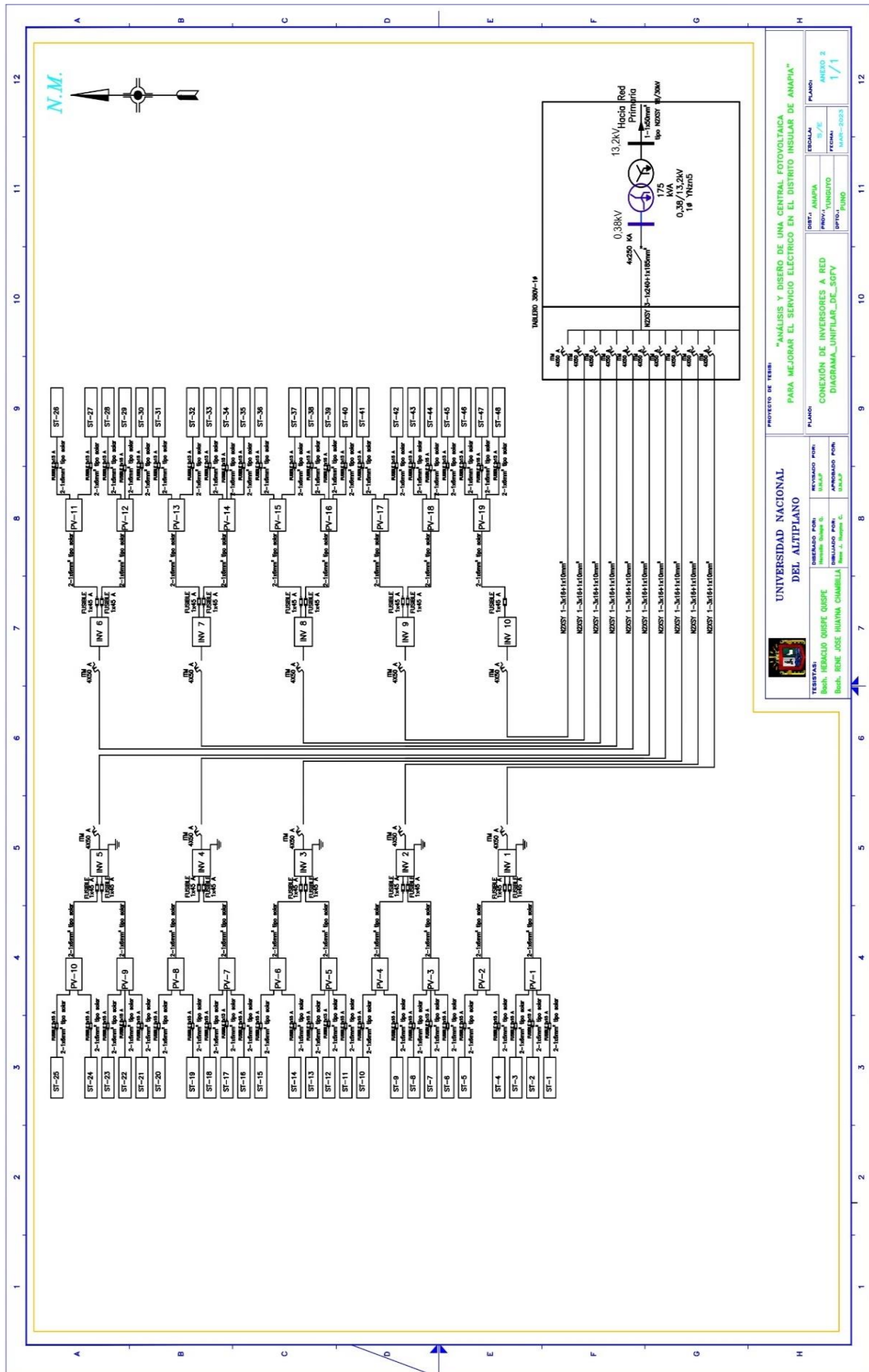


4.06	Cemento conductivo, bolsa 25 kg	u	32.83	234.00	7,682.22
4.07	Soldadura exotérmica en "X" (150 g) para conductor - conductor de Cu 35 mm ²	u	0.20	49.00	9.80
4.08	Soldadura exotérmica en "T" (115 g) para conductor - conductor de Cu 35 mm ²	u	0.16	627.00	100.32
4.10	Molde para soldadura exotérmica en "X" conductor - conductor de Cu 35 mm ²	u	3.28	53.00	173.84
4.11	Molde para soldadura exotérmica en "T" conductor - conductor de Cu 35 mm ²	u	3.28	647.00	2,122.16
4.13	Conductor de cobre de temple duro de 10 mm ² , para puesta a tierra	m	0.16	877.80	140.45
4.14	Conector de cobre tipo perno partido para conductor de 16 mm ²	u	0.20	199.05	39.81
4.15	Grapa de conexión del conductor de puesta a tierra de 16 mm ² al marco de Al Anodizado del panel fotovoltaico	u	1.71	1,254.00	2,144.34
4.16	Terminal de compresión ojo para cable de Cu de 35 mm ²	u	0.66	457.50	301.95
4.17	Cinta de señalización para conductor enterrado	m	0.26	136.85	35.58
4.18	Conductor de cobre recocido, cableado, de 35 mm ² , para puesta a tierra	u	0.58	1,256.78	728.93
4.19	Tierra Vegetal para Puesta a Tierra	m3	50.00	250.00	12,500.00
	SUB-TOTAL 4:				26,915.19
5.00	PARARRAYOS				
5.01	Cable de guarda de 38,36 m ²	m	0.16	408.54	65.37
5.03	Pararrayos tipo Franklin de cobre, incluye mastil de A°G° de 12m y accesorios para sujeción	u	550.00	6.00	3,300.00
	SUB-TOTAL 5:				65.37
6.00	INSTALACIONES INTERIORES (SALA DE GENERACIÓN, CONTROL Y PROTECCIÓN)				
6.01	Caja de pase 100x50mm	u	1.02	3.00	3.06
6.02	Caja octogonal A°G° pesada 100 x 55	u	1.42	6.00	8.52
6.03	Caja rect. galvanizada pesada 100x100x55	u	1.65	5.00	8.25
6.04	Caja rect. galvanizada pesada 100x55x50	u	1.58	8.00	12.64
6.05	Dado interruptor 15A-220V simple	u	1.89	2.00	3.78
6.06	Dado tomacorriente bipolar 15A / 220V	u	1.89	12.00	22.68
6.07	Placa de 1 huecos	u	4.88	2.00	9.76
6.08	Placa de 2 huecos	u	4.41	5.00	22.05
6.09	Tapa para tomacorriente doble a prueba de agua	u	2.49	1.00	2.49
6.10	Conductor LSOH 4 mm ²	m	0.65	419.10	272.42
6.11	Conductor LSOH 6 mm ²	m	0.79	33.00	26.07
6.12	Tablero general 1-2x30A, 3-2x20A, diferencial 3-1x30mA y tablero en AG 220V	cjto	59.09	1.00	59.09
6.13	Luz de emergencia a batería t/seco recargable 2 flupresc.direccionable 9W 220V	u	8.86	6.00	53.16
6.14	Artefacto hermético para adosar a techo/pared hermética 2x36W 220V	u	14.44	6.00	86.64
6.15	Tubo PVC SAP Ø 20 mm	m	0.39	127.00	49.53
6.16	Tubo PVC SAP Ø 25 mm	m	0.49	15.00	7.35
6.17	Extintores portátiles contra incendio de 12 kg	u	19.70	2.00	39.40
6.18	Centro de Control (computadora, mesa, dos sillas y Stand)	glb	150.00	1.00	150.00
	SUB-TOTAL 6:				686.89
	TOTAL, TRANSPORTE DE MATERIALES				163,964.50
A	SUMINISTRO DE MATERIALES				2,718,014.46
B	MONTAJE ELECTROMECHANICO				431,075.02
C	OBRAS CIVILES				899,056.20
D	TRANSPORTE DE MATERIALES				163,964.50
E	COSTO DIRECTO (A+B+C+D)				4,212,110.18
F	GASTOS GENERALES	17%			716,058.73
G	UTILIDADES	4%			168,484.41
H	COSTO TOTAL (Sin IGV) (E+F+G) S/.				5,096,653.32
I	I.G.V.	18%			917,397.60
J	COSTO TOTAL (Incluye I.G.V) (H+I) S/.				6,014,050.92

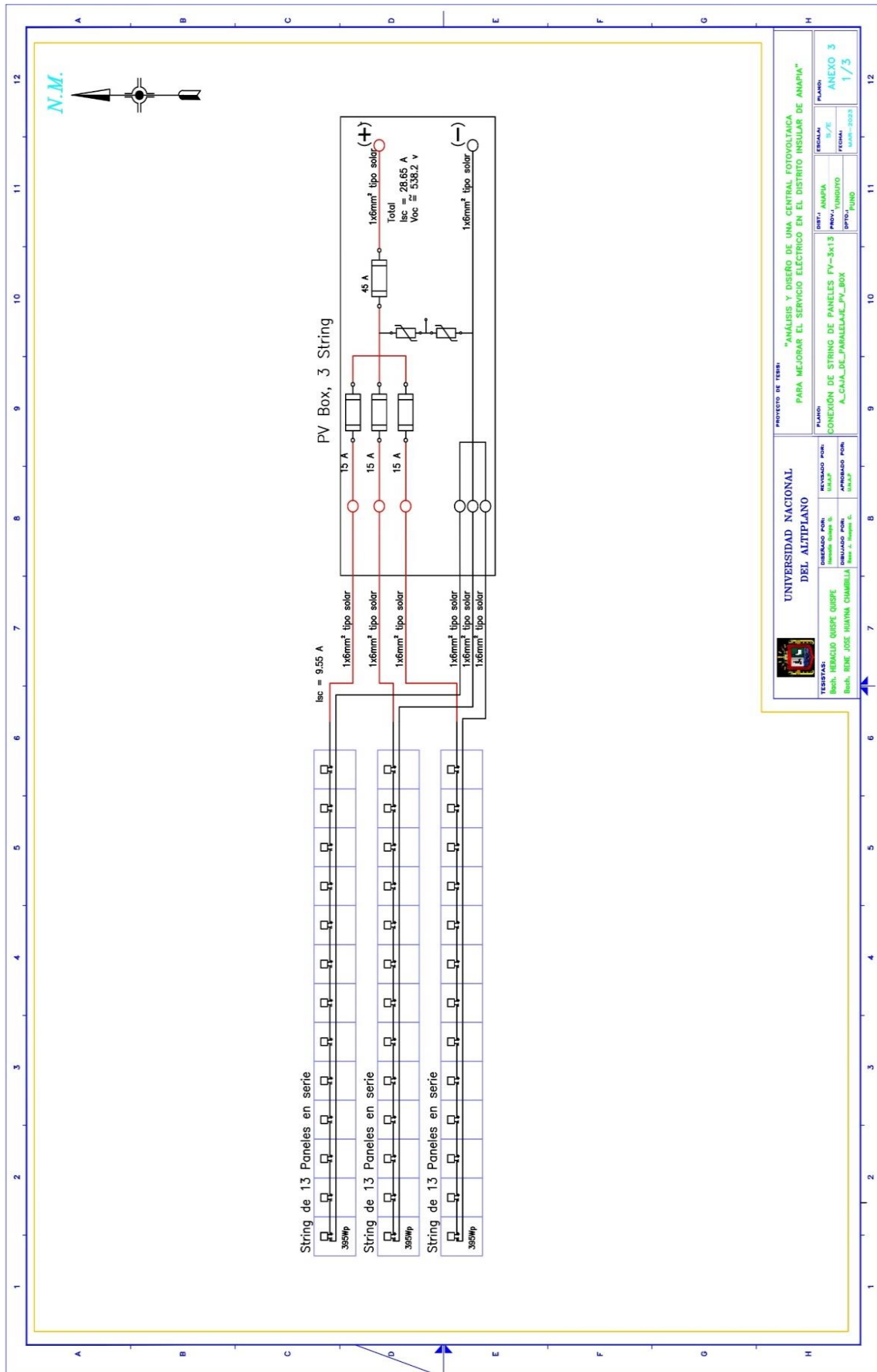
PLANO-01-SGFV-DU. Diagrama unifilar del sistema eléctrico

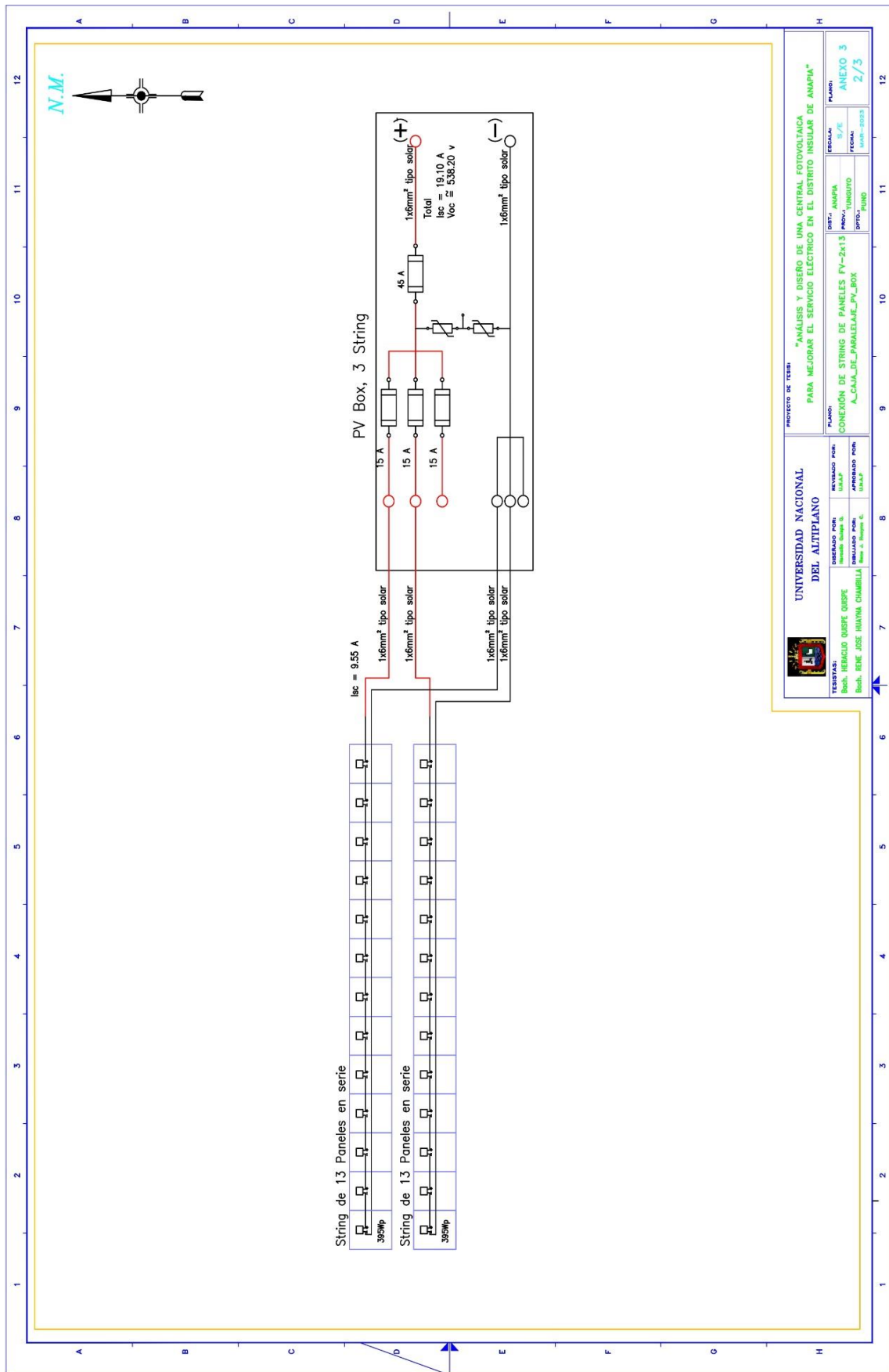


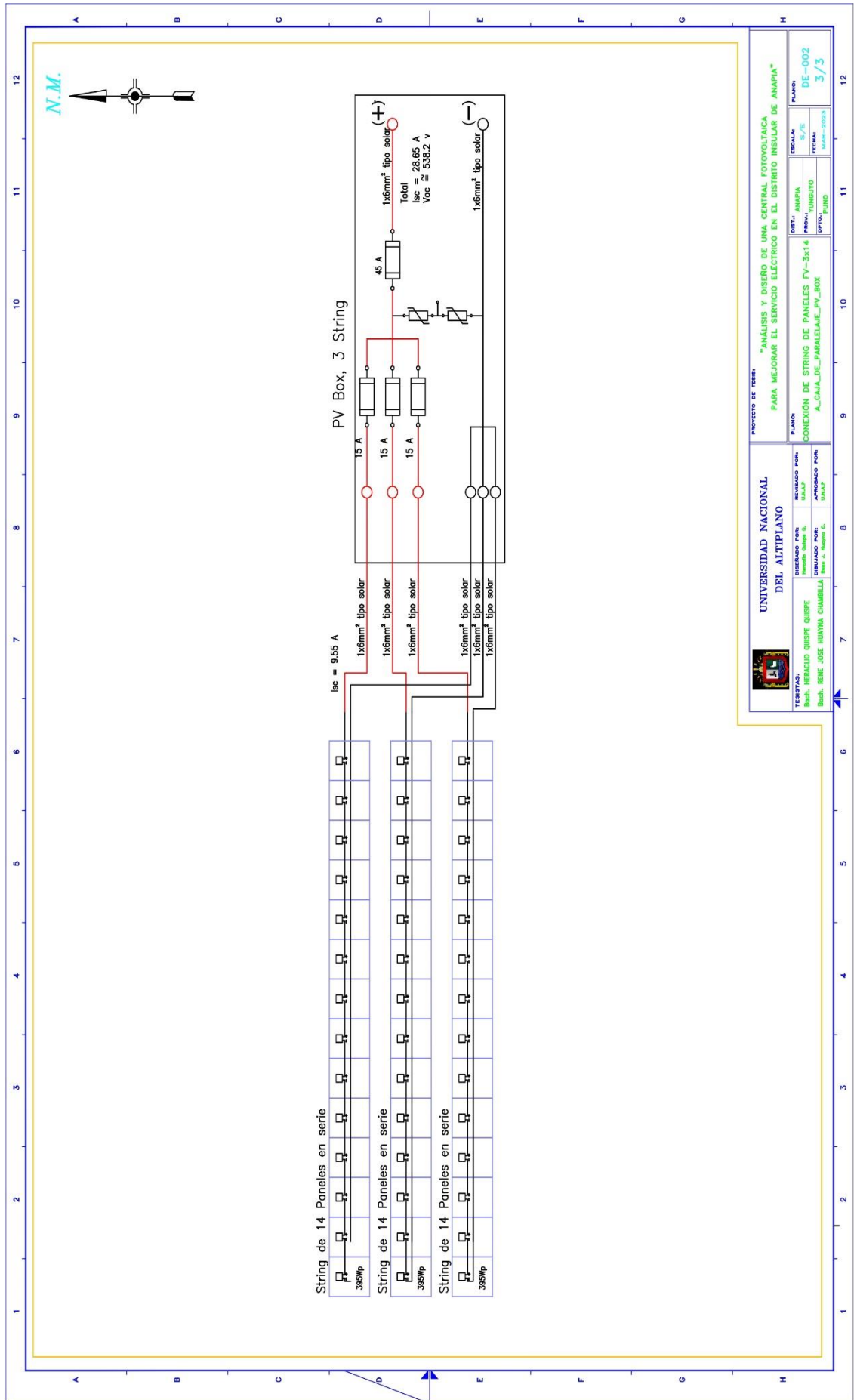
PLANO-02-SGFV. Conexión de inversores a red



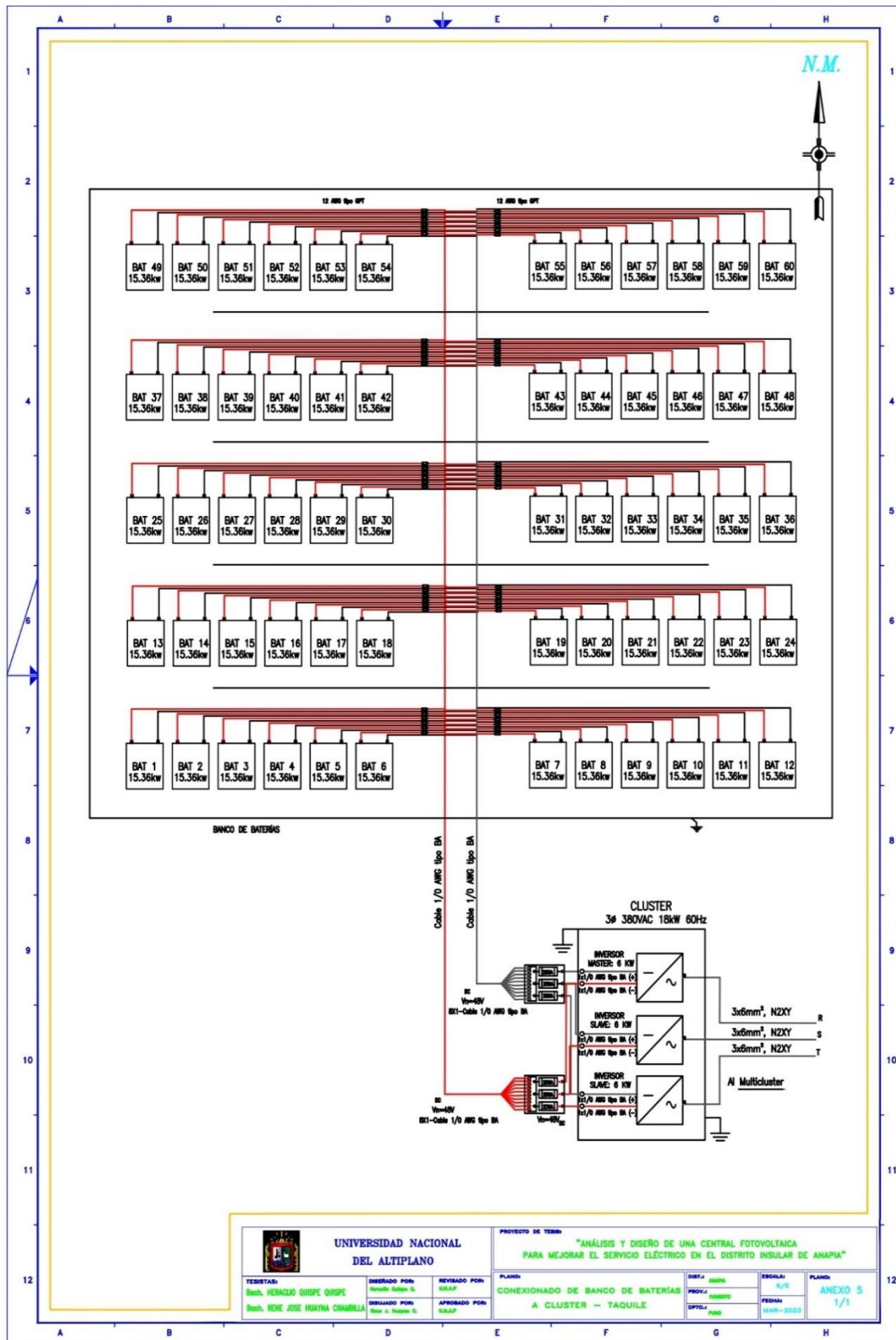
PLANO-03-SGFV. Conexión de string a PV box



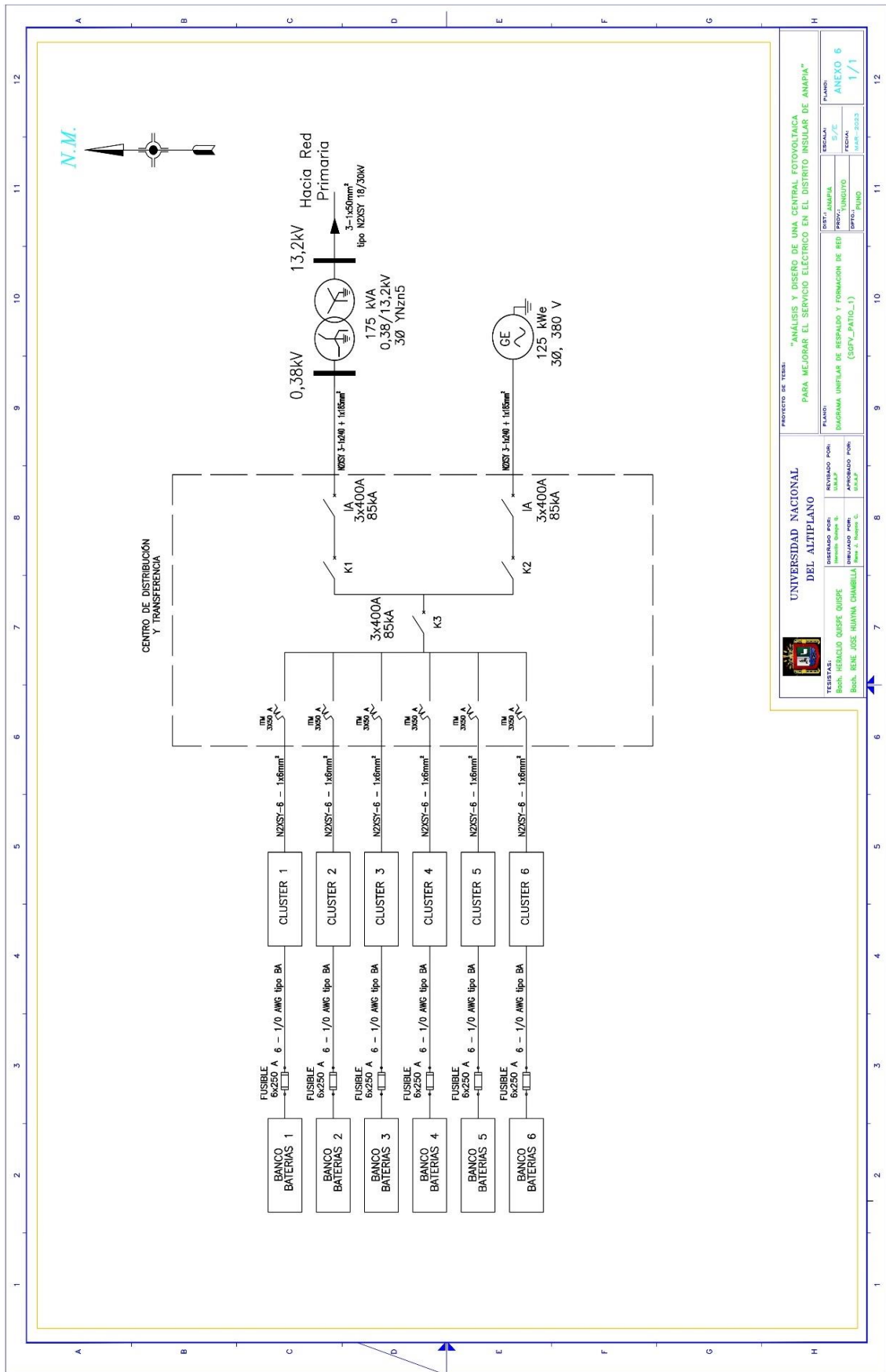




PLANO-05-SGFV. Conexión de banco de baterías a cluster

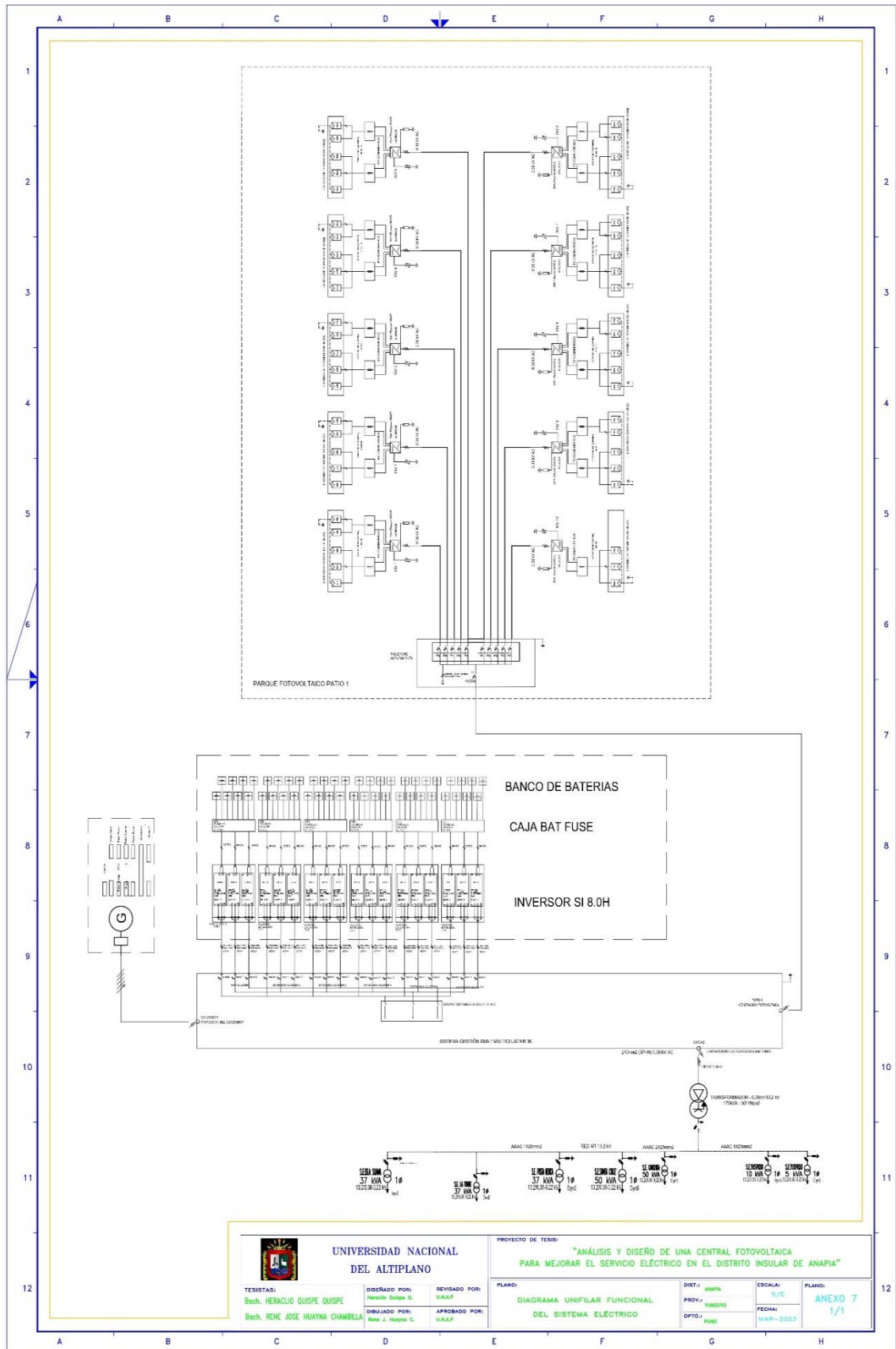


PLANO-06-SGFV. Diagrama unifilar de respaldo, formación a red

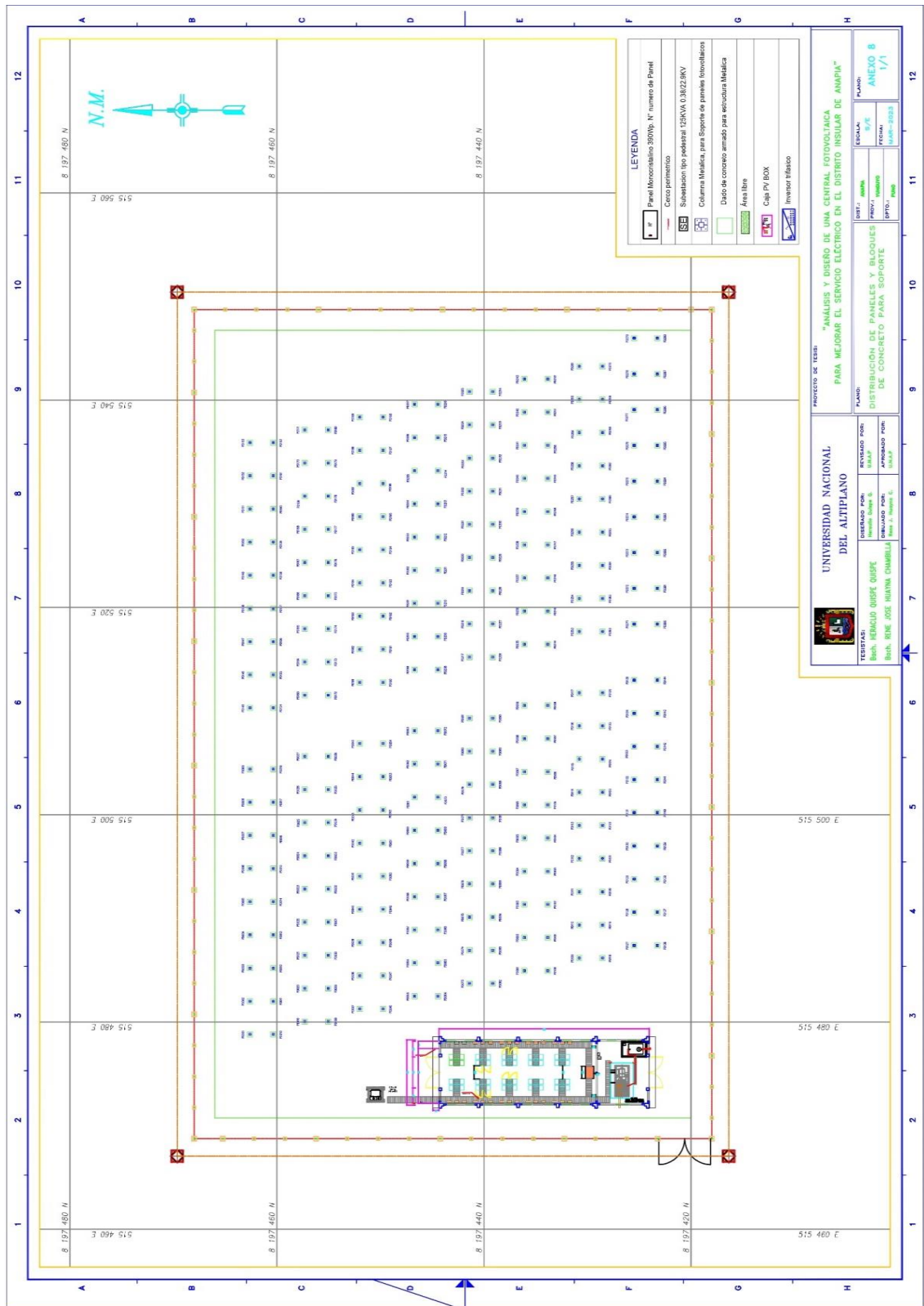




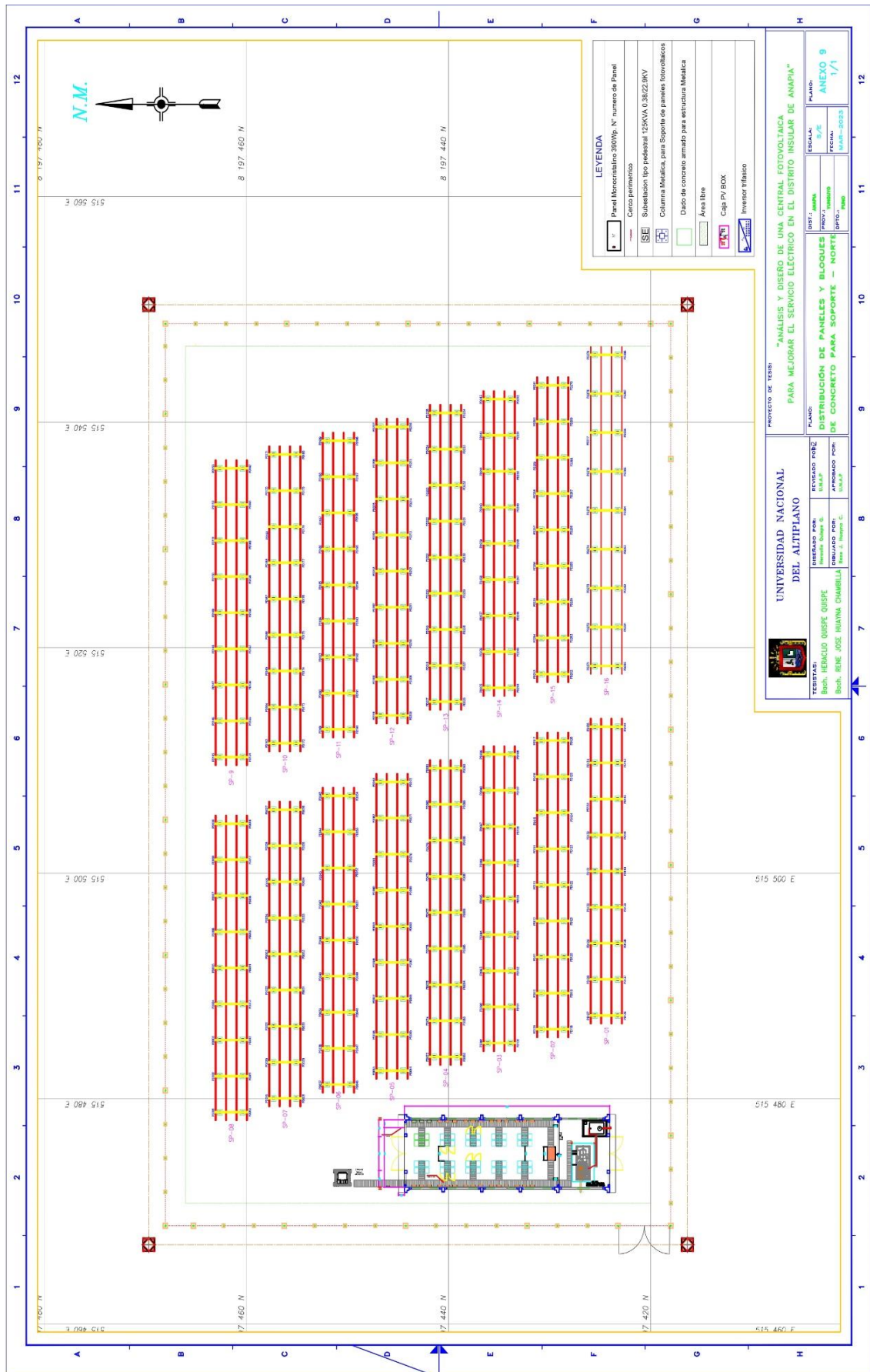
PLANO-07-SGFV. Diagrama unifilar funcional



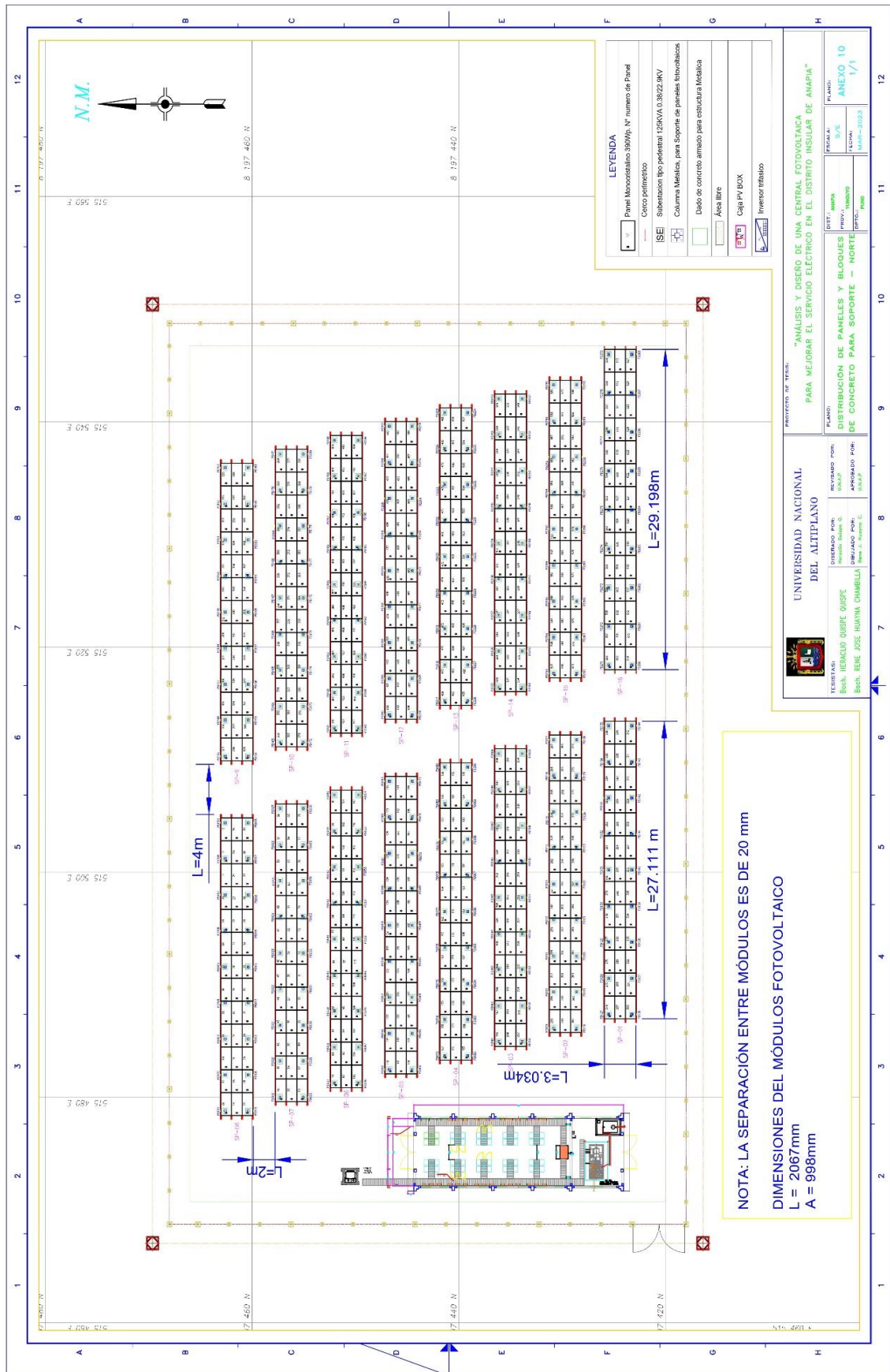
PLANO-08-SGFV. Distribución de pedestales



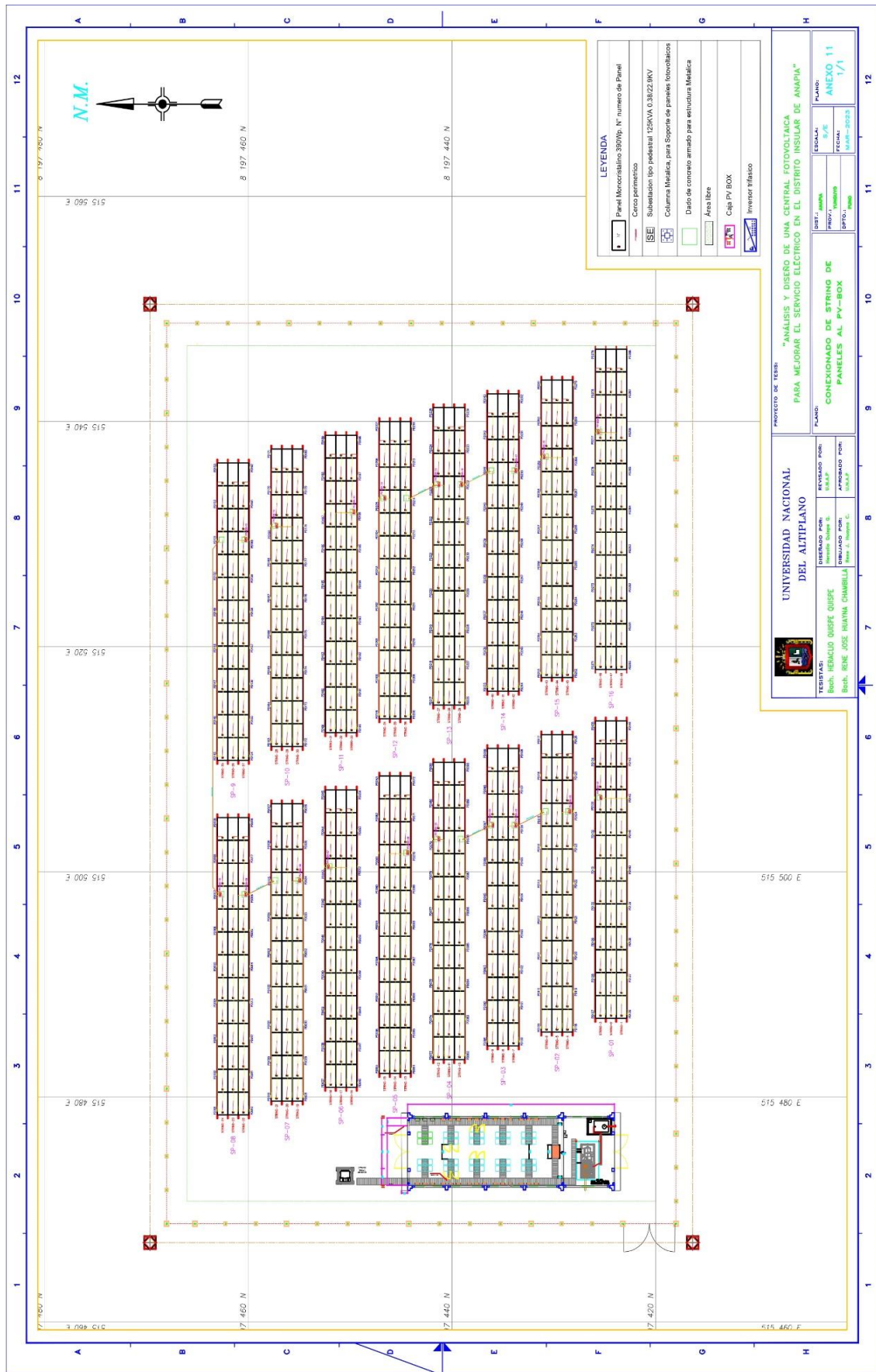
PLANO-09-SGFV. Distribución de soportes de módulos



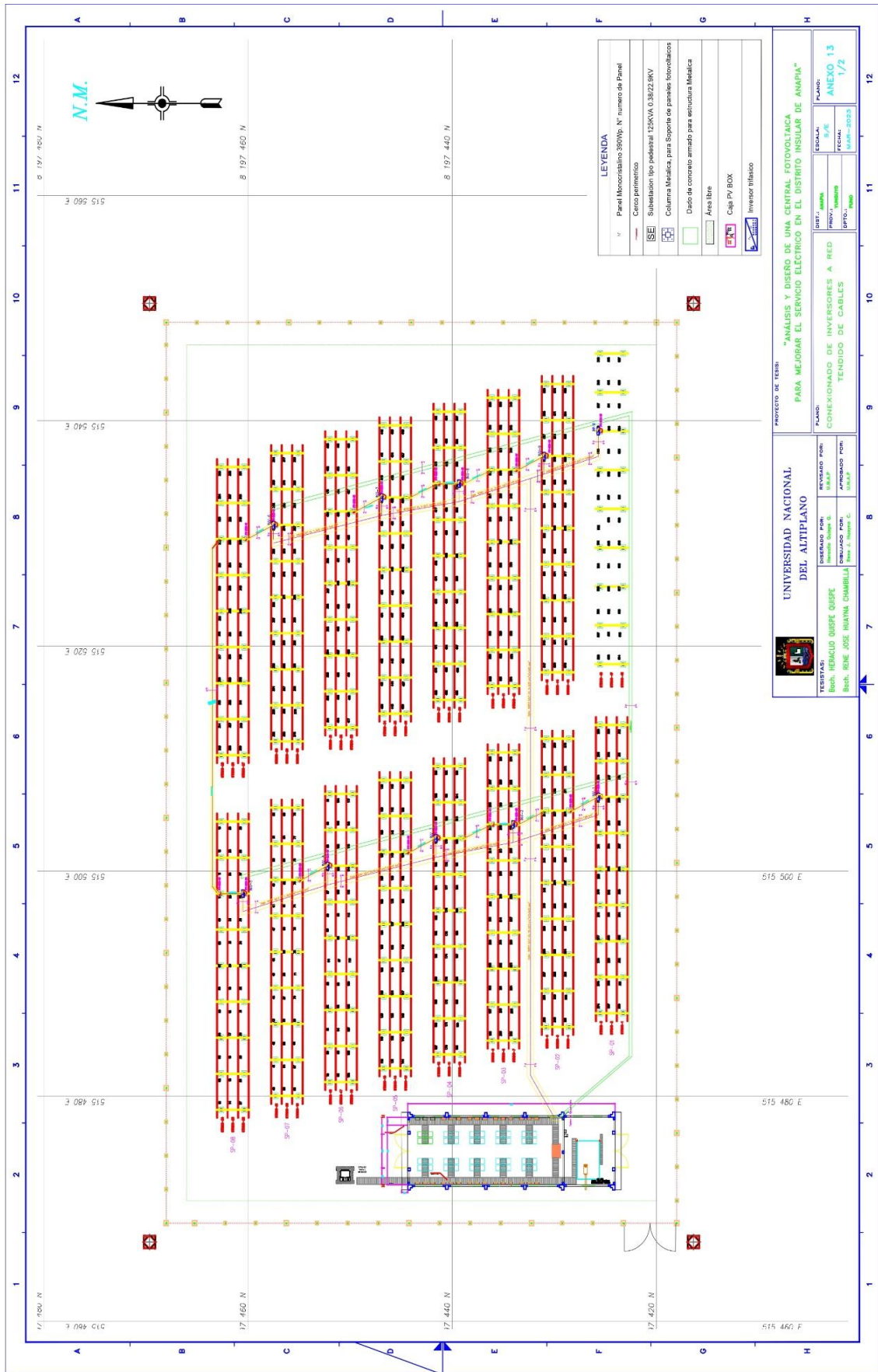
PLANO-10-SGFV. Distribución de paneles



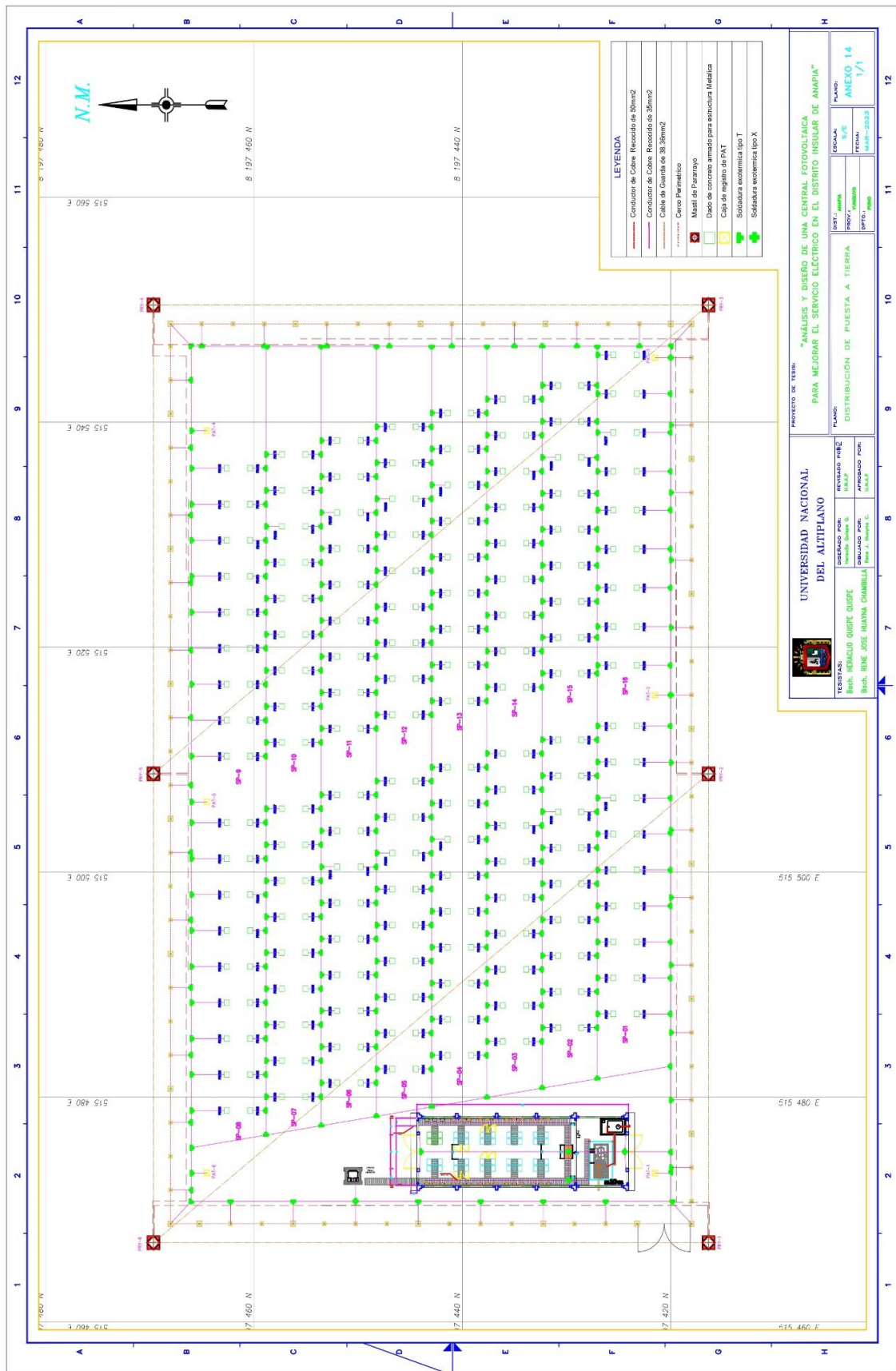
PLANO-11-SGFV. Conexionado de String



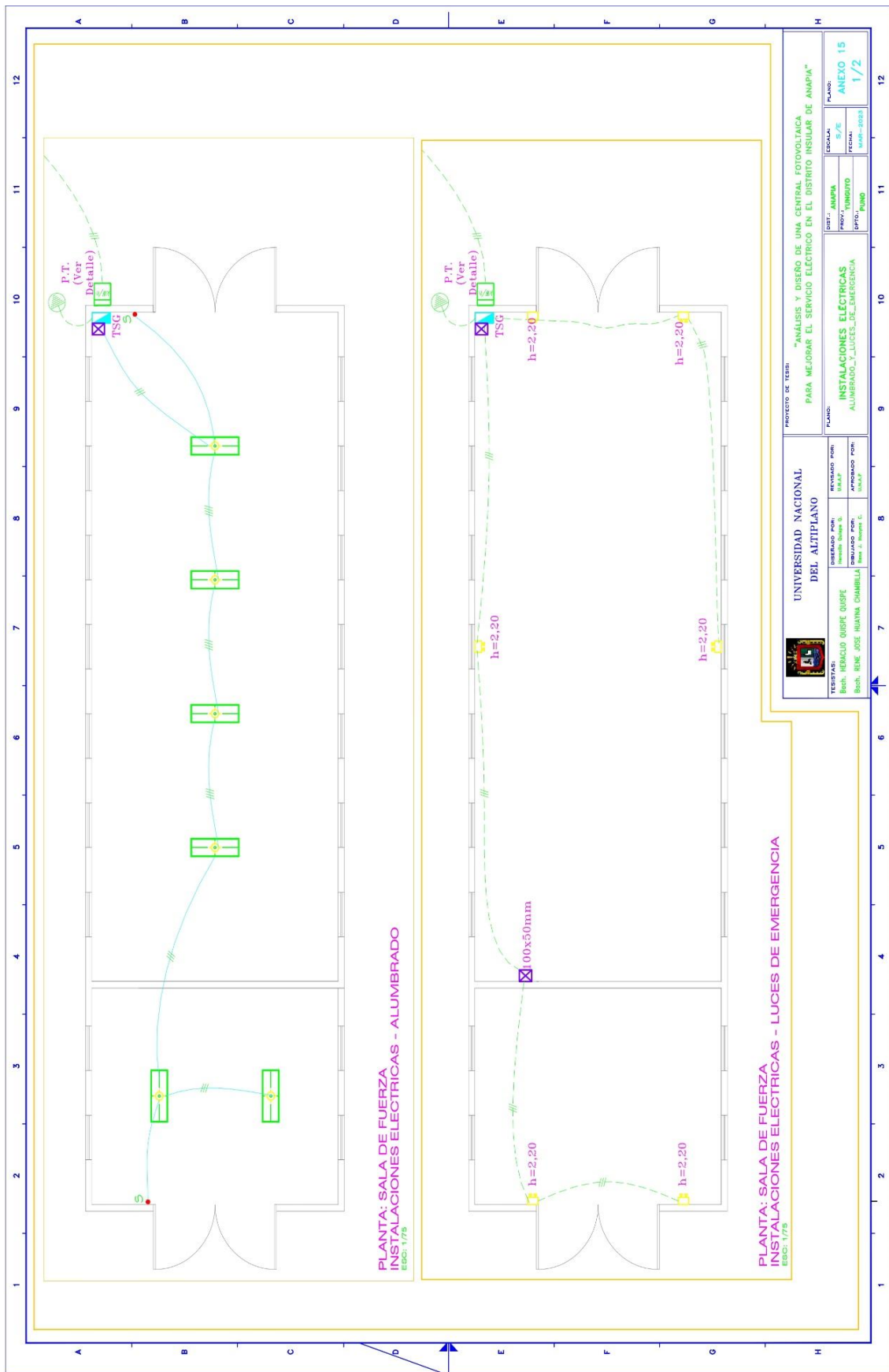
PLANO-13-SGFV. Conexionado de inversores a red



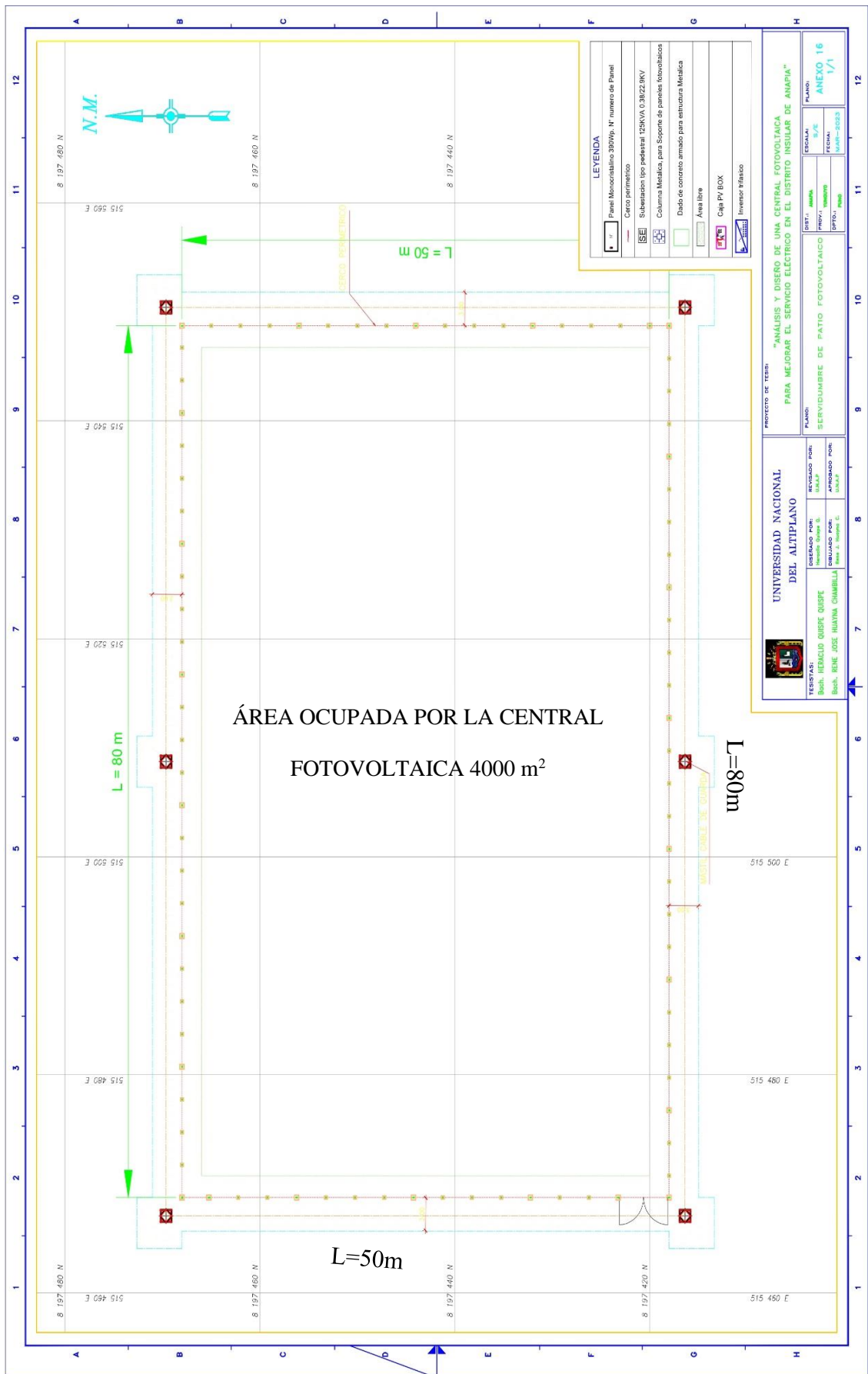
PLANO-14-SGFV. Sistema de puesta a tierra en sala de generación



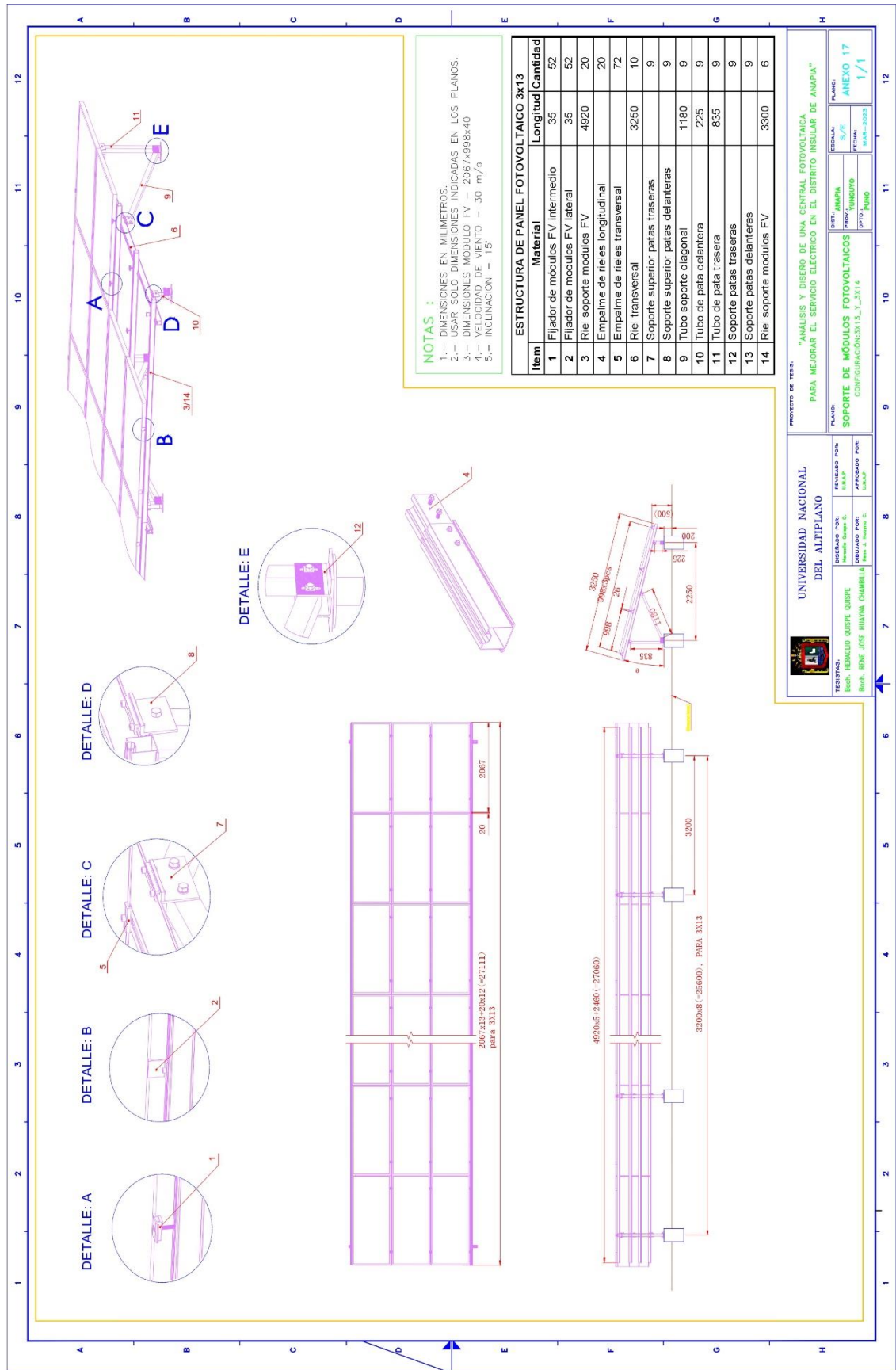
PLANO-15-SGFV. Instalaciones Interiores de sala de control y protección



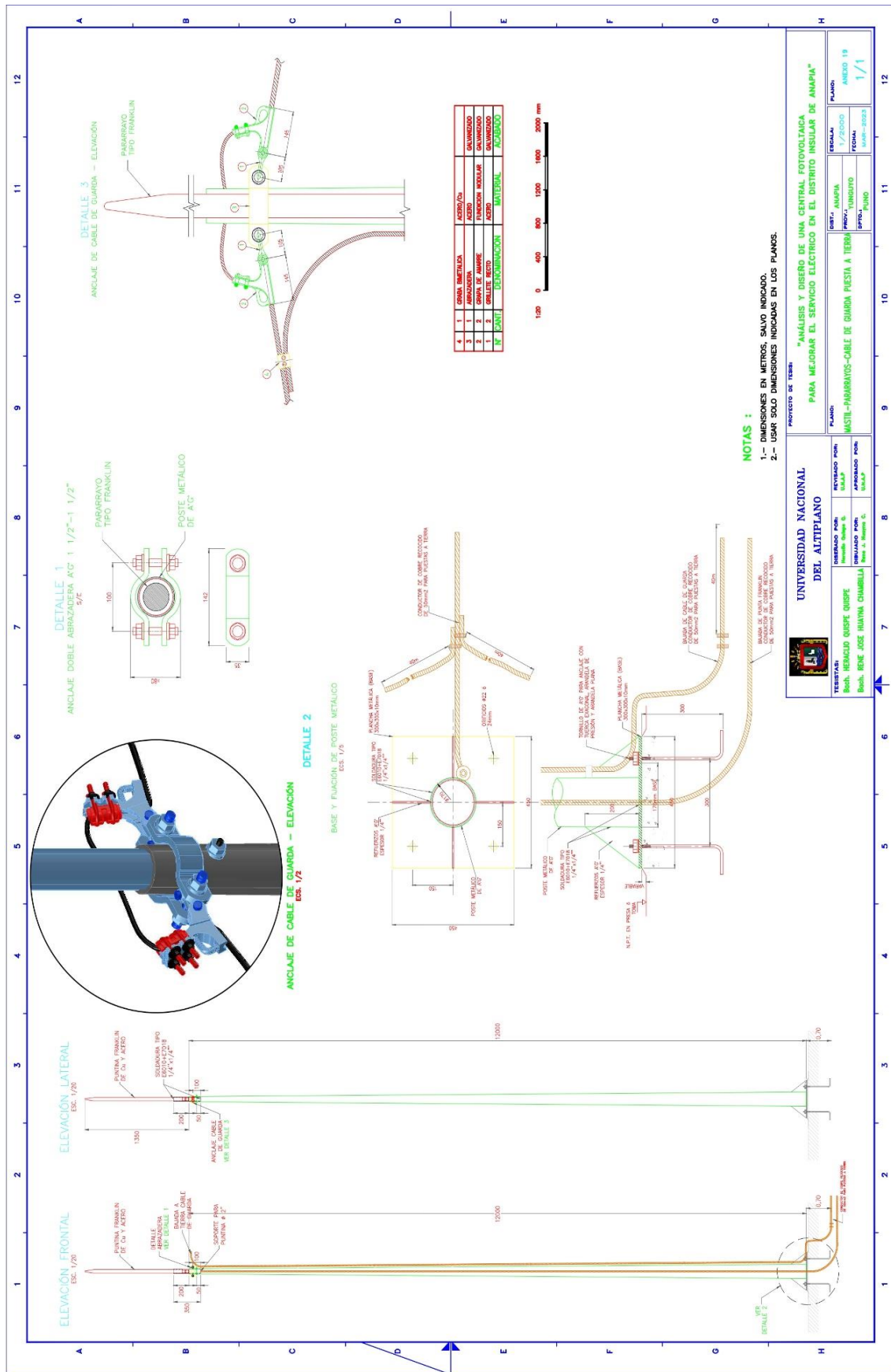
PLANO-16-SGFV. Servidumbre necesaria para el sistema fotovoltaico



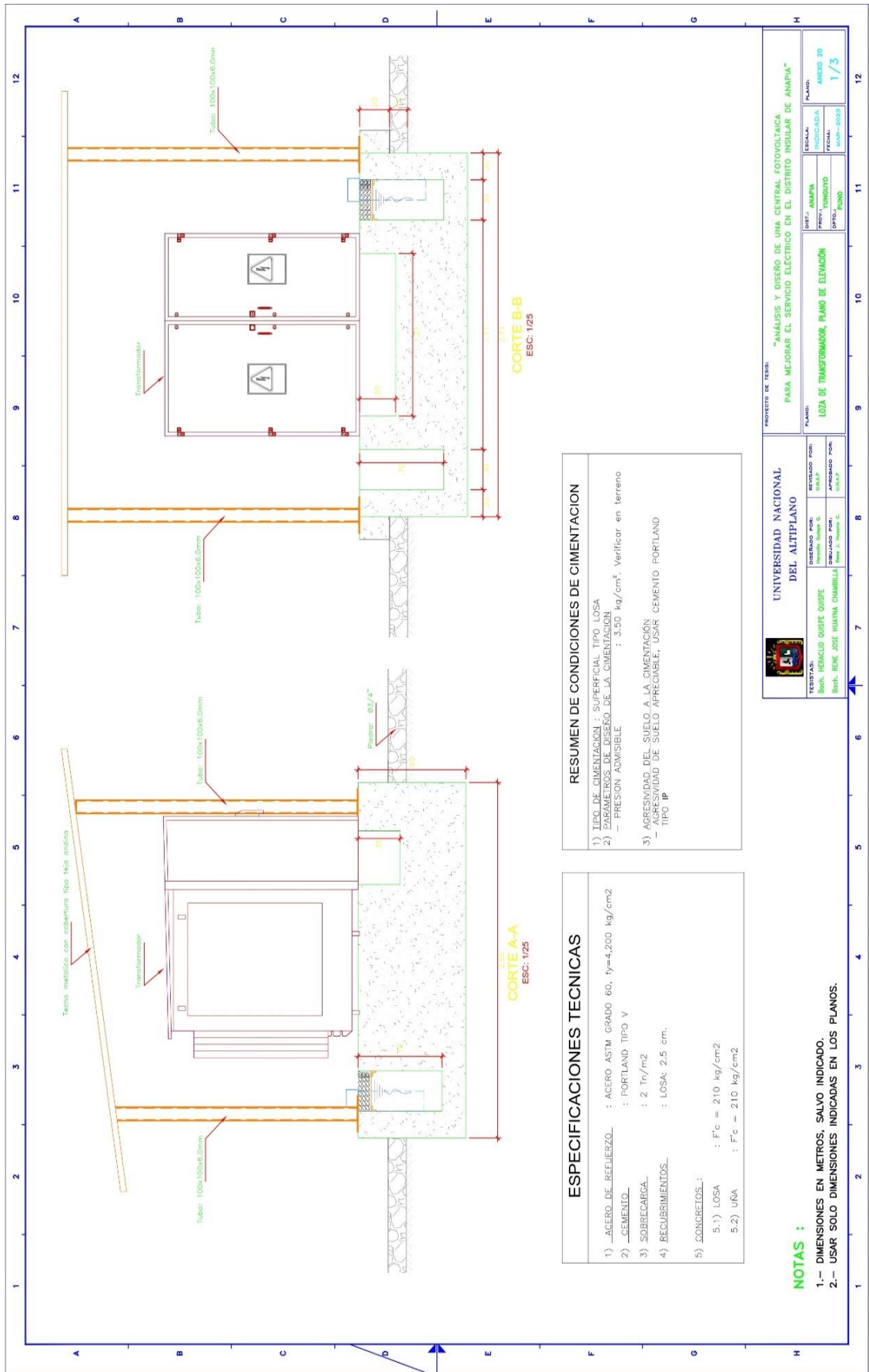
PLANO-17-SGFV. Detalle de estructuras de soportes



PLANO-18-SGFV. Mástil de pararrayo y cable de guarda



PLANO-19-SGFV. Loza de transformador



RESUMEN DE CONDICIONES DE CIMENTACION

1) TIPO DE CIMENTACION : SUPERFICIAL TIPO LOSA
 2) DIMENSIONES DE DISEÑO DE LA CIMENTACION : 3000 kg/cm². Verificar en terreno
 - PRESION ADMISIBLE

3) AGRESIVIDAD DEL SUELO A LA CIMENTACION :
 - TIPO IP

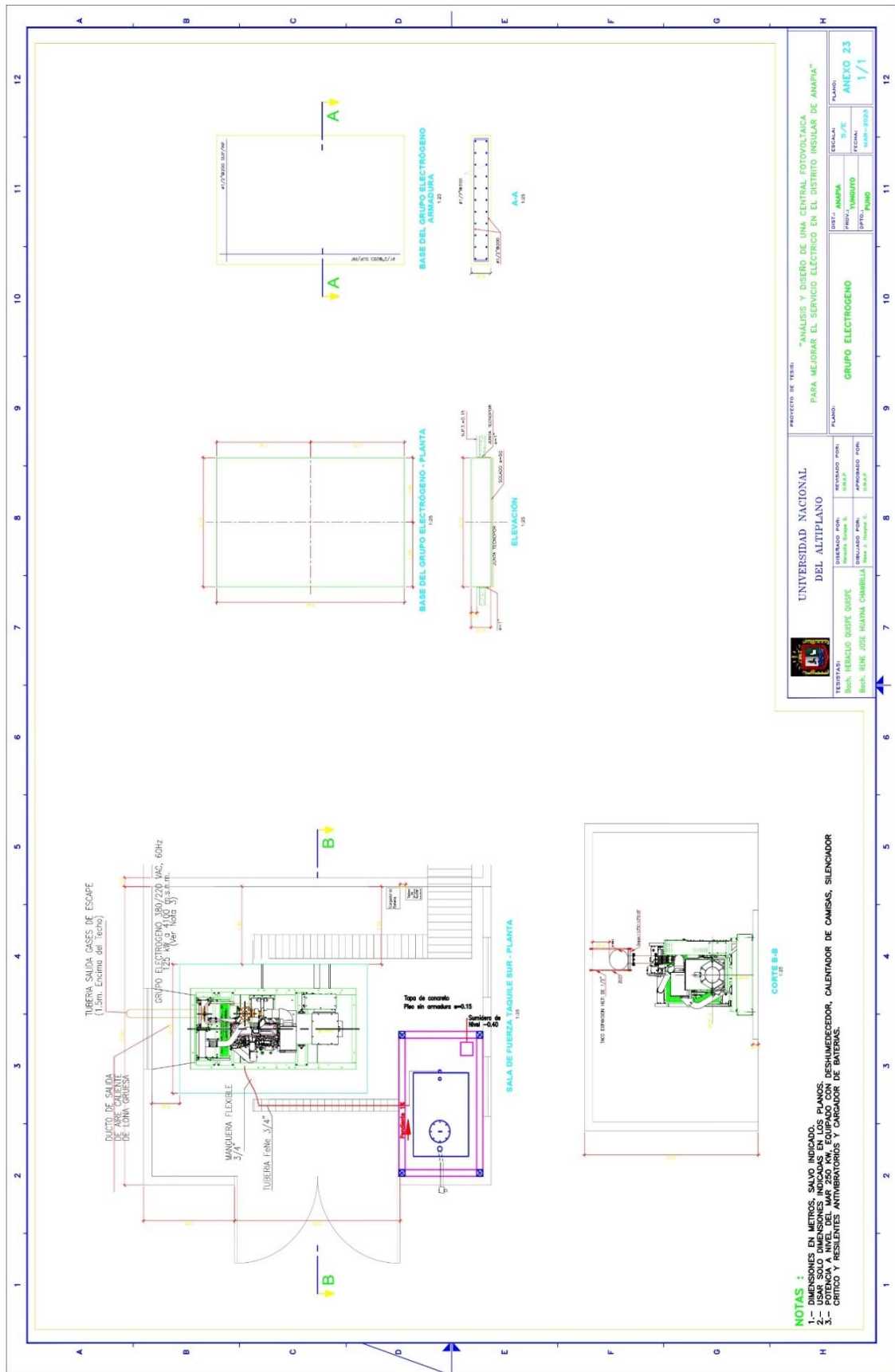
ESPECIFICACIONES TECNICAS

1) ACERO DE REFUEZDO : ACERO ASTM GRADO 60, fy=4,200 kg/cm²
 2) CEMENTO : PORTLAND TIPO V
 3) SOBRECARGA : 2 Tn/m²
 4) RECUBRIMIENTOS : LOSA: 2.5 cm.
 5) CONCRETOS :
 5.1) LOSA : F'c = 210 kg/cm²
 5.2) URA : F'c = 210 kg/cm²

NOTAS :
 1.- DIMENSIONES EN METROS, SALVO INDICADO.
 2.- USAR SOLO DIMENSIONES INDICADAS EN LOS PLANOS.

		UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO	
PROYECTO DE TESIS: "ANÁLISIS Y RISEÑO DE UNA GENERAL FOTOVOLTAICA PARA MEJORAR EL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL DISTRITO INSULAR DE ANAPIA"	PROYECTO: LOZA DE TRANSFORMADOR, PLANO DE ELEVACION	DIST.: ANAPIA PROV.: SUCRETO DPTO.: PUNO	ESCALA: REDUCIDA PRECIA: 1/3
TESTAS: Beth, HENALDO QUISE QUISE Beth, HENALDO QUISE QUISE Beth, HENALDO QUISE QUISE	DISEÑADO POR: HENALDO QUISE QUISE	REVISADO POR: HENALDO QUISE QUISE	APROBADO POR: HENALDO QUISE QUISE

PLANO-21-SGFV. Detalle de disposición de grupo electrógeno





DECLARACIÓN JURADA DE AUTENTICIDAD DE TESIS

Por el presente documento, nosotros Heraclio Quispe Quispe, identificado con DNI 75523041 y Rene José Huayna Chambilla, identificado con DNI 76126560 en nuestra condición de egresados:

Escuela Profesional, **Programa de Segunda Especialidad**, **Programa de Maestría o Doctorado**
Ingeniería Mecánica Eléctrica,

informamos que hemos elaborado la **Tesis** o **Trabajo de Investigación** denominada:

“ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA PARA MEJORAR EL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL DISTRITO INSULAR DE ANAPIA”

Es un tema original.

Declaramos que el presente trabajo de tesis es elaborado por nosotros y **no existe plagio/copia** de ninguna naturaleza, en especial de otro documento de investigación (tesis, revista, texto, congreso, o similar) presentado por persona natural o jurídica alguna ante instituciones académicas, profesionales, de investigación o similares, en el país o en el extranjero.

Dejo constancia que las citas de otros autores han sido debidamente identificadas en el trabajo de investigación, por lo que no asumiré como tuyas las opiniones vertidas por terceros, ya sea de fuentes encontradas en medios escritos, digitales o Internet.

Asimismo, ratifico que soy plenamente consciente de todo el contenido de la tesis y asumo la responsabilidad de cualquier error u omisión en el documento, así como de las connotaciones éticas y legales involucradas.

En caso de incumplimiento de esta declaración, me someto a las disposiciones legales vigentes y a las sanciones correspondientes de igual forma me someto a las sanciones establecidas en las Directivas y otras normas internas, así como las que me alcancen del Código Civil y Normas Legales conexas por el incumplimiento del presente compromiso.


Puno 24 de mayo del 2023



Heraclio Quispe Quispe



Huella



Rene José Huayna Chambilla



Huella



AUTORIZACIÓN PARA EL DEPÓSITO DE TESIS O TRABAJO DE INVESTIGACIÓN EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL

Por el presente documento, Nosotros Heraclio Quispe Quispe, identificado con DNI 75523041 y Rene José Huayna Chambilla, identificado con DNI 76126560 en nuestra condición de egresados de:

Escuela Profesional, Programa de Segunda Especialidad, Programa de Maestría o Doctorado

Ingeniería Mecánica Eléctrica, informamos que hemos elaborado

el/la Tesis o Trabajo de Investigación denominada:

“ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA PARA MEJORAR EL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL DISTRITO INSULAR DE ANAPIA”

para la obtención de Grado, Título Profesional o Segunda Especialidad.

Por medio del presente documento, afirmamos y garantizamos ser los legítimos, únicos y exclusivos titulares de todos los derechos de propiedad intelectual sobre los documentos arriba mencionados, las obras, los contenidos, los productos y/o las creaciones en general (en adelante, los “Contenidos”) que serán incluidos en el repositorio institucional de la Universidad Nacional del Altiplano de Puno.

También, doy seguridad de que los contenidos entregados se encuentran libres de toda contraseña, restricción o medida tecnológica de protección, con la finalidad de permitir que se puedan leer, descargar, reproducir, distribuir, imprimir, buscar y enlazar los textos completos, sin limitación alguna.

Autorizo a la Universidad Nacional del Altiplano de Puno a publicar los Contenidos en el Repositorio Institucional y, en consecuencia, en el Repositorio Nacional Digital de Ciencia, Tecnología e Innovación de Acceso Abierto, sobre la base de lo establecido en la Ley N° 30035, sus normas reglamentarias, modificatorias, sustitutorias y conexas, y de acuerdo con las políticas de acceso abierto que la Universidad aplique en relación con sus Repositorios Institucionales. Autorizo expresamente toda consulta y uso de los Contenidos, por parte de cualquier persona, por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales de autor y derechos conexos, a título gratuito y a nivel mundial.

En consecuencia, la Universidad tendrá la posibilidad de divulgar y difundir los Contenidos, de manera total o parcial, sin limitación alguna y sin derecho a pago de contraprestación, remuneración ni regalía alguna a favor mío; en los medios, canales y plataformas que la Universidad y/o el Estado de la República del Perú determinen, a nivel mundial, sin restricción geográfica alguna y de manera indefinida, pudiendo crear y/o extraer los metadatos sobre los Contenidos, e incluir los Contenidos en los índices y buscadores que estimen necesarios para promover su difusión.

Autorizamos que los Contenidos sean puestos a disposición del público a través de la siguiente licencia:

Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional. Para ver una copia de esta licencia, visita: <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

En señal de conformidad, suscribimos el presente documento.

Puno 24 de mayo del 2023

Heraclio Quispe Quispe



Huella

Rene José Huayna Chambilla



Huella