

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ENERGÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**



**“DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1MWp
CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA INTERNA EN MEDIA
TENSIÓN PARA REDUCIR LA FACTURACIÓN ELÉCTRICA DE
LA UNIDAD MINERA ANDALUCITA EN PAITA - PIURA”**

**TESIS PARA OBTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
EN ENERGÍA**

BACHILLER: MIGUEL ANGEL LAVERIANO HIDALGO

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Laveriano H.", written over a light blue circular stamp.

Bach. Miguel A. Laveriano Hidalgo

Callao, 2021

PERÚ

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Eliseo Paez Apolinario", written over a light blue circular stamp.

.....
ELISEO PAEZ APOLINARIO
INGENIERO MECANICO
ELECTRICISTA
Reg. CIP N° 19569

**“DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1MWp
CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA INTERNA EN MEDIA
TENSIÓN PARA REDUCIR LA FACTURACIÓN ELÉCTRICA DE
LA UNIDAD MINERA ANDALUCITA EN PAITA - PIURA”**

**ACTA N° 020 DE SUSTENTACIÓN DE TESIS CON CICLO TALLER DE TESIS PARA LA
OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA**

**LIBROFOLIO Na. ACTA N° 020 DE SUSTENTACIÓN DE TESIS CON CICLO TALLER DE TESIS PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA**

A los 26 días del mes febrero . del año 2021. siendo las 17:22 horas. se reunieron. en la sala meet: <https://meet.google.com/nqn-npve-juc>. el **JURADO DE SUSTENTACION DE TESIS** para la obtención del **TÍTULO** profesional de **Ingeniería en Energía** de la **Facultad de Ingeniería Mecánica y de Energía** . conformado por los siguientes docentes ordinarios de la **Universidad Nacional del Callao**:

- | | |
|-------------------------------------|------------|
| • Dr. Félix Alfredo Guerrero Roldán | Presidente |
| • Dr. Pablo Marnani Calla | Secretario |
| • Mg. Adolfo Orlando Bias Zarzosa | Miembro |
| • Mg. Eliseo Paez Apolinario | Asesor |

Se dio inicio al acto de sustentación de la tesis del Bachiller **LAVERIAND HIDALGO MIGUEL ANGEL**. quien habiendo cumplido con los requisitos para optar el Título Profesional de Ingeniero en Energía sustenta la tesis titulada "**DISEÑO DE UNA CENMAL FDIIVDLTAICA DE IMWp CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA INTERNA EN MEDIA TENSIÓN PARA REDUCIR LA FACTURACIÓN ELÉCTRICA DE LA UNIDAD MINERA ANDALUCITA EN PAITA - PIURA**", cumpliendo con la sustentación en acto público, de manera no presencial a través de la Plataforma Virtual. en cumplimiento de la declaración de emergencia adoptada por el Poder Ejecutivo para afrontar la pandemia del Covid- 18. a través del D.S. N° 044-2020-PCM y lo dispuesto en el OU N° 026-2020 y en concordancia con la Resolución del Consejo Directivo N° D38-2020-SU NEDU-CO y la Resolución Viceministerial N° 085-2020-MINEDU . que aprueba las "Orientaciones para la continuidad del servicio educativo superior universitario":

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

Se dio por cerrada la Sesión a las 18:15 horas del 26 del mes y año en curso.



Dr. Félix Alfredo Guerrero Roldán
Presidente de Jurado



Dr. Pablo Marnani Calla
Secretario de Jurado



Mg. Adolfo Orlando Bias Zarzosa
Miembro de Jurado



Mg. Eliseo Paez Apolinario
Asesor

DEDICATORIA

A mis madres Miguelina e Irma, quienes con su amor, comprensión y esfuerzo me han apoyado en todo el proceso de mi carrera universitaria. Gracias por inculcar en mí, el ejemplo de esfuerzo y perseverancia.

A todas las personas que se han sumado a mi desarrollo tanto personal como profesional, gracias por sus consejos y apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTO

Expresar primeramente mi gratitud a Dios, quien me protege y llena de bendición en todo momento de mi vida.

De igual manera mis agradecimientos a la Universidad Nacional del Callao, a la Facultad de Ingeniería Mecánica y Energía, a mis profesores quienes compartieron sus conocimientos a lo largo de mi carrera universitaria.

Agradecimiento especial al Mg. Eliseo Paez Apolinario, principal colaborador, quien con su dirección, conocimiento y enseñanza permitió el desarrollo de este trabajo.

ÍNDICE

ÍNDICE	1
ÍNDICE DE TABLAS.....	6
INDICE DE FIGURAS	8
RESUMEN	12
ABSTRACT	13
INTRODUCCIÓN.....	14
I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
1.1 Descripción de la realidad problemática.	16
1.2 Formulación del Problema.....	16
1.2.1 Problema General	16
1.2.2 Problemas específicos	16
1.3 Objetivos.....	16
1.3.1 Objetivo General	16
1.3.2 Objetivos Específicos	17
1.4 Limitantes de la investigación (teórico, temporal, espacial).....	17
1.4.1 Teórico	17
1.4.2 Temporal	17
1.4.3 Espacial.....	17
II. MARCO TEÓRICO	18
2.1 Antecedentes: Internacionales y nacionales.....	18

2.1.1	Antecedentes Internacionales	18
2.1.2	Antecedentes Nacionales.....	18
2.2	Bases teóricas	19
2.2.1	Radiación Solar	19
2.2.2	Movimientos de la Tierra con respecto al Sol.....	21
2.2.3	Radiación Solar	22
2.2.4	Posición del Sol.....	25
2.2.5	Subestación elevadora e instalación subterránea	33
2.3	Conceptual	44
2.3.1	Sistema Solar Fotovoltaico.....	44
2.3.2	Subestación elevadora	50
2.4	Definición de términos básicos	75
III.	HIPOTESIS Y VARIABLE	79
3.1	Hipótesis General e Hipótesis Específicas	79
3.1.1	Hipótesis General.....	79
3.1.2	Hipótesis Especifica	79
3.2	Definición conceptual de Variables.....	79
3.2.1	Variable Independiente	79
3.2.2	Variable Dependiente	79
3.3	Operacionalización de Variables	80
IV.	DISEÑO METODOLÓGICO	81

4.1	Tipo y diseño de investigación.....	81
4.1.1	Parámetros de diseño	81
4.1.2	Etapas de diseño.....	81
4.1.3	Ingeniería de Detalle	82
4.2	Método de Investigación.....	117
4.3	Población y muestra	117
4.4	Lugar de estudio y periodo desarrollado.....	117
4.5	Técnicas e instrumentos para la recolección de la información.....	118
4.5.1	Documental	118
4.6	Análisis y procesamiento de datos	119
4.6.1	Lista de Requerimientos.....	120
4.6.2	Estructura de funciones.....	122
4.6.3	Matriz morfológica	123
4.6.4	Concepto de solución optima	124
4.6.5	Esquema conceptual.....	125
V.	RESULTADOS	126
5.1	Resultados descriptivos.....	126
5.1.1	Sistema Fotovoltaico	126
5.1.2	Inversor	126
5.1.3	Conexionado DC.....	127
5.1.4	Transformador elevador	127

5.1.5	Cable Subterráneo N2XSY.....	128
5.1.6	Características eléctricas para la selección de componentes en la subestación.....	128
5.1.7	Selección de fusible de media tensión	128
5.1.8	Sistema de puesta a tierra	129
5.1.9	Sistema de Ventilación.....	129
VI.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	133
6.1	Contrastación y demostración de la hipótesis con los resultados.....	133
6.1.1	Contrastación de la Hipótesis general.....	133
6.2	Contrastación de los resultados con otros estudios similares.	134
6.3	Responsabilidad ética de acuerdo a los reglamentos.....	134
	CONCLUSIONES.....	135
	RECOMENDACIONES.....	137
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	138
	ANEXOS.....	146
A1.	Matriz de consistencia	147
A2.	Especificaciones Técnicas de Panel Fotovoltaico	148
A3.	Especificaciones Técnicas de Inversor de corriente	149
A4.	Especificaciones Técnicas de Transformador Trifásico Sumergido en Aceite.....	150
A5.	Especificaciones Técnicas Fusible Percutor.....	151

A6. Características Técnicas de cable N2XSY	152
A7. Características Técnicas de cable N2XSY	153
A8. Características Cable solar ZZ-F / H1Z2Z2-K.	154
A9. Diagrama Unifilar de la Central Fotovoltaica	155
A10. Conexión de Paneles e Inversores	156
A11. Equipamiento Electromecánico	157
A12. Conexión Central Fotovoltaica a Subestación Existente de la Unidad Minera	158
A13. Diagrama Unifilar Subestación Eléctrica Elevadora.....	159
A14. Sistema Puesta a Tierra Subestación Eléctrica Elevadora.....	160
A15. Sistema de Puesta a Tierra Central Solar	161
A16. Estructura de Soporte de Aluminio Anodizado	162
A17. Caseta de Subestación Eléctrica Elevadora.....	163
A18. Características Canalizaciones Buzones y Cimentación.....	164

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1 Comparativa entre datos básicos del Sol y de la Tierra.	20
Tabla 2. 2 Tensión nominal, máxima del sistema y máxima del equipo.....	33
Tabla 2. 3 Niveles de aislamiento. Practica en Europa y otros países.	34
Tabla 2. 4 Grados de Contaminación.....	34
Tabla 2. 5 Factor de corrección para temperatura del terreno diferente a 20°C.	37
Tabla 2. 6 Factor de corrección para resistividad térmica del terreno para cables unipolares en conductores enterrados (Tabla B.15).	38
Tabla 2. 7 Factor de corrección para grupos de cables unipolares de circuitos trifásicos enterrados. (Tabla B.21).	38
Tabla 2. 8 Factores de corrección para profundidad de tendido de cables dentro de tubo (Tabla B.13).	39
Tabla 2. 9 Profundidad del cable según Código Nacional de Electricidad Fuente: Tomado del Código Nacional de Electricidad Suministro 2011. (Ministerio de Energía y Minas, 2011)	39
Tabla 2. 16 Protección Diferencial 87	56
Tabla 2. 17 Principio Básico de la Protección diferencia de neutro sensible del Transformador 87N/87REF	57
Tabla 2. 18 Características de Operaciones Protección Sobre Corriente	58
Tabla 2. 19 Profundidad de Cable Subterráneo Segun CNE	61
Tabla 3. 1 Operacionalización de Variables	80
Tabla 4. 1 Evaluación para la Selección de la Zona de Instalación de la Central Fotovoltaica.....	85

Tabla 4. 2 Radiación Solar en un Plano Horizontal.....	86
Tabla 4. 3 Datos para el cálculo de arreglo de paneles solares.....	91
Tabla 4. 4 Datos de Corriente Máxima de Inversor y Panel Fotovoltaico.....	93
Tabla 4. 5 Resultados de Calculo para Arreglo de Paneles Fotovoltaicos.	93
Tabla 4. 6 Velocidad del Viento por Meses de la Zona de Instalación.	94
Tabla 4. 7 Tensión de Trabajo del Sistema Fotovoltaico	96
Tabla 4. 8 Caída de Tensión Admisible según IDAE	97
Tabla 4. 9 Características del Transformador Elevador.....	99
Tabla 4. 10 Capacidad Amperimétrica del Cable Corregido.	101
Tabla 4. 11 Capacidad Amperimétrica de catalogo.....	101
Tabla 4. 12 Características mínimas en la protección de media tensión.	105
Tabla 4. 13 Características Mínimas en Protección de B.T.	108
Tabla 4. 14 Constantes de Materiales para Puesta a Tierra.	109
Tabla 4. 15 Corriente de Falla Monofásica Asimétrica Máxima	109
Tabla 4. 16 Posición del Sistema de Puesta a Tierra.....	112
Tabla 4. 17 Consumo general en kWh de Unidad Minera.....	113
Tabla 4. 18 Energía Total Generada por la Central Fotovoltaica (Ed)	116
Tabla 4. 19 Ahorro Mensual en la Facturación con la Central Solar	116
Tabla 4. 20 Matriz Morfológica.....	123
Tabla 4. 21 Solución óptima de conexionado.....	124

INDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1 La estrella: El Sol	21
Figura 2. 2 Movimiento de Traslación y Rotación de la Tierra.....	22
Figura 2. 3 Radiación extra atmosférica	23
Figura 2. 4 Radiación reflejada	24
Figura 2. 5. Tipos de radiación Solar.....	25
Figura 2. 6 Posición del Sol en coordenadas polares y ángulos característicos.....	26
Figura 2. 7 Ángulos de declinación Solar	27
Figura 2. 8. Ángulo Horario	28
Figura 2. 9 Atlas mundial de irradiancia solar promedio en un plano inclinado 30° hacia el sur [<i>kWhm²/ dia</i>].....	30
Figura 2. 10 Mapa Solar del Perú.....	31
Figura 2. 11 Máxima caída de tensión.....	36
Figura 2. 12 Frecuencia	42
Figura 2. 13 Aspecto constructivo transformador eléctrico.....	42
Figura 2. 14 Conexiones de Devanados.....	43
Figura 2. 15 Sistema Fotovoltaico Aislado	44
Figura 2. 16 Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red	45
Figura 2. 17 Sistema Fotovoltaico Híbrido.....	46
Figura 2. 18 Panel monocristalino	47
Figura 2. 19 Panel Fotovoltaico Policristalino	48
Figura 2. 20 Panel fotovoltaico de capa fina (Amorfo).....	49
Figura 2. 21 Inversor de corriente.....	50

Figura 2. 22 Botella en Vacío Encapsulada en el Polo.....	51
Figura 2. 23 Interruptor de Potencia M.T. ABB VD4	52
Figura 2. 24 Transformador en Sumergido Aceite Dieléctrico.....	53
Figura 2. 25 Celda Modular Compacta	54
Figura 2. 26 Detalle de un Cable Directamente Enterrado.....	62
Figura 2. 27 Cable en Ductos de Concreto para el Cruce de Pistas o Tránsito de Maquinaria Pesada	62
Figura 2. 28 Interruptores Termomagnético Baja Tensión Corriente Alterna	63
Figura 2. 29 Tablero Eléctrico Baja tensión	64
Figura 2. 30 Cable de Baja Tensión DLO/RHH/RHW-2/RW90	65
Figura 2. 31 Cable de Media Tensión N2XSY	66
Figura 2. 32 Terminales Termo contraíbles de Media Tensión	67
Figura 2. 33 Barras de Cobre	68
Figura 2. 34 Intensidad Admisible para Barras de Cobre	68
Figura 2. 35 Aisladores Porta Barras Media Tensión.....	69
Figura 2. 36 Aisladores Porta barras Baja Tensión.....	69
Figura 2. 37 Aislador Capacitivo con Leds Presencia de Tensión	70
Figura 2. 38 Sistema de Puesta a Tierra.....	71
Figura 2. 39 Descargador de Sobretensión (Pararrayos)	72
Figura 2. 40 Ventilación de Entrada y Salida en la Subestación.....	74
Figura 4. 1 Localización de la Unidad Minera	83
Figura 4. 2 Alternativas de Terreno para Instalación de la Central Fotovoltaica	84

Figura 4. 3 Fotogrametría de la Zona Seleccionada.....	85
Figura 4. 4 Horizonte y Trayectoria Solar en Zona de la Unidad Minera. ..	87
Figura 4. 5 Orientación de los Paneles Fotovoltaicos para el Hemisferio Sur del planeta tierra.	88
Figura 4. 6 Ángulo Azimutal y Angulo de Inclinación.....	88
Figura 4. 7 Distancia Mínima entre Filas de Paneles	89
Figura 4. 8 Cable solar PV ZZ (Fuente: Top Cable)	96
Figura 4. 9 Recomendación de Fabricante para Selección del Fusible ..	106
Figura 4. 10 Diseño de Malla de la Central Solar 140mx112m.....	110
Figura 4. 11 Simulación de la medición de RPT, según IEEE-81,2013	110
Figura 4. 12 Resultado de la Medición de RPT	111
Figura 4. 13 Perdidas en Transformador de Distribución Sumergido en Aceite	112
Figura 4. 14 Consumo de Energía en kWh por meses.....	114
Figura 4. 15 Ubicación geográfica Unidad Minera Andalucita S.A.	118
Figura 4. 16 Ubicación geográfica Unidad Minera Andalucita S.A.	118
Figura 4. 17 Diagrama Lógico	119
Figura 4. 18 Lista de Requerimiento.....	120
Figura 4. 19 Caja Negra	122
Figura 4. 20 Caja Blanca.....	122
Figura 4. 21 Esquema Conceptual.....	125
Figura 5. 1 Características Principales del Transformador Elevador	127
Figura 5. 2 Capacidad de corriente cable N2XSJ de 50mm²	128

Figura 5. 3 Características Mínimas de Equipamiento de la Subestación Elevadora.....	128
Figura 5. 4 Diseño de Malla de la Central Solar 140mx112m.....	129
Figura 5. 5 Ahorro Mensual en la Facturación con la Central Solar.	130
Figura 5. 6 Simulación de la Sistema Fotovoltaico en PVSYST.....	131
Figura 5. 7 Simulación del Sistema Fotovoltaico en PVSYST.....	132

RESUMEN

Se realizó un diseño de una central fotovoltaica de 1MWp conectada a la red eléctrica interna en media tensión, para reducir la facturación eléctrica de la unidad minera Andalucita en Paita – Piura.

El tipo de investigación de la presente tesis es de tipo tecnológica y de diseño no experimental. EL objetivo del presente trabajo es diseñar una central fotovoltaica de 1MWp conectado a la red eléctrica interna en media tensión y lograr reducir la facturación eléctrica de la unidad minera andalucita en Paita – Piura.

Se eligió diseñar una central fotovoltaica por la abundante radiación que incide en la superficie de la zona, la radiación solar es captada por los paneles fotovoltaicos, el cual genera energía eléctrica en un sistema DC, es por ello que la energía eléctrica en DC, debe transportarse mediante cables hacia los inversores, que transformara la energía eléctrica continua (DC), a energía eléctrica alterna (AC). Se transforma en energía eléctrica alterna, con el fin de poder elevarlo a media tensión, mediante una subestación elevadora y conectarse a la subestación interna de la unidad minera. La generación de energía eléctrica a través de la central solar, será un beneficio económico y medioambiental para la unidad minera, puesto que generará ganancias, cuando, ya haya retorno de inversión. La presente tesis se consideró diseño viable económicamente, puesto que se genera un ahorro de energía mensual del 25.41%, y un ahorro en la facturación mensual del 17%.

PALABRA CLAVE: Radiación, Subestación, Paneles, Fotovoltaico.

ABSTRACT

A 1MWp photovoltaic plant connected to the internal medium voltage electrical grid was designed to reduce the electricity billing of the Andalusian mining unit in Paita - Piura.

The type of research in this thesis is technological and non-experimental design. The objective of this work is to design a 1MWp photovoltaic plant connected to the internal medium voltage electricity grid and to reduce the electricity billing of the Andalusian mining unit in Paita - Piura.

It was chosen to design a photovoltaic plant due to the abundant radiation that falls on the surface of the area, solar radiation is captured by photovoltaic panels, which generates electrical energy in a DC system, that is why electrical energy in DC must be transported by cables to the inverters, which will transform the continuous electrical energy (DC), to alternating electrical energy (AC). It is transformed into alternating electrical energy, in order to be able to raise it to medium voltage, through a booster substation and connect to the internal substation of the mining unit. The generation of electrical energy through the solar power plant will be an economic and environmental benefit for the mining unit, since it will generate profits, when there is already a return on investment. This thesis was considered an economically viable design, since it generates a monthly energy saving of 25.41%, and a saving in monthly billing of 17%.

KEYWORD: Radiation, Substation, Panels, Photovoltaic .

INTRODUCCIÓN

Según el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, COES SINAC, la producción de energía eléctrica producida por combustible fósil representa el 38.41% de la matriz energética del Perú, indicado en su reporte “Capítulo 04 – Producción de Electricidad del SEIN”, dicha producción, expulsa al ambiente gases de efecto invernadero (CO₂, CH₄, etc.), ocasionando una externalidad negativa global. Por lo cual, para disminuir los gases contaminantes causantes del cambio climático, se está optando, por fuentes de energías renovables no convencionales, como es la energía solar, la energía del viento, energía de la biomasa, etc.

De acuerdo al Decreto Legislativo N° 1002 (“DL 1002”), el estado peruano promueve el uso de fuentes de energías renovables.

Las energías Renovables son inagotables y amigables para el medio ambiente. En particular, la generación de energía solar puede constituirse como una solución para satisfacer la creciente demanda nacional de energía eléctrica.

El presente informe de tesis consta de la generación de 1MWp de energía eléctrica en media tensión, con el uso paneles fotovoltaicos.

La U.M. Andalucita, es consciente de los cambios desfavorables que está sufriendo nuestro planeta, y con el fin de reducir la facturación eléctrica, ha optado por instalar un parque de generación solar de 1MWp aprovechando la energía solar de la zona. Por tal efecto se realiza el diseño del sistema de generación fotovoltaica y la Subestación Eléctrica para la distribución de energía, basados en la normativa eléctrica nacional e internacional vigente, que están sujetas el desarrollo de ingeniería del mismo, donde se dimensionaran los equipos fotovoltaicos, equipo de transformación, equipos de protección eléctrica, etc.

Las instalaciones de la planta solar dispondrán de:

- a. Generación: Parque solar, en donde se encuentra los paneles fotovoltaicos, estructuras de soporte de aluminio, controladores, inversores, etc.
- b. Distribución: Subestación Eléctrica, en donde se encuentra el transformador, celdas de protección en M.T, recorrido subterráneo del

cable de media tensión, sincronización en la subestación existente de la U.M. Andalucita.

I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Descripción de la realidad problemática.

La Unidad Minera Andalucita se encuentra ubicado en la Carretera la Islilla km 9.4 Distrito de Paita, Provincia de Paita, Departamento de Piura, actualmente se encuentra en ampliación de su planta de producción, y ello conlleva al aumento de su carga eléctrica. Por lo cual se diseña una central fotovoltaica, con el fin de generar energía eléctrica mediante una fuente de generación amigable con el medio ambiente, aprovechando la abundante energía del sol que incide en la superficie de la zona. Asimismo, debe conectarse alimentando la red eléctrica de media tensión de la Unidad Minera, y poder reducir la facturación por compra de la energía eléctrica entregada por la concesionaria.

Es de vital importancia diseñar una Subestación Eléctrica con la finalidad de elevar la tensión a media tensión, proteger los equipos eléctricos y evitar que la energía generada sea inyectada a la red de la concesionaria, todo ello debe estar regulado y en concordancia con el MINEM, OSINERGMIN, COES y el Gobierno Regional.

1.2 Formulación del Problema

1.2.1 Problema General

¿Como se reducirá la facturación eléctrica, con el diseño de una central fotovoltaica de 1MWp conectado a la red eléctrica interna en media tensión en la unidad minera Andalucita en Paita - Piura?

1.2.2 Problemas específicos

- a. ¿Qué parámetros determinan, la selección de los equipos que conforman el sistema fotovoltaico?
- b. ¿Qué cálculos determinan, la selección de los equipos eléctricos que conforman la subestación eléctrica elevadora?

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Diseñar una central fotovoltaica de 1MWp conectado a la red eléctrica

interna en media tensión para reducir la facturación eléctrica de la unidad minera Andalucita en Paita – Piura.

1.3.2 Objetivos Específicos

- a. Determinar los parámetros correspondientes para la selección de los equipos que conforman el sistema fotovoltaico.
- b. Realizar los cálculos para la selección de los equipos eléctricos que conforman la subestación eléctrica elevadora.

1.4 Limitantes de la investigación (teórico, temporal, espacial).

1.4.1 Teórico

La presente investigación se encuentra basado en las Teorías de Radiación Solar, ángulo declinación del planeta tierra, subestaciones eléctricas, y redes subterráneas. La información para el desarrollo de la presente investigación, es de fácil acceso, puesto que se encuentra en la web al alcance de todos.

1.4.2 Temporal

El problema de la investigación es actual.

1.4.3 Espacial

La presente investigación se da en una unidad minera, y se podría replicar en toda unidad minera que cuente con el espacio geográfico adecuado para la instalación de una central solar.

II. MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes: Internacionales y nacionales.

2.1.1 Antecedentes Internacionales

- BECERRA VALENZUELA, Francisco. 2018. "Diseño de una central fotovoltaica de 50MW conectada a red en la provincia de Badajoz". (Valenzuela, 2018).

La tesis en mención me sirve de orientación sobre los procesos de ejecución en general de la planta solar, así como también el análisis presupuestario.

- GARCÍA DÍAZ, Marta. 2015. "Diseño de una Planta Fotovoltaica de Conexión a Red". Madrid: Universidad Carlos III de Madrid – Escuela Politécnica Superior, 2015. 136 pp. (Diaz, 2015).

La tesis en mención me sirve de orientación para el uso del software de desarrollo para los cálculos y dimensionamiento.

- GUARDIOLA PARERA, Roger. 2008. "Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de 1,1MW". Tarragona: Universidad Rovira y Virgili, 2008. 279 pp. (Parera, 2008)

La tesis en mención me sirve de orientación para realizar el cronograma de actividades, así como los planos de la planta solar fotovoltaica.

2.1.2 Antecedentes Nacionales

- MENDOZA, Jorge; PAUCA, Christian. 2018. "Diseño de un sistema solar fotovoltaico autónomo e interconectado de 100kW para el autoabastecimiento eléctrico, y rediseño de la iluminación existente usando lámparas led, para el fundo la católica majes". Arequipa: Universidad Católica de Santa María. (Roberto, y otros, 2018)

La tesis en mención me sirve de orientación para poder calcular los parámetros eléctricos de la planta solar fotovoltaica, selección y determinación de equipos, entre otras consideraciones de diseño.

- ROJAS, Jean. 2018. "Diseño de una central solar fotovoltaica de 30MW, para su análisis técnico, operativo y económico en el SEIN; ubicada en Tacna-2017". Pimentel: Universidad Señor de Sipán. (Genaro, 2018)

La tesis me sirve de orientación para las consideraciones en los cálculos y elección de los equipos de media tensión,

- BELLOTA, Luis. 2018. "Proceso de generación de energía eléctrica a partir de energía solar para uso industrial caso: planta de secado de mineral no metálico". Arequipa: Universidad Nacional de San Agustín. (Edmundo, 2018)

La tesis en mención me sirve como orientación de la normativa nacional aplicada a la generación de energía eléctrica por recursos renovables, así como también guía para los cálculos de equipos fotovoltaicos.

2.2 Bases teóricas

2.2.1 Radiación Solar

El sol es la principal fuente de energía de nuestro sistema solar, por ende, del planeta tierra. Según la ciencia y sus teorías, se formó hace 4650 millones de años, siendo el centro de nuestro sistema planetario, por lo cual le da el nombre de Sistema Solar.

El sol genera una fuerte atracción gravitatoria sobre los planetas del sistema, es por ello que los planetas giran a su alrededor.

La rotación del sol cambia con la latitud, ello es el periodo de rotación sobre su propio eje, el cual se da en 24 días en el ecuador y casi 36 días en los polos.

El Sol en el movimiento de traslación, gira en conjunto a todo el Sistema Solar alrededor del centro de la Vía Láctea, galaxia a la que pertenecemos, y el tiempo a demorar es de 200 millones de años en dar una vuelta completa. En la tabla 2.1. se observa datos básicos del Sol con respecto al planeta Tierra.

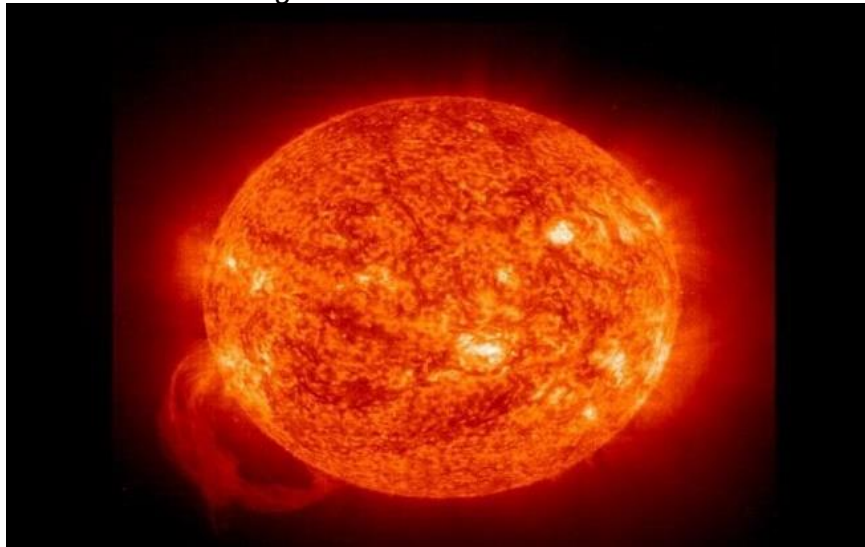
Tabla 2. 1 Comparativa entre datos básicos del Sol y de la Tierra.

DATOS BASICOS	
Masa: Absoluta (kg)	1,989 x 10 ³⁰
Relativa a la tierra (Tierra=1)	332 830
Radio: Ecuatorial(km)	695 000
Relativo a la Tierra (Tierra =1)	108,97
Superficie (m ²)	6,09 x 10 ¹⁸
Volumen (m ³)	1,41 x 10 ²⁷
Gravedad en su superficie (m/s ²)	274
Relativa a la Tierra (Tierra = 1)	28
Densidad (kg/m ³)	1411
Periodo rotacional (días)	25 – 36
Energía radiada por su superficie (kg/m ³)	63 000
Energía emitida por segundo (Ergios)	3,827 x 10 ³³
(kW)	3,96 x 10 ²³
Temperatura media superficial	5 800K

Fuente: Tomado de IDEMA (<http://ideam.gov.co>). (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, 2019)

La estabilidad del Sol y su distancia con respecto a la tierra, hace que la temperatura de nuestro planeta sea relativamente constante, lo cual se encontrará así, por mucho tiempo. Puesto que en los últimos tres mil millones de años ha cambiado muy poco, por ello se considera que la radiación solar es una fuente de energía inagotable.

Figura 2. 1 La estrella: El Sol



Fuente: Tomado de NATIONAL GEOGRAPHIC
(<https://www.nationalgeographic.es/espacio/el-sol-0>) (NATIONAL GEOGRAPHIC, 2018)

2.2.2 Movimientos de la Tierra con respecto al Sol

El planeta Tierra, así como los demás planetas del sistema Solar, se trasladan alrededor del Sol y giran sobre su propio eje.

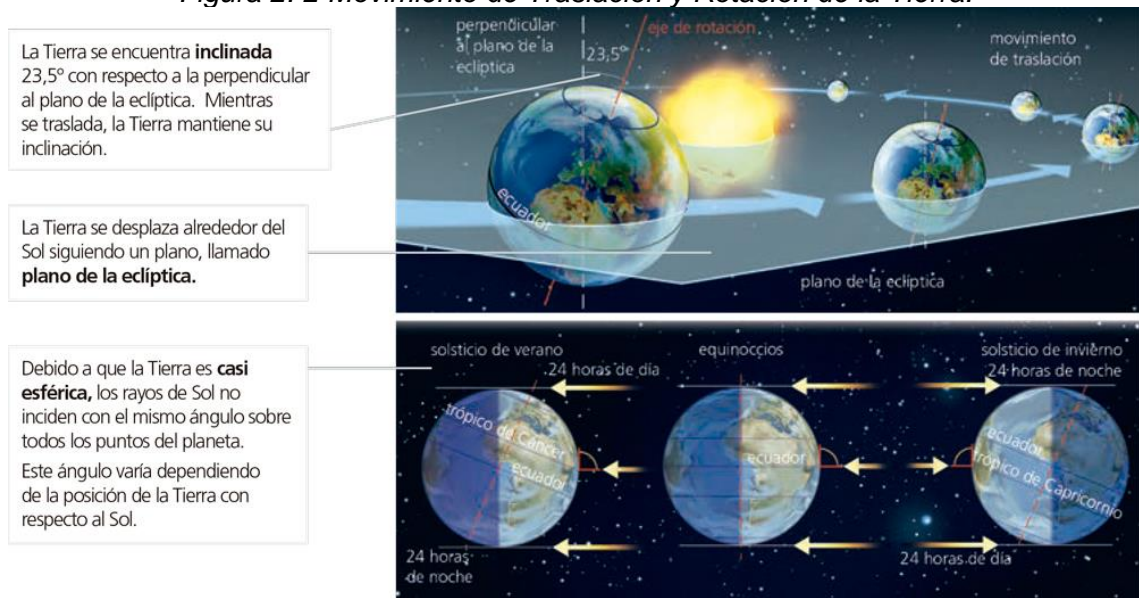
a. Traslación:

La tierra se desplaza alrededor del Sol describiendo una trayectoria elíptica de 930 millones de kilómetros de recorrido, a una distancia media del sol de 150 millones de kilómetros. El sol se encuentra ubicado en uno de los focos de la elipse.

b. Rotación:

La tierra gira en su propio eje de oeste a este. El tiempo de duración del movimiento de rotación es de 23 horas y 56 minutos, formando el día y la noche. La tierra por ser una esfera y gracias al movimiento de rotación, la radiación solar no incide en la superficie de todo el planeta en el mismo momento.

Figura 2. 2 Movimiento de Traslación y Rotación de la Tierra.



Fuente: Tomado de blinklearning

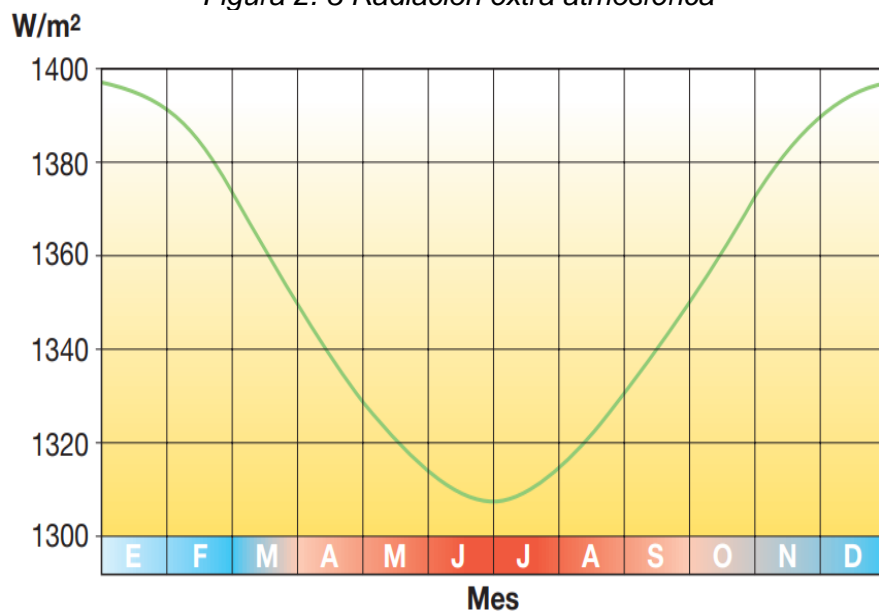
(<https://www.blinklearning.com/coursePlayer/clases2.php?idclase=24782189&idcurso=539679>) (blinklearning, 2017)

2.2.3 Radiación Solar

La radiación solar es transmitida mediante ondas electromagnéticas, dichas ondas no necesitan un medio material de transporte para propagarse, es por ello que la radiación emitida por el sol llega al planeta Tierra atravesando el espacio, la velocidad de las ondas en el vacío es de 299 792 km/s.

La constante solar es la cantidad de radiación solar recibida en la zona externa de la atmosfera del planeta, en un plano perpendicular a los rayos del Sol. El valor promedio de la radiación solar es de 1367 W/m² ± 3%, un valor que varía directamente con la distancia entre la Tierra y el Sol.

Figura 2. 3 Radiación extra atmosférica



Fuente: Tomado de Cuaderno de aplicaciones técnicas N°10 – Asea Brown Boveri, S.A. (Cuaderno de aplicaciones técnicas n° 10 , 2011)

La **irradiancia solar** es la intensidad de la radiación electromagnética solar incidente en una superficie de 1 metro cuadrado [kW/m^2]. Esta intensidad es igual a la integral de la potencia asociada a cada valor de la frecuencia del espectro de radiación solar. (Cuaderno de aplicaciones técnicas n° 10 , 2011).

La **irradiación solar** es la integral de la irradiancia solar a lo largo de un periodo de tiempo determinado [kWh/m^2]. Por tanto, la radiación que incide sobre una superficie horizontal está compuesta por radiación directa, relacionada con la irradiancia sobre la superficie, por radiación difusa, que llega a la superficie procedente de todo el firmamento y no de una parte específica del mismo, y por radiación reflejada en determinadas superficies del suelo y el entorno próximo (figura 2.4) (Cuaderno de aplicaciones técnicas n° 10 , 2011).

La radiación solar está compuesta de tres tipos de rayos:

- 49% - rayos infrarrojos el cual proporciona calor.
- 43% - rayos visibles el cual proporciona luz.
- 7% - rayos ultravioleta.
- 1% - otros tipos de rayos.

Tipos de Radiación:

La radiación Solar, llega a la superficie de la tierra, de tres diferentes formas:

a. Radiación solar directa:

Es la energía que llega a la superficie directamente, sin sufrir alguna dispersión en su trayectoria de la atmosfera.

b. Radiación solar difusa:

Es la energía que después de dispersarse en su camino a través de la atmósfera, llegue a la superficie de la tierra. Esta radiación en su mayoría se presenta más en días nublados, y puede llegar al 15% de la radiación global de los días soleados (Radiación directa).

c. Radiación reflejada:

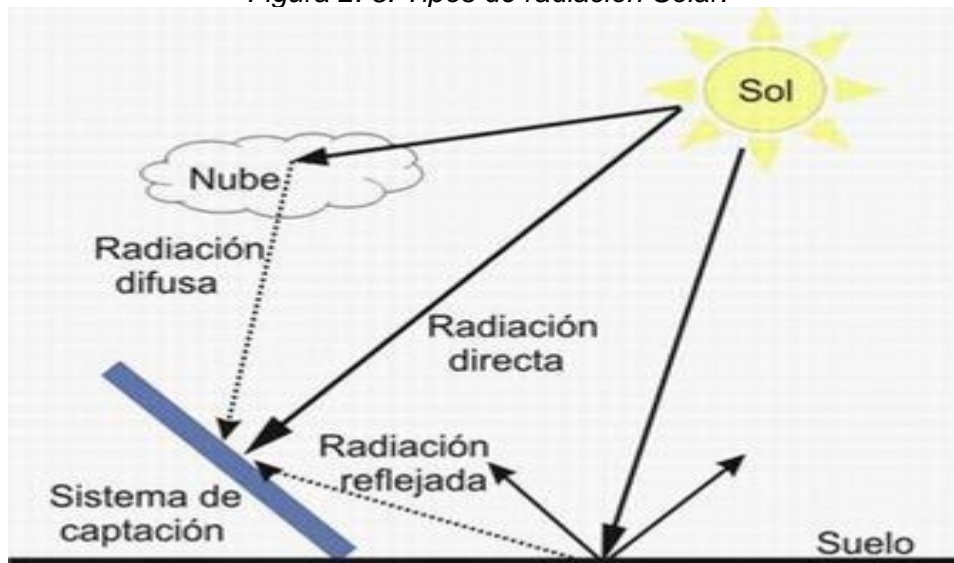
Es la energía que es reflejada por superficies, y la cantidad de radiación reflejada depende del coeficiente de *albedo* de la superficie.

Figura 2. 4 Radiación reflejada

Tipo de superficie	albedo
Caminos de tierra	0.04
Superficies acuosas	0.07
Bosque de coníferas en invierno	0.07
Asfalto desgastado	0.10
Tejados y terrazas alquitranados	0.13
Tierra (arcilla, caliza)	0.14
Hierba seca	0.20
Escombros	0.20
Hormigón desgastado	0.22
Bosque en otoño / campos	0.26
Hierba verde	0.26
Superficies oscuras de edificios	0.27
Hojas secas	0.30
Superficies claras de edificios	0.60
Nieve	0.75

Fuente: Tomado Cuaderno de aplicaciones técnicas N°10 – Asea Brown Boveri, S.A. (Cuaderno de aplicaciones técnicas n° 10 , 2011)

Figura 2. 5. Tipos de radiación Solar.



Fuente: Tomado de EFIHABITAT(<https://efihabitat.com/radiacion-directa-difusa-reflejada/>) (EFIHABITAT, 2017)

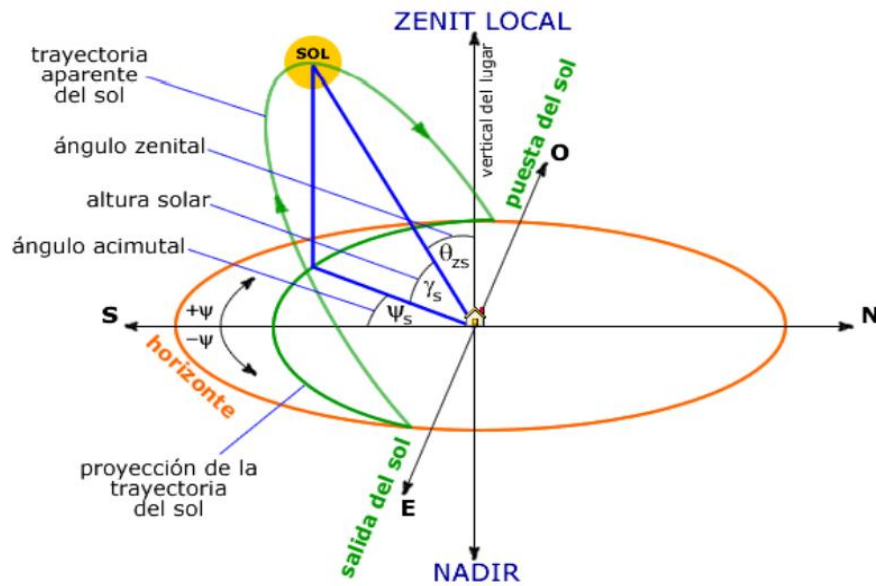
2.2.4 Posición del Sol

a. Angulo de Inclinación Optimo

Para el cálculo de la producción energética de una instalación solar es fundamental conocer la irradiación solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en el lugar en las diferentes épocas de los años. La situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura y el azimut del sol.

Se define la orientación mediante el azimut (para el sol, ψ , y para el captador, γ). El azimut solar es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol, hacia el norte por el noreste o por el noroeste, considerando la orientación sur con $\psi = 0^\circ$, y considerando los ángulos entre el sur y el noreste negativos y entre el sur y el noroeste positivos.

Figura 2. 6 Posición del Sol en coordenadas polares y ángulos característicos



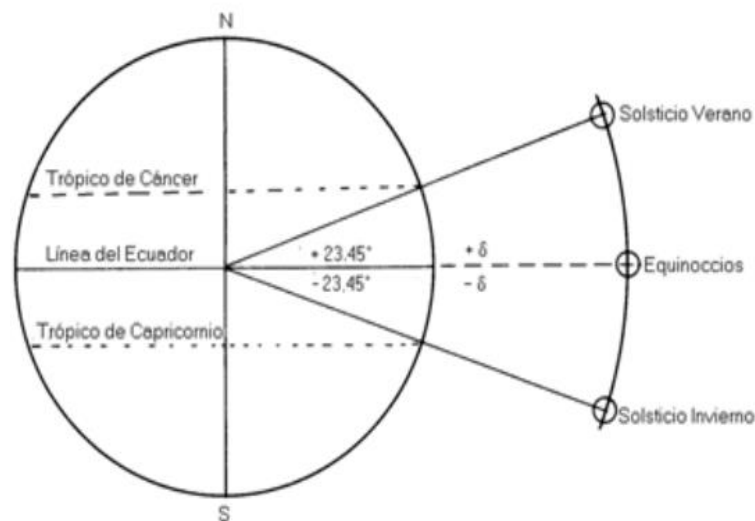
Fuente: Tomado de GRUPO IDEA
 (http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/02_radiacion/01_basico/2_radiacion_07.htm) (GRUPO IDEA, 2004)

Para establecer las coordenadas del Sol, es necesario conocer los siguientes parámetros:

- **Ángulo cenital (θ_z):** Es el ángulo formado por el radio vector Sol-Tierra y la vertical a la superficie del lugar. Es positivo a partir del zenit.
- **Ángulo acimutal (ψ):** Ángulo formado por la proyección del Sol sobre el plano del horizonte con la dirección del Norte. Positivo hacia el Oeste (0° a 180°) y negativo hacia el Este (0° a -180°).
- **Meridiano del lugar:** Circulo imaginario de la esfera terrestre, de longitud constante, que pasa por un punto (el lugar) y por los polos (zénit y nádir).
- **Latitud del lugar (ϕ):** Es el ángulo que existe entre el plano del ecuador y un punto de la superficie de la tierra.
- **Altura Solar (g_s):** Ángulo que forman los rayos solares sobre la superficie horizontal, y que es además complementario del cenital θ_z .

- **Horizonte:** Lugar geométrico de los puntos con altura cero, también llamado plano del observador.
- **Declinación Solar (δ):** Es el ángulo formado entre el plano ecuatorial de la Tierra y la línea Tierra-Sol. El signo de la declinación es positivo (+) cuando el sol incide perpendicularmente sobre algún lugar en el hemisferio norte, y es negativo (-) en el hemisferio sur debido al movimiento de la Tierra alrededor del Sol. Su valor oscila entre **-23.45°**, cuando el Sol se encuentra en la parte más baja del hemisferio sur, en el Solsticio de invierno (21 de diciembre), y **+23.45°** cuando se halla en la parte más alta del hemisferio norte, en el Solsticio de verano (21 de junio). Cuando el Sol pasa sobre el Ecuador terrestre, durante los equinoccios (de otoño el 23 de septiembre, y la primavera el 21 de marzo) toma el valor cero.

Figura 2. 7 Ángulos de declinación Solar



Fuente: Tomado de VADEMECUM REMER
 (<http://www.proteccioncivil.es/catalogo/carpeta02/carpeta24/vademecum17/vdm052.htm>) (VADEMECUM REMER, 2018)

Fórmula para hallar la declinación Solar:

$$\delta^\circ = 23.5 * \text{sen}\left(360 * \frac{284+d}{365}\right) \dots (1)$$

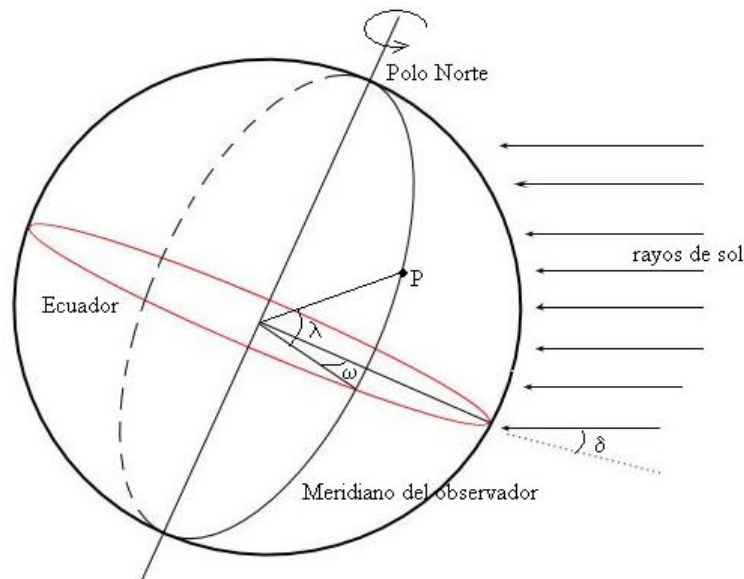
Donde:

δ° : Ángulo de declinación solar.

d: Día Juliano. Siendo el día Juliano (d=1 para el día 1 de enero, y d=365 para el 31 de diciembre).

Ángulo Horario (ω_s): El Ángulo horario indica el desplazamiento angular del Sol sobre el plano de la trayectoria solar. Se toma como origen del ángulo el mediodía solar y valores crecientes en el sentido del movimiento del Sol. Cada hora corresponde a 15° ($360^\circ/24$ horas).

Figura 2. 8. Ángulo Horario



Fuente: Tomado de Dinámica Celeste

(<http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/celeste/tiempo/tiempo.html>) (Garcia, 2016)

Fórmula para hallar el Ángulo horario:

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \delta * \tan \phi) \dots (2)$$

Fórmula Posición del Sol:

$$\text{Sen}(g_s) = \text{Cos}(\phi) * \cos(\delta) * \cos(\omega_s) + \text{sen}(\phi) * \text{sen}(\delta) \dots (3)$$

$$\text{Cos}(\theta_z) = \text{Sen}(\phi) * \text{sen}(\delta) * \text{sen}(\omega_s) + \text{cos}(\phi) * \cos(\delta) \dots (4)$$

$$\text{Sen}(\Psi) = \frac{\cos(\delta) * \text{sen}(\omega_s)}{\cos(g_s)} \dots (5)$$

Donde:

δ : Declinación Solar.

Φ : Latitud del lugar.

ω_s : Ángulo Horario

g_s : Ángulo altura Solar.

θ_z : Ángulo Cenital.

Ψ : Ángulo acimutal.

b. Energía Solar captada – Radiación Solar ($kW * h/m^2 * dia$)

Para cálculo de producción energía, se debe calcular la irradiancia solar de la superficie inclinada de los paneles solares de la instalación en estudio ($G_{dm}(\alpha, \beta)$), se encuentra en función de la orientación α y la inclinación β . Para la obtención del $G_{dm}(\alpha, \beta)$, es a partir del $G_{dm}(0)$, este valor es la tabulación de la irradiación solar en la superficie horizontal del lugar donde se instalará la planta solar, a su vez, se multiplicará por el factor de corrección "R", que corresponde a la latitud del lugar donde se llevará a cabo la instalación de la central fotovoltaica, a la orientación e inclinación escogida en cada mes.

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = R * G_{dm}(0) \quad \dots (6)$$

donde:

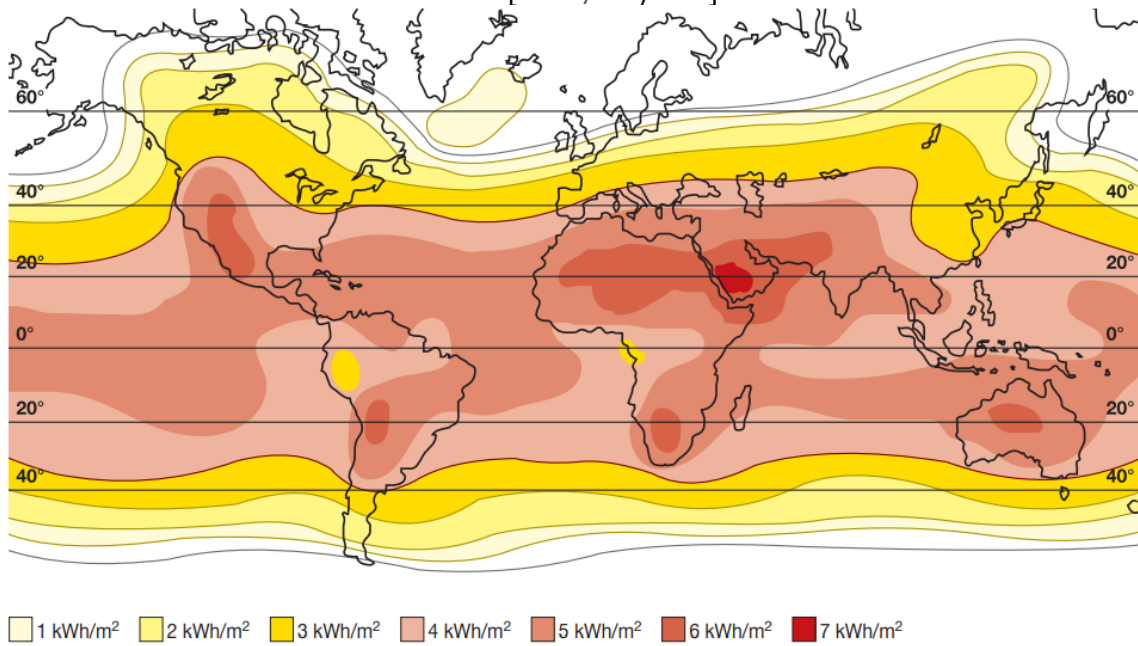
$G_{dm}(\alpha, \beta)$ = Energía captada por m^2 de superficie inclinada. ($kW * h/m^2 * dia$)

$G_{dm}(0)$ = Energía captada por m^2 de superficie horizontal. ($kW * h/m^2 * dia$)

R = Factor de conversión para α (orientación) y β (inclinación) en la latitud del lugar.

El cálculo de la energía diaria producida, por los paneles fotovoltaicos, se obtiene multiplicando $G_{dm}(\alpha, \beta)$ en ($kW * h/m^2 * dia$) por la **Potencia Nominal** del campo fotovoltaico en kWp.

Figura 2. 9 Atlas mundial de irradiancia solar promedio en un plano inclinado 30° hacia el sur [$kWh/m^2 / dia$]



Fuente: Tomado de Cuaderno de aplicaciones técnicas N°10 – Asea Brown Boveri, S.A. (Cuaderno de aplicaciones técnicas n° 10 , 2011)

Figura 2. 10 Mapa Solar del Perú



Fuente: Tomado de DELTAVOLT
 (https://deltavolt.pe/phocadownload/radiacion_anual.jpg) (DELTAVOLT, 2018)

c. Rendimiento General del Sistema Fotovoltaico.

El rendimiento general del sistema fotovoltaico, dependerá de las características técnicas de los equipos utilizados (paneles fotovoltaicos, baterías, inversor, cables), así como las condiciones de instalación y de mantenimiento.

El “rendimiento energético del sistema”, **PR** o “**Performance ratio**”, agrupa todas las **pérdidas** de la instalación.

$$PR = n_{pt} * n_{temp} * n_{disp} * n_{pol} * n_{ref} * n_{som} * n_{reg} * n_{inv} * n_{cab} * n_{bat} * n_{M.T.} \dots (7)$$

Donde:

n_{pt} : Rendimiento por punto de máxima potencia de un panel solar.

n_{temp} : Coeficiente temperatura de paneles (TONC-NOCT).

n_{disp} : Coeficiente de Disposición. Controlar tensión y corriente, todos los paneles para poder colocarlo en serie o paralelo, y así no afectar en la eficacia.

n_{pol} : Rendimiento por polución.

n_{ref} : Rendimiento por reflexión angular.

n_{som} : Rendimiento por sombras.

n_{reg} : Rendimiento del regulador.

n_{inv} : Rendimiento del inversor.

n_{cab} : Rendimiento del cable.

n_{bat} : Rendimiento de las baterías

$$n_{bat} = \left(1 - \frac{k_a * N}{P_d}\right) \dots (8)$$

Donde:

k_a : Coeficiente de auto descarga.

N : Días de autonomía.

P_d : Profundidad de descarga de la batería.

$n_{M.T.}$: Rendimiento del Transformador.

2.2.5 Subestación elevadora e instalación subterránea

a. Tensión máxima del sistema en media tensión.

Es la máxima tensión de operación que se puede presentar durante operación normal en cualquier momento y en cualquier punto del sistema.

De acuerdo a la R.M.N° 065-87-EM/DGE

Tabla 2. 2 Tensión nominal, máxima del sistema y máxima del equipo.

Tensión Nominal (kV)	Tensión Máxima del Sistema (kV)	Tensión máxima del equipo (kV)
10	10,5	12
13,2 / 7,62	13,8	15
20	21	24
22,9 / 13,2	24	27

Fuente: Tomado de Resolución Ministerial. N° 065-87-EM/DGE (MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, 1987)

b. Nivel de aislamiento

- **Niveles de tensión de pruebas eléctricas a frecuencia industrial y prueba de impulso**

Valores de tensión que caracterizan el aislamiento de un material o equipo, relativos a su aptitud para soportar los esfuerzos dieléctricos sin deterioro, falla, ni perforación. Los valores de niveles de aislamiento según el Código Nacional de Electricidad, la Norma IEC-71 y la NTP 370.002 se muestran a continuación.

Tabla 2. 3 Niveles de aislamiento. Practica en Europa y otros países.

Tensión max. Del equipo kV (eficaz)	Tensión no disruptiva al impulso (onda 1,2/50 μ s) kV pico		Tensión no disruptiva a frecuencia de servicio kV (eficaz)
	Lista 1	Lista 2	
3,6	20	40	10
7,2	40	60	20
12,0	60	75	28
17,5	75	95	38
24,0	95	125	50
36,0	145	170	70

Fuente: Tomado de la norma: ITINTEC N.T.P. 370.002. (INSTITUTO DE INVESTIGACION TECNOLOGICA INDUSTRIAL Y DE NORMAS TECNICAS, 1986)

- **Factores de longitud de fuga – según norma IEC 60815**

Factores para la selección de longitud de fuga, de los aisladores que conformaran la aparamenta eléctrica, según el nivel de contaminación que se presente en la zona de instalación.

Tabla 2. 4 Grados de Contaminación

Nivel de Contaminación	Descripción del Ambiente	Factor de longitud de fuga
		mm/kV ϕ - ϕ
NIVEL I	Explotación agrícola y forestal, sin ninguna industria (atmosfera limpia).	16
NIVEL II	Escasa suciedad (zonas al borde de localidades industriales), niebla frecuentes o intensas.	20
NIVEL III	Intensa suciedad industrial	25
NIVEL IV	Contaminación muy intensa y conductiva (proximidad a centrales térmicas, áreas industriales, químicas), brisa marina a orillas del mar.	31

Fuente: Tomado de Norma IEC 60815 (Comisión Electrotécnica Internacional , 2008)

Fórmula para hallar la longitud de fuga:

$$\text{Longitud de Fuga} = \text{Tension maxima de servicio} * \text{Factor de longitud de fuga} \dots (9)$$

c. Condición de operación

- **Altitud y temperatura de operación**

- Para sistemas que operan por encima de los 1000msnm, se multiplica la tensión calculada por el siguiente factor, así se determina el valor del nivel de aislamiento a esas condiciones.

$$F_h = 1 + 1,25(H - 1000) * 10^{-4}; H > 1000\text{msnm} \dots (10).$$

- Si la temperatura donde operara el sistema es mayor a 40°C, se debe multiplica por:

$$F_t = \frac{273+t}{313}; t = \text{temperatura normal de servicio} (>40^\circ\text{C}) \dots (11).$$

d. Nivel de aislamiento critico

Si las condiciones son severas con respecto a polución y nivel de humedad, nivel isoceraúnico se deberá incrementar el nivel de aislamiento calculado.

$$U_c = 2,1 * (U + 5) \dots (12)$$

U = tensión eficaz nominal en servicio (kV).

Uc = tensión no disruptiva bajo la lluvia a frecuencia de servicio (kV).

e. Red Subterránea

- **Caída de tensión permisible**

La sección de los conductores se calcula de tal manera que la caída de tensión desde el punto de diseño hasta la subestación, no exceda 3.5% de la tensión nominal del sistema.

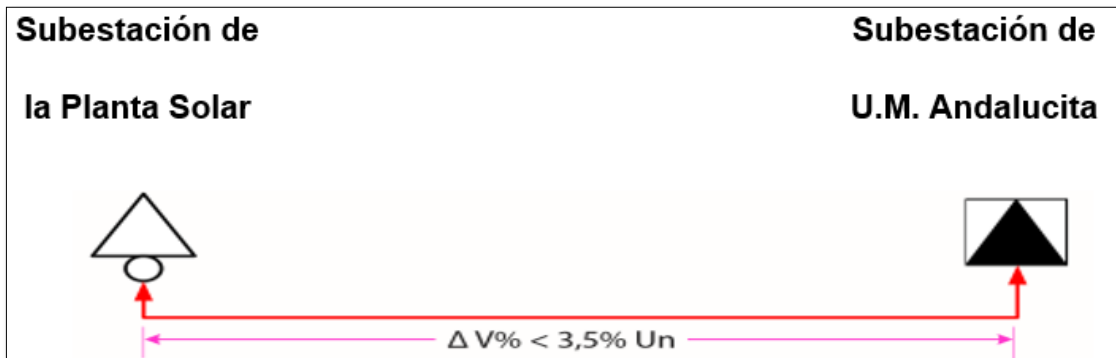
$$\Delta U = \sqrt{3} * I_N * L((R * \cos\Phi) + (X * \text{sen}\Phi)) \dots (13)$$

Donde:

I_N : Corriente Nominal (A).

- L : Longitud del cable (km).
- R : Resistencia por km del conductor (Ω / km).
- X : Reactancia por km del conductor (Ω / km).
- $\cos\phi$: Factor de potencia.

Figura 2. 11 Máxima caída de tensión.



Fuente: Tomado Instituto TECSUP – Diseño de red primaria. (TECSUP, 2019)

- **Corriente nominal**

Fórmula para calcular la corriente nominal:

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi} \quad \dots (14)$$

Donde:

- P : Potencia máxima.
- U : Tensión nominal.
- $\cos\phi$: Factor de potencia.

- **Corriente de cortocircuito**

La corriente de cortocircuito es la corriente que circula en los conductores y equipos en el instante de la falla.

La fórmula para calcular la corriente de cortocircuito es la siguiente:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad \dots (15)$$

Donde:

- S_{cc} : Potencia de cortocircuito.

U_n : Tensión nominal.

- **Selección del cable por corriente de cortocircuito**

La fórmula para la selección de la sección del conductor por la corriente de cortocircuito es la siguiente:

$$S_{Cu_{cc}} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{k} \quad \dots (16)$$

Donde:

I_{cc} : Corriente de cortocircuito (kA).

t : Tiempo de disparo del dispositivo de protección.

k : Constante del conductor.

- **Factores de corrección**

Los cables se instalan a diferentes condiciones, por lo que la capacidad amperimétrica brindada por la tabla de los fabricantes será multiplicada por los siguientes factores, según el CNE:

$$FC = FC_t * FC_{rtt} * FC_{pc} * FC_{pt} \dots (17)$$

Donde:

FC_t : Por temperatura del terreno.

FC_{rtt} : Por resistividad térmica del terreno.

FC_{pc} : Por proximidad de otros cables.

FC_{pt} : Por profundidad de tendido.

Tabla 2. 5 Factor de corrección para temperatura del terreno diferente a 20°C.

Temperatura máxima del conductor °C	Temperatura ambiente del terreno							
	10	15	25	30	35	40	45	50
90	1,07	1,04	0,96	0,93	0,89	0,85	0,80	0,76

Fuente: Tomado del Código Nacional de Electricidad – Utilización, 2006. (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2006)

Tabla 2. 6 Factor de corrección para resistividad térmica del terreno para cables unipolares en conductores enterrados (Tabla B.15).

Sección nominal del conductor (mm ²)	Valor de resistividad térmica del terreno (k. m/W)						
	0,7	0,8	0,9	1	2	2,5	3
16	1,20	1,17	1,14	1,11	0,92	0,85	0,79
25	1,21	1,17	1,14	1,12	0,91	0,85	0,79
35	1,21	1,18	1,15	1,12	0,91	0,84	0,79
50	1,21	1,18	1,15	1,12	0,91	0,84	0,78
70	1,22	1,19	1,15	1,12	0,91	0,84	0,78
95	1,23	1,19	1,16	1,13	0,91	0,84	0,78
120	1,23	1,20	1,16	1,13	0,91	0,84	0,78
150	1,24	1,20	1,16	1,13	0,91	0,83	0,78
185	1,24	1,20	1,17	1,13	0,91	0,83	0,78
240	1,25	1,21	1,17	1,14	0,90	0,83	0,77
300	1,25	1,21	1,17	1,14	0,90	0,83	0,77
400	1,25	1,21	1,17	1,14	0,90	0,83	0,77

Fuente: Tomado del Código Nacional Electricidad – Utilización, 2006. (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2006)

Tabla 2. 7 Factor de corrección para grupos de cables unipolares de circuitos trifásicos enterrados. (Tabla B.21).

Numero de agrupaciones de cables.	Distancia entre centros de los grupos de conductores (mm)				
	En contacto	200	400	600	800
2	0,78	0,85	0,89	0,91	0,93
3	0,66	0,75	0,81	0,85	0,88
4	0,59	0,70	0,77	0,82	0,86
5	0,55	0,66	0,74	0,80	0,84
6	0,51	0,64	0,72	0,78	0,83
7	0,48	0,61	0,71	0,77	0,82
8	0,46	0,60	0,70	0,76	-
9	0,44	0,58	0,69	0,76	-
10	0,43	0,57	0,68	-	-
11	0,42	0,56	0,67	-	-
12	0,40	0,55	0,67	-	-

Fuente: Tomado del Código Nacional Electricidad – Utilización, 2006. (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2006).

Tabla 2. 8 Factores de corrección para profundidad de tendido de cables dentro de tubo (Tabla B.13).

Profundidad del tendido en m	Cables unipolares		Cables tripolares
	Sección nominal del conductor en mm^2		
	$\leq 185 mm^2$	$> 185 mm^2$	
0,5	1,04	1,05	1,03
0,6	1,02	1,03	1,02
1	0,98	0,97	0,99
1,25	0,96	0,95	0,97
1,5	0,95	0,93	0,96
1,75	0,94	0,92	0,95
2	0,93	0,91	0,94
2,5	0,91	0,89	0,93
3	0,90	0,88	0,92

Fuente: Tomado del Código Nacional de Electricidad – Utilización, 2006. (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2006)

- **Profundidad**

La profundidad de instalación se indica en la tabla N°3 recomendada por el Código Nacional de Electricidad – Suministro.

Tabla 2. 9 Profundidad del cable según Código Nacional de Electricidad

Tensión fase - fase (V)	Profundidad de instalación (mm)
0 a 600	600
601 a 50000	1000
50001 a 250000	1500

Fuente: Tomado del Código Nacional de Electricidad Suministro 2011. (Ministerio de Energía y Minas, 2011)

f. Interruptor de potencia de M.T.

- **Cálculo de la corriente en régimen continuo (corriente nominal)**

La corriente nominal del interruptor se selecciona al doble de la corriente nominal de la subestación.

$$I_N = 2 * \frac{s}{\sqrt{3} * U} \quad \dots (18)$$

Donde:

s : Potencia aparente.

U : Tensión nominal.

$\cos\phi$: Factor de potencia.

- **Cálculo de la corriente de cortocircuito (de breve duración)**

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * U_n} \quad \dots (19)$$

Donde:

P_{cc} : Potencia de cortocircuito.

U_n : Tensión nominal.

- **Cálculo de la corriente de choque (corriente dinámica)**

Según resultados experimentales el valor de $\tau = 1,8$.

$$I_{CH} = \sqrt{2} * \tau * I_{cc} \quad \dots (20)$$

g. Transformador eléctrico elevador

La selección del transformador elevador de la subestación se basará en las siguientes normas:

- IEC 60076
- IEEE C57.152
- NTP 370.002

- **Potencia del Transformador**

La potencia del transformador se expresa en potencia aparente "S" (en kVA o MVA), su punto de operación debe estar entre el 80% y 90% de su potencia nominal. Con esta consideración se reduce las pérdidas notablemente, su régimen de temperatura es más bajo y contamos con una reserva para eventuales aumentos de carga.

$$\text{Potencia del Transformador(kVA)} = \frac{\text{Potencia Generada por los paneles KWp}}{f.p * ft} \quad \dots$$

(21)

Donde:

$f.p$: Factor de Potencia de las cargas.

f_t : Factor de trabajo. El valor se encuentra en el 80% y 90%.

- **Nivel Básico de Aislamiento (BIL).**

El nivel básico de aislamiento o BIL de un equipo eléctrico, es un nivel específico de aislamiento expresado en función del valor de cresta de un impulso estándar de rayo. El nivel de aislamiento se determinará en base a la tabla 2.3 del presente documento, según el nivel de tensión de operación (Centro de Investigación y Transferencia Tecnológica, 2018). Norma NTP 370.002, NTP-IEC 60076.

- **Frecuencia (Hz)**

Según el Sistema Internacional (SI), la frecuencia se mide en hercios (Hz) y es el número de ciclos por segundo de una onda sinusoidal de la corriente alterna. La frecuencia debe ser compatible con la frecuencia del sistema. En el Perú la frecuencia es 60Hz.

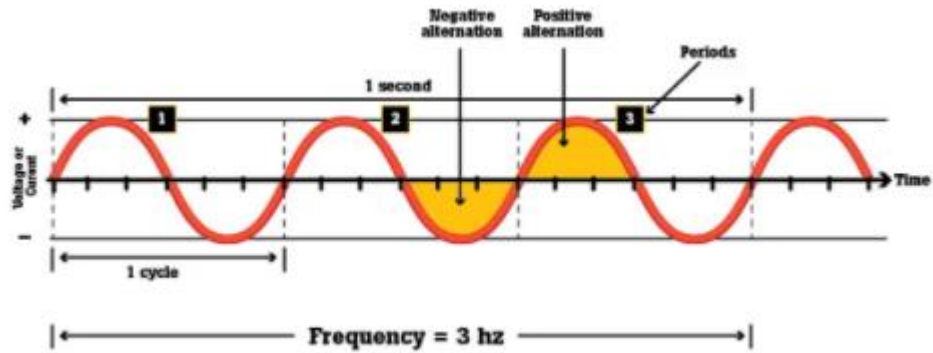
Hercio (Hz): Un hercio es igual a un ciclo por segundo.

Ciclo: una onda completa de corriente o tensión alterna.

Alternancia: la mitad de un ciclo.

Periodo: el tiempo requerido para producir un ciclo completo de una forma de onda. (Fluke Corporation, 2021)

Figura 2. 12 Frecuencia



Fuente: Tomado de Fluke (Fluke Corporation, 2021)

- **Relación de Transformación:**

En el transformador la relación de transformación es el nivel de tensión nominal del primario en relación con el nivel de tensión nominal del secundario, y es también relación con la relación del número de espiras del secundario con respecto al número de espiras del primario.

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} \dots (22)$$

Donde:

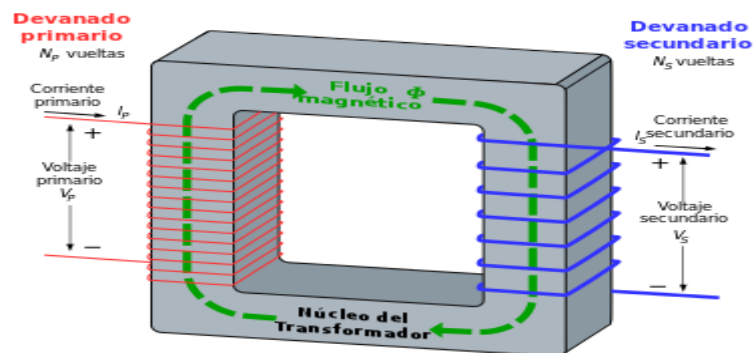
V_1 : Voltaje en el lado primario.

V_2 : Voltaje en el lado secundario.

N_1 : Número de espiras en el lado primario.

N_2 : Número de espiras en el lado secundario.

Figura 2. 13 Aspecto constructivo transformador eléctrico.

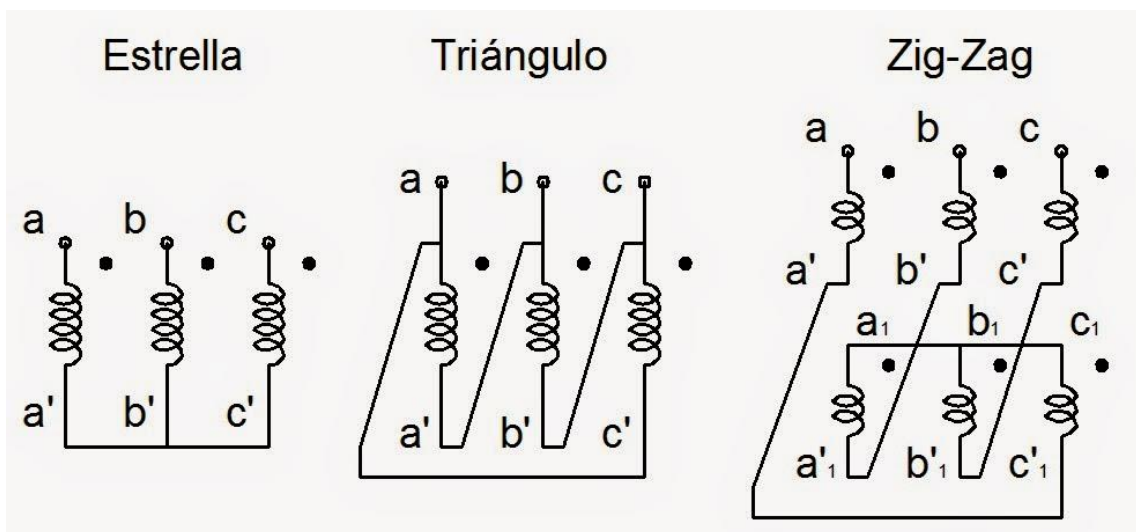


Fuente: Tomado de *Electrónica Unicrom* (<https://unicrom.com/transformador-ideal/>)
(*Electronica Unicrom*, 2017)

- **Grupo de conexión.**

Grupo de conexión de un transformador, es la denominación de la conexión del bobinado primario, bobinado secundario, y el desfase que hay entre ellas. Ejemplo de grupo de conexión: Dd6, Dyn5, Dyn11, Yy0, Yy6, etc.

Figura 2. 14 Conexiones de Devanados



Fuente: Tomado de FRAVEDSA
(<http://ingenieriaelectricafravedsa.blogspot.com/2014/11/conexiones-transformador.html>) (Fraved S.A., 2014)

2.3 Conceptual

2.3.1 Sistema Solar Fotovoltaico

En rasgos generales un sistema fotovoltaico es un conjunto de equipos que se encarga de transformar la energía producida por el Sol y transformarla en energía eléctrica, en parámetros definidos para su uso.

Los componentes principales del **sistema solar fotovoltaico** son:

a. Tipos de sistemas fotovoltaicos

- **Sistema fotovoltaico aislado**

Los sistemas fotovoltaicos aislados no se encuentran conectados a la red, y se conforman por paneles fotovoltaicos, inversor de corriente eléctrica DC/AC, regulador de energía, acumuladores de energía.

Estas plantas son viables, tanto técnica como económicamente, en lugares que no cuentan con red eléctrica disponible, o siendo el lugar de difícil acceso. En este tipo de sistemas se sobredimensiona la cantidad de paneles fotovoltaicos, con el fin de generar mayor energía de la que se va a utilizar, así se puede acumular energía eléctrica en baterías, para poder utilizarla en momentos de poca o nula radiación solar, como en día nublados o de noche respectivamente. Es necesario un inversor DC/AC, para energizar cargas en corriente alterna.

Figura 2. 15 Sistema Fotovoltaico Aislado



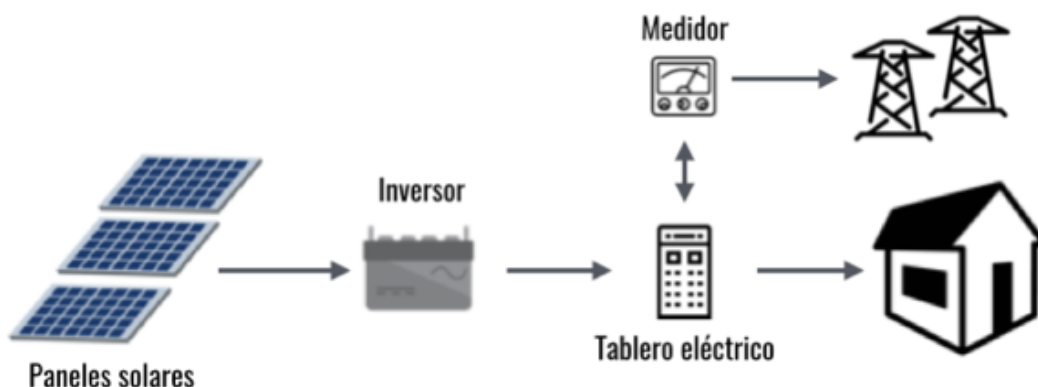
Fuente: Tomado de Greentouch (<https://www.greentouch.com.mx/productos/sistemas-fotovoltaicos/sistema-fv-aislado/>) (GREENTOUCH, 2016)

- **Sistema fotovoltaico conectado a la red**

El sistema fotovoltaico conectado a la red, no cuenta con acumuladores de energía. La energía producida es utilizada inmediatamente por el usuario final, energizando sus cargas eléctricas. Se encuentra conectada a la red eléctrica, con el fin de complementar la demanda de energía eléctrica, cuando el sistema fotovoltaico no se abastece.

Este tipo de sistemas se instalan cerca de las cargas eléctricas finales, la energía producida por dicho sistema, tiene mayor valor que la producida en centrales convencionales, puesto que minimiza los costos de inversión, en transporte y puesta de funcionamiento del sistema eléctrico.

Figura 2. 16 Sistema Fotovoltáico Conectado a la Red

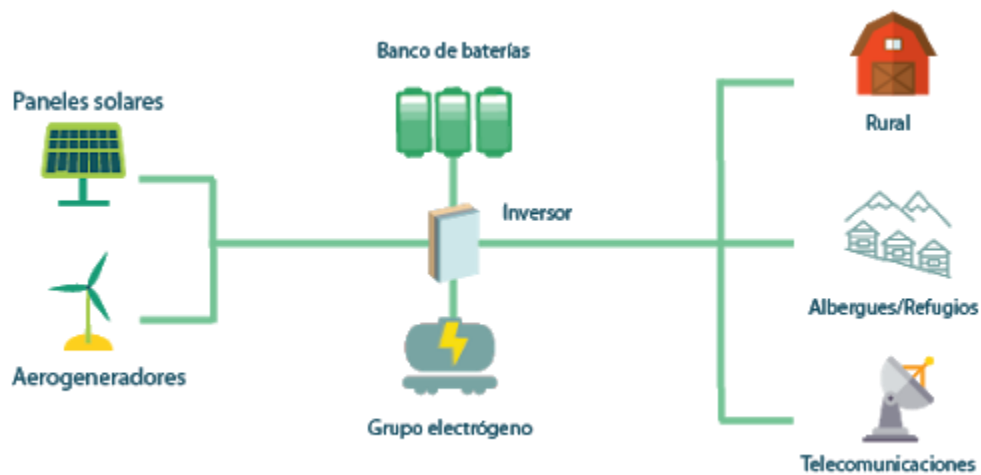


Fuente: Tomado de SUNSUPPLY (<http://www.sunsupplyco.com/tipos-de-sistemas-solares/>) (SUNSUPPLY, 2017)

- **Sistema fotovoltaico híbrido con baterías**

La configuración de este tipo de sistemas fotovoltaico, se compone de una fuente de energía externa a los paneles solares. La fuente de energía externa puede ser una turbina eólica, un generador con motor diésel, biodigestores (energía de la biomasa), etc. Ello aumenta la confiabilidad del sistema, y a su vez evita dependencia de una sola fuente de generación eléctrica.

Figura 2. 17 Sistema Fotovoltaico Híbrido



Fuente: Tomado de DESIGENIA (<http://desigenia.com/nuestras-soluciones/soluciones-energias-renovables/sistemas-energia-hibrida/sistema-fotovoltaico-hibrido/>) (DESIGENIA, 2018)

b. Generador fotovoltaico

Está compuesta por un conjunto de células fotovoltaicas conectadas entre sí, es donde se convierte la radiación solar en corriente eléctrica. Se encuentra basado en el efecto fotovoltaico, este tiene lugar cuando un electrón de la banda de valencia de un material (normalmente un semiconductor) es liberado a la banda de conducción al absorber un fotón con la suficiente energía que incide en el material. De hecho, tanto en los materiales semiconductores como en los aislantes los electrones no pueden moverse libremente. Sin embargo, al comparar los materiales semiconductores con los aislantes la banda prohibida de energía entre la banda de valencia y la de conducción (características de los materiales conductores) es pequeña, de manera que los electrones pueden alcanzar la banda de conducción fácilmente cuando captan energía del exterior. Esta energía puede ser suministrada por la radiación luminosa, de ahí el efecto fotovoltaico. (Cuaderno de aplicaciones técnicas n° 10 , 2011).

Tipos de paneles fotovoltaicos:

- **Panel fotovoltaico silicio monocristalino**

Estos paneles son de color oscuro y bordes redondeados, puesto que se fabrican a partir de bloques de silicio cilíndrico, con un

diámetro de 13 a 20 cm y una longitud de 200 cm, se obtiene cortando los cuatro lados del cilindro, consiguiendo laminas con bordes redondeados. Estos paneles se caracterizan por tener mayor eficiencia de 14 a 17%, así como su larga vida útil y sus propiedades se mantienen al paso del tiempo.

Figura 2. 18 Panel monocristalino



*Fuente: Tomado de Energía Renovables
(<http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>)
(Renovables, 2018)*

- **Panel fotovoltaico policristalino**

Estos tipos de paneles están formados por células policristalinas, son de color azul oscuro y completamente rectangulares por su fabricación. Los cristales se encuentran en diferentes direcciones, es característica de las células del silicio policristalino, comportándose de forma distinta frente a la luz.

La eficiencia del panel policristalino es menor que del monocristalino, es de un 12 a 14%

Figura 2. 19 Panel Fotovoltaico Policristalino



Fuente: Tomado de SolarTech(<https://www.solartech.com.co/product/panel-solar-policristalino-320w/?v=1508ceb44a9d>) (Solar Tech, 2020)

- **Paneles fotovoltaicos de capa fina**

Las células de capa fina están compuestas por material semiconductor depositado, normalmente como mezclas gaseosas, en soportes tales como vidrio, polímeros o aluminio, que le dan una consistencia física a la mezcla. La película semiconductor tiene un grosor de unas pocas micras, mientras que las células de silicio cristalino poseen un grosor de varios cientos de micras. Se utiliza cuando es necesario minimizar el peso del panel y adaptarlo a superficie curvas. La eficiencia del panel fotovoltaico amorfo es de 5% a 6% es muy baja a causa de las muchas resistencias que se oponen. (Cuaderno de aplicaciones técnicas n° 10 , 2011)

Los materiales usados son:

- Silicio amorfo.
- CdTeS (Telururo de cadmi – sulfuro de cadmio)
- GaAs (arseniuro de galio).
- CIS, CIGS y CIGSS (aleaciones de diseleniuro de indio cobre

Figura 2. 20 Panel fotovoltaico de capa fina (Amorfo).



CAPA FINA (Amorfos)

Fuente: Tomado de Ecofener (<https://ecofener.com/blog/tipos-de-paneles-solares/>) (ECOFENER, 2019)

c. Inversor de corriente

Un inversor es un equipo electrónico que tiene como función, transformar la corriente eléctrica de sistema continuo a corriente eléctrica de sistema alterno. Así como modifica la corriente, también transforma la tensión de continua a alterna, a un nivel aceptable para energizar las cargas eléctricas. Este equipo se utiliza con el fin de transformar la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos, a corriente alterna el cual se energizará el transformador elevador a una frecuencia de 60Hz.

Ejemplo, Puede transformar 48Vcc (continuo), a 220Vac (alterno) a una frecuencia de 60Hz.

Figura 2. 21 Inversor de corriente



Fuente: Tomado de Panellisolarifv (<https://panellisolarifv.com/diferentes-tipos-de-inversores-solares-cuales-son/>) (Panellisolarifv, 2020)

2.3.2 Subestación elevadora

a. Interruptor de potencia en vacío de media tensión

El interruptor de potencia es un dispositivo de conexión y desconexión, el cual de acuerdo con las normas ANSI e IEC, está definido como un dispositivo capaz de conectar, conducir e interrumpir corrientes bajo condiciones normales y también conectar y conducir corrientes por tiempo determinado e interrumpirlas bajo condiciones anormales o de falla, tales como las de cortocircuito. Tiene una doble función vital para la conexión y desconexión de circuitos, dado que su comportamiento en estado cerrado es la de un conductor con muy baja resistencia, en estado abierto su comportamiento debe ser la de un aislante ideal.

Adicionalmente se debe considerar que los interruptores deben tener también la capacidad de efectuar re-cierres, cuando sea una función requerida por el sistema.

La interrupción de la corriente en vacío

El interruptor en vacío no necesita un medio de interrupción y aislante. La botella no contiene por lo tanto material ionizable. Con la separación de

los contactos se verifica de todos modos la generación de un arco eléctrico que está constituido exclusivamente por la fusión y vaporización del material de los contactos.

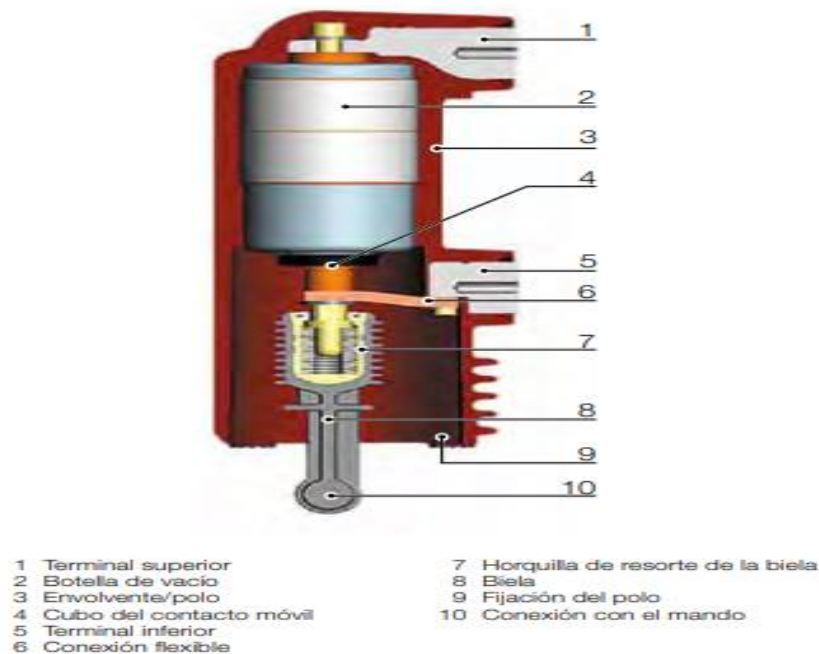
La energía externa mantiene el arco eléctrico hasta que no se anula la corriente en proximidad del cero natural.

A continuación, la brusca reducción de la densidad de carga transportada y la rápida condensación del vapor metálico, lleva a un inmediato restablecimiento de las propiedades dieléctricas.

La botella de vacío vuelve a adquirir su poder aislante y la capacidad de sostener la tensión transitoria de retorno, extinguiendo definitivamente el arco.

Como en el vacío es posible alcanzar una elevada rigidez dieléctrica, incluso con distancias mínimas, la interrupción del circuito esta garantizar también cuando la separación de los contactos pocos milésimos de segundo antes del pasaje de la corriente por el cero natural. (Asea Brown Boveri S.A., 2012)

Figura 2. 22 Botella en Vacío Encapsulada en el Polo



Fuente: Tomado de Catalogo ABB

([https://library.e.abb.com/public/f5a8a5af27564b109153e8453633f927/CA_VD4-50kA\(ES\)T_1VCP000001-1206b.pdf](https://library.e.abb.com/public/f5a8a5af27564b109153e8453633f927/CA_VD4-50kA(ES)T_1VCP000001-1206b.pdf)) (Asea Brown Boveri , 2012)

Figura 2. 23 Interruptor de Potencia M.T. ABB VD4



Fuente: Tomado de Catalogo ABB

[https://library.e.abb.com/public/f5a8a5af27564b109153e8453633f927/CA_VD4-50kA\(ES\)T_1VCP000001-1206b.pdf](https://library.e.abb.com/public/f5a8a5af27564b109153e8453633f927/CA_VD4-50kA(ES)T_1VCP000001-1206b.pdf) (Asea Brown Boveri , 2012)

b. Transformador elevador

El transformador es una máquina eléctrica de inducción electromagnética cuya función consiste en transferir electricidad entre dos sistemas de distinta tensión a la misma frecuencia.

Transformador elevador es un equipo eléctrico el cual se alimenta con una tensión alterna al primario, y lo transforma a una tensión alterna más elevada en el secundario.

Este equipo se debe diseñar para que resista el flujo de corriente máximo que circulara por los devanados, considerando el análisis de máxima demanda de la mina.

Del tablero general de los inversores, en su salida AC, será conectado al transformador elevador, este equipo eléctrico se encargará de elevar la tensión AC, de BT a un nivel de tensión igual al de la red existente de MT, para su posterior distribución a las subestaciones existentes de la mina

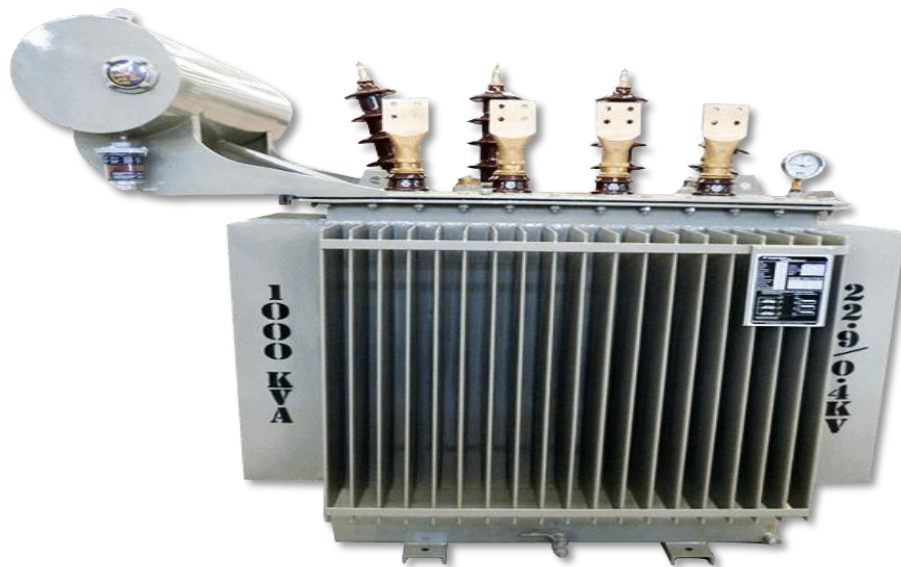
Andalucita. Fabricación según norma ITINTEC 370.002 – IEC 60076- IEE C57.152.

- **Transformador sumergido en aceite dieléctrico**

Es un transformador en donde su parte activa, formado por núcleo, bobinas, bridas, etc., se encuentran sumergidas en un líquido aislante como el aceite. El aceite puede ser de tipo vegetal, mineral, ester o de silicona.

La elección del aceite se encuentra vinculada al tipo de instalación y al requerimiento específico del cliente en caso de que se requiera asegurar garantías en cuanto a impacto del ambiente o seguridad en caso de siniestro (incendio).

Figura 2. 24 Transformador en Sumergido Aceite Dieléctrico.



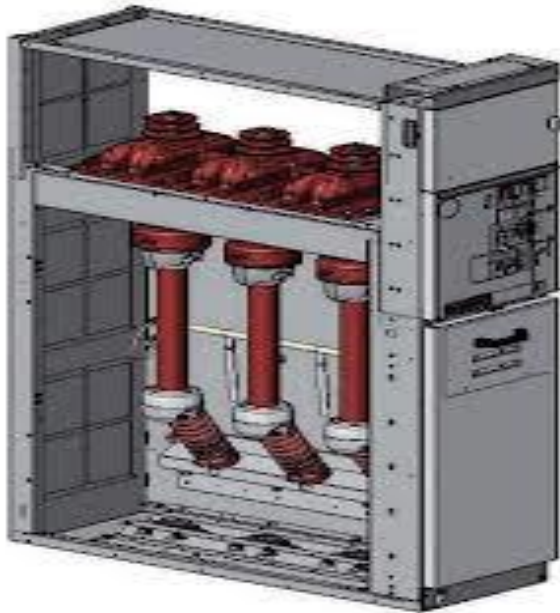
Fuente: Tomado de FASETRON (www.fasetron.com) (FASETRON S.R.L., 2020)

c. Celdas modulares y compacta

Se llama así al conjunto de equipos de maniobra ubicada dentro de una envolvente metálica de un centro de transformación, la cual está destinada a ser conectada a tierra, completamente ensamblada, con excepción de las conexiones exteriores, cuando se requiere incluyen los

transformadores de medida y equipos de medición y protección. Según la norma IEC 60298, las celdas deben ser metálicas y se pueden clasificar de la siguiente manera:

Figura 2. 25 Celda Modular Compacta



Fuente: Tomado de catálogo ABB

(<https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/eventos/medium-voltage-day-2016/unigear-zs1-digital---zs2---celdas-primarias-201610.pdf?sfvrsn=2>) (Asea Brown Boveri, 2016)

- **Celdas con aislamiento de aire (AIS)**

- i. Celda blindada (Metal Clad)

Equipamiento bajo envolvente metálica cuyos elementos están dispuestos en el interior de compartimientos separados por chapas de acero.

Las divisiones entre compartimientos deben ser metálicas y puesta a tierra. Esto asegura que ningún potencial eléctrico pueda afectar a un operador que trabaje en la celda.

- ii. Celda compartimentada

Distribución de la celda como la del tipo blindado, el equipamiento bajo envolvente metálica cuyos elementos están dispuestos en el interior de compartimientos separados como tabiques aislantes.

iii. Celda en bloque

Equipamiento bajo envolvente metálica cuyos elementos están dispuestos con menos particiones que las blindadas o compartimentadas o no tienen ninguna partición.

- **Celdas con aislamiento de gas (GIS)**

En este tipo de celdas el aire es sustituido por un gas diferente, el gas más utilizado es el SF₆. Las celdas pueden ser de:

- i. Aislamiento parcial en SF₆

En este tipo de celdas el gas aislante SF₆ se encuentra en el interior de los equipos de protección como interruptores, seccionadores de potencia. Mientras estos equipos son envueltos por el aire del ambiente, puesto que las celdas no son herméticas.

- ii. Aislamiento integral en SF₆

En este tipo de celdas el gas aislante SF₆ se encuentra en el interior de los equipos de protecciones como interruptores, seccionadores de potencia, así mismo estas protecciones se encuentran cubiertas del gas SF₆. La envolvente metálica es totalmente hermética para evitar que el gas aislante se expanda al exterior. Cuenta con manómetros, con el fin de monitorear la presión del gas aislante, y así cerciorarse que no se presente ninguna fuga.

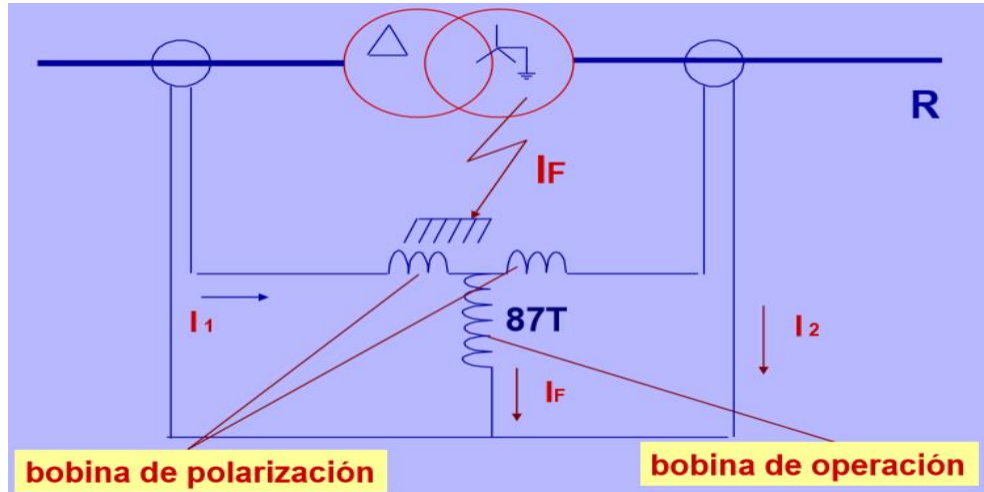
d. Protección eléctrica en media tensión.

- **Protección Diferencial 87**

El principio de operación de la protección diferencial (87) se basa en la ley de corriente de Kirchoff, en donde la corriente que entra a un nodo es igual a la corriente que sale del nodo. De haber una falla en el nodo protegido la corriente entrante será diferente de la corriente saliente, de ahí el término diferencial. Principio: Se basa en la discriminación por comparación. Zona de Protección: Delimitada por la ubicación de los TC's.

Se emplea: Para detectar fallas internas y en las conexiones que se encuentran dentro de la zona de protección.

Tabla 2. 10 Protección Diferencial 87



Fuente: Curso Integral Protecciones Eléctricas – TECSUP (Instituto TECSUP, 2019)

- **Protección diferencial de neutro sensible del transformador – 87N**

La función de protección diferencial de faltas a tierra contempla las siguientes características:

Detecta fallas a tierra en transformadores, reactancias transversales, reactancias trifásicas de puesta a tierra o máquinas rotatorias en las cuales el punto neutro este puesto a tierra.

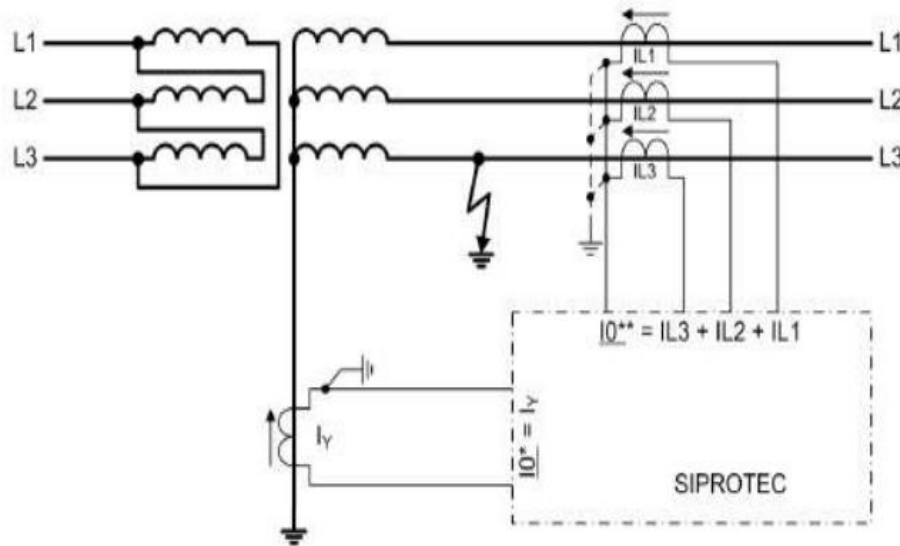
Tiene una sensibilidad alta para fallas a tierra cercanas al punto neutro.

Es una protección principal suplementaria a la protección diferencial longitudinal.

Protege transformadores con reactancia trifásica de puesta a tierra en la zona de protección. Aquí es necesario utilizar un transformador de intensidad en la conexión del punto neutro, es decir, entre el punto neutro y tierra. El transformador de punto neutro y los transformadores de intensidad de fase delimitan la zona de protección.

Se adapta automáticamente al lado con la intensidad más elevada en los autotransformadores y evita de esta manera un disparo intempestivo en caso faltas a tierra externas.

Tabla 2. 11 Principio Básico de la Protección diferencia de neutro sensible del Transformador 87N/87REF



Fuente: Curso Integral Protecciones Eléctricas – TECSUP. (Instituto TECSUP, 2019)

- **Protección de sobre corriente 50/50N/51/51N**

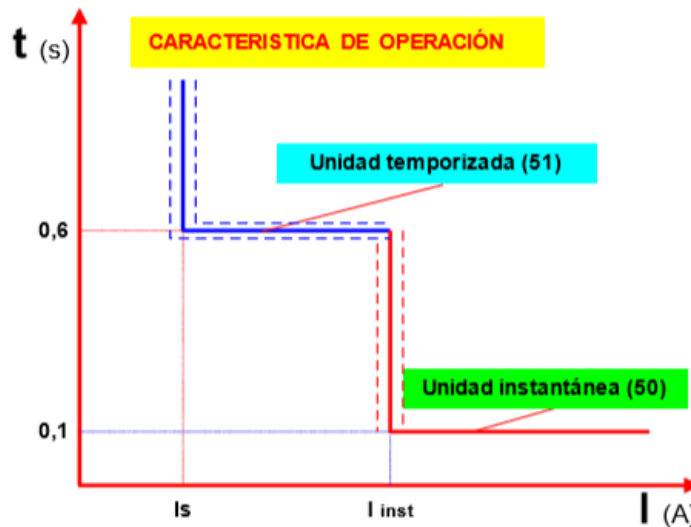
Con las protecciones del apartado 3.2.4.1. y 3.2.4.2, el transformador de potencia queda protegido ante fallas internas. Por lo tanto, es necesario añadir protecciones de respaldo que actúen como complemento de las protecciones principales de barras, líneas y cables que alimentan al transformador.

- Protección Sobrecorriente Instantánea (50): Una vez superado el valor referencia, operan de manera inmediata, sin tiempos de retardo en su operación. No incluye retardo la actuación.
- Protección Sobrecorriente con retardo intencional en el trip (51): Esta protección si incluye retardo, es de característica temporizada.
- Protección Sobrecorriente instantánea para fallas a tierra (50N): Una vez superado el valor de referencia, operan de manera

inmediata, sin tiempos de retardo en su operación. No incluye retardo en la actuación.

- Protección Sobrecorriente con retardo Intencional en el trip para fallas a tierra (51N): Esta operación si incluye retardo, es de característica temporizada.

Tabla 2. 12 Características de Operaciones Protección Sobre Corriente



Fuente: Curso Integral Protecciones Eléctricas – TECSUP. (Instituto TECSUP, 2019)

- **Protección Sub-Tensión (27).**

La protección de SUBTENSION “observa” o mide la tensión de barras. Si esta tensión es menor a un determinado valor prefijado, el relé actúa o “arranca” y luego de cumplirse la temporización ajustada “emite una alarma”.

Los voltajes bajos en la red son perjudiciales para la correcta operación de las instalaciones. Producen la reducción en el nivel de iluminación en las lámparas incandescentes, problemas de arranque en los motores, etc. Debido a lo anterior es necesario que se prevea esta posible condición a fin de proveer las protecciones adecuadas y evitar los inconvenientes de este tipo de fallas. (Instituto TECSUP, 2019)

- **Protección Sobre-Tensión (59).**

La protección de SOBRETENSION “observa” o mide la tensión de barras. Si esta tensión es mayor a un determinado valor prefijado, el relé actúa o “arranca” y luego de cumplirse la temporización ajustada emite “alarma y/o dispara”.

Generalmente tiene dos niveles de distintos de sobretensión uno de alarma y otro de disparo.

Si el nivel de sobretensión es superior al nivel de alarma e inferior al de disparo, permite que al centro de control tomar medidas correctivas, corrigiendo la situación por intermedio del cambiador de punto de los transformadores de potencia.

Superando el nivel de disparo protege la aislación del equipamiento de potencia. (Instituto TECSUP, 2019)

- **Protección de máxima y mínima frecuencia (81)**

Relé que acciona a un valor determinado de la frecuencia (mayor, menor o igual a la normal) o cuando la frecuencia varía a una velocidad dada. (Instituto TECSUP, 2019)

Los reglajes de los umbrales frecuencia F_s , posibles son:

- Para 81m:
 - 45 a 50 Hz (si $F_n = 50$ Hz)
 - 55 a 60 Hz (si $F_n = 60$ Hz),
- Para 81M:
 - 50 a 55 Hz (si $F_n = 50$ Hz)
 - 60 a 65 Hz (si $F_n = 60$ Hz).

- **Relé direccional de potencia (32P)**

Relé que acciona sobre un valor deseado de potencia en una dirección dada, o sobre la potencia invertida resultante del retroceso del arco en los circuitos de ánodo o cátodo de un

rectificador de potencia.

Esta es una protección de uso prácticamente exclusivo en aplicaciones de generación eléctrica, ya que su función consiste en:

Evitar que la instalación de autoproducción (o cogeneración) siga revertiendo energía a la red a la que está conectado cuando se produzca alguna anomalía, como micro cortes, por ejemplo, que impliquen una desenergización de la red a partir de la fuente principal y los cogeneradores puedan “intentar” alimentar los abonados de la compañía conectados a esta red. (Instituto TECSUP, 2019).

- ***Protección direccional de tierra (67N)***

Su función es la detección direccional de defectos fase-tierra.

- Máxima corriente residual direccional.
- Direccional de tierra.
- Vatímetro homopolar. (Instituto TECSUP, 2019)

e. Distribución

Transformada la energía esta será trasladada a través de canalización subterránea, y buzones de media tensión como parte del diseño. El tipo de cable a utilizar para trasladar la energía en M.T. de la planta de generación solar, es N2XSY 18/30kV 3-1x50mm².

- ***Tipos de Canalización***

Las canalizaciones eléctricas, son los elementos que se encargan de contener los conductores eléctricos. La función de las canalizaciones eléctricas son proteger a los conductores, ya sea de daños mecánicos, químicos, altas temperaturas y humedad; también, distribuirlo de forma uniforme, acomodando el cableado eléctrico en la instalación.

Las canalizaciones son una parte importante de la instalación eléctrica ya que por medio de ellas se puede decir que se transmite

la energía eléctrica en las distintas áreas de un proyecto arquitectónico. También son parte fundamental de la protección al usuario ya que estas previenen algún tipo de daño en la distribución de la energía.

i. Subterránea

Para advertir la presencia de un cable enterrado, sobre el cable se ponen una serie de señalizaciones como cintas, ladrillos, etc., para indicar la presencia del cable, para evitar trabajos accidentales.

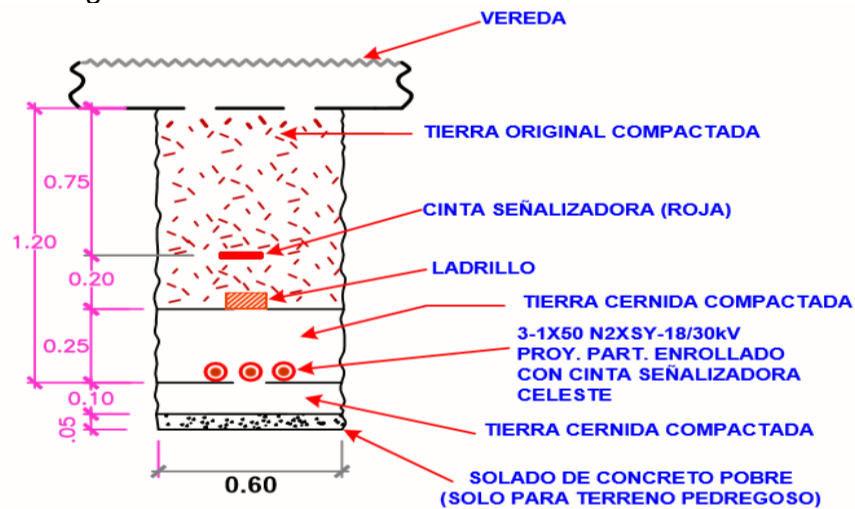
La profundidad de instalación se indica en el tabla N°1 recomendada por el Código Nacional de Electricidad – Suministro.

Tabla 2. 13 Profundidad de Cable Subterráneo Segun CNE

Tensión fase - fase (V)	Profundidad de Instalación (mm)
0 a 600	600
601 a 50 000	1000
50 001 a 250 000	1500

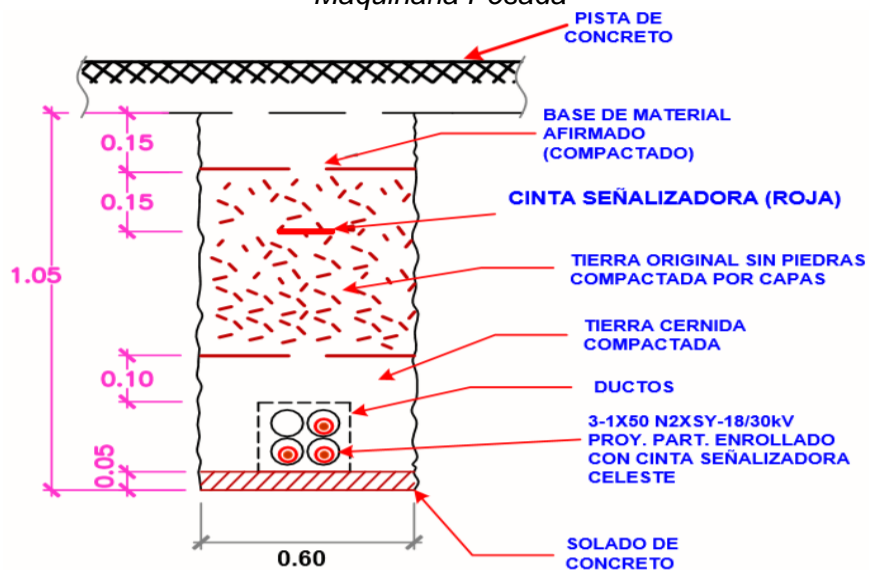
Fuente: Tomado de Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011. (Ministerio de Energía y Minas, 2011)

Figura 2. 26 Detalle de un Cable Directamente Enterrado



Fuente: Tomado de Curso Diseño de Subestaciones Eléctricas – Instituto TECSUP. (TECSUP, 2019).

Figura 2. 27 Cable en Ductos de Concreto para el Cruce de Pistas o Tránsito de Maquinaria Pesada



Fuente: Tomado de Curso Diseño de Subestaciones Eléctricas – Instituto TECSUP. (TECSUP, 2019)

ii. Canalizaciones Plásticas:

Tuberías de PVC y Polietileno.

El plástico es un material económico que facilita el ahorro de energía gracias a “su bajo peso, sus grandes prestaciones y su alto poder aislante”.

El cloruro de polivinilo y el polietileno son los plásticos más frecuentes debido a su versatilidad.

f. Protecciones en baja tensión Corriente Alterna

- **Interruptores Termomagnéticos**

El interruptor termomagnético es un elemento de protección, que corta el paso de la corriente eléctrica de un circuito automáticamente frente a una falla. Actúa cuando el flujo de corriente sobrepasa el valor nominal establecido en las especificaciones del equipo.

Se utiliza para proteger las instalaciones eléctricas frente a fallas de:

- Protección contra sobrecarga (**L**): Esta protección actúa en caso de sobrecarga con intervención retardada a tiempo largo inverso, de acuerdo a la norma IEC 60947-2.
- Protección contra cortocircuito selectivo (**S**): Esta función de protección actúa en caso de cortocircuito, con intervención retardada a tiempo corto inverso o a tiempo independiente.
- Protección contra cortocircuito instantáneo (**I**): Esta función de protección actúa de forma instantánea en caso de cortocircuito.

Son de uso obligatorio según lo estipula el Código Nacional de Electricidad del Perú

Figura 2. 28 Interruptores Termomagnético Baja Tensión Corriente Alterna



Fuente: Tomado de Asea Brown Boveri
(https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/newsletters/eppc-news/sace_tmax_lowres.pdf?sfvrsn=2) (Asea Brown Boveri, 2015)

g. Tablero Eléctrico

Los tableros eléctricos son equipos pertenecientes a los sistemas eléctricos y están destinados a cumplir con algunas de las siguientes funciones: medición, control, maniobra y protección. La fabricación o ensamblaje de un tablero eléctrico debe cumplir criterios de diseño y normativas que permitan su funcionamiento correcto una vez energizado, garantizando la seguridad de los operarios y de las instalaciones en las cuales se encuentran ubicados.

Figura 2. 29 Tablero Eléctrico Baja tensión



Fuente: Tomado de IGM (<https://www.igm.com.co/tableros-electricos/>) (igm, 2020)

h. Cable de Instalación

- **Cable de baja tensión tipo DLO/RHH/RHW-2/RW90**

Aplicación

- Diseñado para usos que requieren cables de alimentación flexibles y resistentes.
- Para instalación portátiles o fijas.

- Cables para motores generadores, baterías, cables puente.

Especificaciones y Normas

- UL 44, ICEA S-95-658 / NEMA WC70 ICEA – S-75-381 / NEMA WC58, CSA C22.2 No. 38, ASTM B 8, ASTM B 33 AAR MSRP Sección M, RP – 588 RP-586.

Figura 2. 30 Cable de Baja Tensión DLO/RHH/RHW-2/RW90



Fuente: Tomado de LAPPGROUP

(https://t3.lappcdn.com/fileadmin/DAM/Lapp_Mexico/Fichas_Productos/OLFLEX/119_CABLE_TIPO_DLO-RHH-RHW-2-RW90.pdf) (LAPPGROUP, 2019)

i. Cable de Media tensión N2XSJ

Cumplen la función de distribuir la energía en media tensión. Como alimentadores de transformadores en subestaciones. En centrales eléctricas, instalaciones industriales y de maniobra, en urbanizaciones e instalaciones mineras, en lugares secos o húmedos.

Construcción:

- Conductor: Cobre blando compactado, clase 2.
- Semiconductor interno: Compuesto extruido.
- Aislamiento: Polietileno reticulado XLPE-TR (Tree retardant).

- Semiconductor externo: Compuesto extruido pelable.

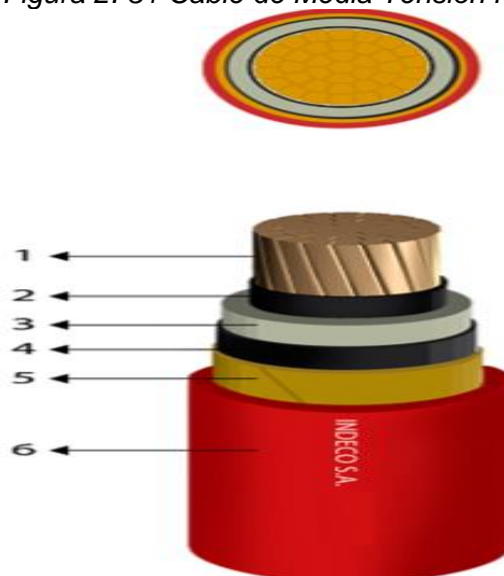
Estos tres últimos componentes extruidos en CV (vulcanización continua) de triple extrusión en el proceso de curado en seco.

- Pantalla: Cintas de cobre.
- Cubierta externa: Compuestos de PVC.

Principales Características:

Excelentes propiedades contra el envejecimiento por calor. Resistencia a la abrasión, humedad y a los rayos solares. Adecuada resistencia a las grasas y aceites. No propaga la llama.

Figura 2. 31 Cable de Media Tensión N2XSY



Fuente: Tomado de INDECO (<http://www.promelsa.com.pe/pdf/02404106.pdf>) (INDECO , 2018)

j. Terminales termo contraíbles para Media Tensión

El terminal pre moldeado es para finalizar el aislamiento eléctrico de un cable de media tensión. El objetivo es eliminar el gradiente de tensión que aparece en el cable y dar continuidad a la pantalla semiconductora.

Selección:

- Tensión de operación del cable: 22.9 kV
- Calibre del cable: 50 mm²

- Instalación: Interior / Exterior.
- Nivel de Aislamiento: 24kV.

Figura 2. 32 Terminales Termo contraíbles de Media Tensión



*Fuente: Tomado De CORPELIMAS
(<http://www.corporacionelectricalima.com/web/terminaciones-empalmes-accesorios.html>) (CORPERLIMASAC, 2020)*

k. Barras de cobre











Las barras de cobre de dimensiones calculadas, deben soportar el fluido de corriente eléctrica permanentemente, de las instalaciones para la cual ha sido seleccionada., según la norma DIN43671, proporciona tablas en las cuales se halla la capacidad de transporte de una barra bajo ciertas condiciones de instalación.

Figura 2. 33 Barras de Cobre



Fuente: Tomado de Sinergia (<https://sinergiacables.net/project/trenzadas-barras-pletinas-y-cintas-de-cobre/>) (SINERGIA, 2020)

Figura 2. 34 Intensidad Admisible para Barras de Cobre
TABLA DE CAPACIDADES EN SISTEMAS DE BARRAS DE COBRE

ANCHO X ALTO  (Milímetros)	AISLADOR  Resina Colada (Tipo OB)	AREA (Milímetros cuadrados)	PESO (Kg/m)	CAPACIDAD DE CORRIENTE ALTERNA 60HZ (Amperios)							
				SIN PINTAR				PINTADAS DE NEGRO MATE			
				1 	2 	3 	4 	1 	2 	3 	4 
15X3	1009	44.5	0.396	162	282	361		187	316	381	
25X3	1009	74.5	0.663	245	412	498		287	470	525	
30X5	1009	149	1.33	379	672	896		447	760	944	
40X5	1015	199	1.77	482	836	1090		573	952	1140	
40X10	1015	399	3.55	715	1290	1770	2280	850	1470	2000	2580
50X10	1030	499	4.44	852	1510	2040	2600	1020	1720	2320	2950
60X10	1030	599	5.33	985	1720	2300	2900	1180	1960	2610	3290
80X10	1030	799	7.11	1240	2110	2790	3450	1500	2410	3170	3980
100X10	FIBRA	999	8.89	1490	2480	3260	3980	1810	2850	3720	4530
120X10	FIBRA	1200	10.7	1740	2860	3740	4500	2110	3280	4270	5130

* Los sistemas de 3 ó 4 barras deberán ser soportados por fibras aislantes tipo GLASTIC Grado UTR. En casos especiales favor consultarnos.

Tabla de capacidad en corriente en régimen continuo para barras de cobre para interiores.
 Temperatura de ambiente = 35°C temperatura de barras = 65°C.
 Posición de las barras: vertical, distancia mínima: ancho de barras.

1) Valores según DIN 43671, parte 3, Tabla 1.
 2) Material E-Cu F30 según DIN 40500 parte 3.
 3) Los valores indicados no aparecen en la tabla DIN, se calcula con base en el valor más cercano.

Fuente: Tomado de Electricidad General
 (<http://www.electricidadgeneral.com/descargas/barra-de-cobre/Barra%20de%20Cobre%20y%20sus%20Capacidades.pdf>) (Romero, 2018)

I. Aisladores

- **Aisladores Porta barras**

- Aisladores porta barras para Media Tensión: Aisladores de resina que sirven de soporte a las barras que se encuentran en el interior de la Subestación (celda de llegada, celda de transformación). Es de uso interno.

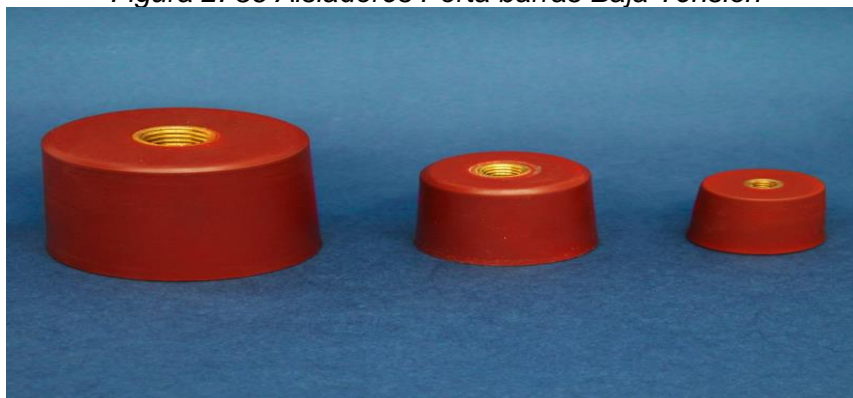
Figura 2. 35 Aisladores Porta Barras Media Tensión



Fuente: Tomado de Electrosertec (<https://electrosertec.com/platinas-barras-de-cobre-y-aisladores/859-aislador-porta-barras-media-tension.html>) (Electrosertec, 2018)

- Aisladores porta barras para Baja Tensión: Aisladores que sirven de soporte para las barras de baja tensión.

Figura 2. 36 Aisladores Porta barras Baja Tensión



Fuente: Tomado de Electrosertec (<http://electrosertec.com/105-platinas-barras-de-cobre-y-aisladores>) (Electrosertec, 2018)

- Aisladores Capacitivos: Los aisladores capacitivos tienen como función detectar la presencia de tensión en la red a través de

una señal luminosa en un led. La presencia de un condensador en el interior del aislador fabricado en resina epoxica (antihumedad) y la conexión entre un borne de salida insertado en el aislador y una caja de conexión, permitirá que el led encienda, evidenciando la presencia de tensión en la línea censada.

Figura 2. 37 Aislador Capacitivo con Leds Presencia de Tensión



Fuente: Tomado de Medvolt (<https://mediumvoltagesac.com/vista-producto/aisladores-capacitivos-24kv/>) (Medvolt, 2020)

m. Sistema de Puesta a Tierra

Según IEEE, un sistema de puesta a tierra es: “una conexión conductora, ya sea intencional o accidental, por medio de la cual un circuito eléctrico o equipo se conecta a la masa de la tierra o a algún conductor de dimensiones relativamente grandes que cumple la misma función que la masa tierra”.

Funciones del sistema de puesta a tierra:

- Proteger a las personas, limitando las tensiones de toque y paso a valores aceptables en las vecindades de la instalación durante condiciones de cortocircuito.
- Proporcionar un medio para disipar la corriente eléctrica en la tierra bajo condiciones normales o de cortocircuito, sin exceder

ningún límite operacional de los equipos o afectar adversamente la continuidad del servicio.

- Minimizar la interferencia de los circuitos de transmisión y distribución sobre los sistemas de comunicaciones y control.
- Mantener ciertos puntos de una red a un nivel de potencial definido con referencia a la tierra.
- Impedir que los soportes de los equipos alcancen un nivel de potencial diferente al de la tierra.
- Proteger la red eléctrica contra los efectos de las descargas atmosféricas.

Figura 2. 38 Sistema de Puesta a Tierra



Fuente: Tomado de Constructivo (<https://constructivo.com/actualidad/sabes-para-que-funciona-el-sistema-de-puesta-a-tierra-1586264338>) (Constructivo, 2018)

n. Descargador de Sobretensión (Pararrayos)

Estos equipos se instalan con el fin de absorber las sobretensiones producidas en el sistema, ya sean de origen interno o externo, es el primero que recibiría una sobretensión, protegiendo así a los equipos conectados aguas arriba de él, es preferible sacrificar un descargador de sobretensión que un interruptor o un transformador.

En un inicio su única misión era la de limitar las sobretensiones de origen atmosféricos. Luego se ampliaron sus funciones, utilizando frente a otro tipo de sobretensiones, como las de origen interno, por lo que es más adecuado el nombre de “Descargadores de Sobretensión”, aunque se mantiene por costumbre.

Figura 2. 39 Descargador de Sobretensión (Pararrayos)



*Fuente: Tomado de Electro weke
(<http://www.electrowerke.com.pe/producto/pararrayos-de-clase-3-2/>) (Electrowerke, 2020)*

o. Sistema de Ventilación

El objetivo de la ventilación en una subestación, es evacuar el calor producido por los transformadores, debido a las pérdidas en el núcleo y los arrollamientos.

El flujo del aire puede ser por:

- **Ventilación Natural por convección:** *Preferible, si es posible, dependiendo de las aberturas de entrada y salida de aire de la*

subestación; por convección se obtiene una renovación permanente de aire.

- **Ventilación forzada:** *El uso de un extractor es necesaria cuando la subestación se encuentra ubicada en lugares donde la circulación del aire es escasa (Sótanos, lugares cerrados, etc.).*

Las pérdidas totales del transformador (núcleo y devanado). La diferencia de temperatura del aire a la entrada y salida de la subestación, la máxima admitida es 20°C, recomendable 15°C.

La diferencia de alturas entre el plano medio de la ventana inferior de ingreso de aire o del plano medio del transformador y el plano medio de la ventana superior. El tamaño de las ventanas de ventilación aproximado:

$$q = 0,34 * \frac{P_t}{\sqrt{H}} \quad (22)$$

$$q' = 1,1 * q \quad (23)$$

Donde:

P_t = Pérdidas totales del transformador (kW).

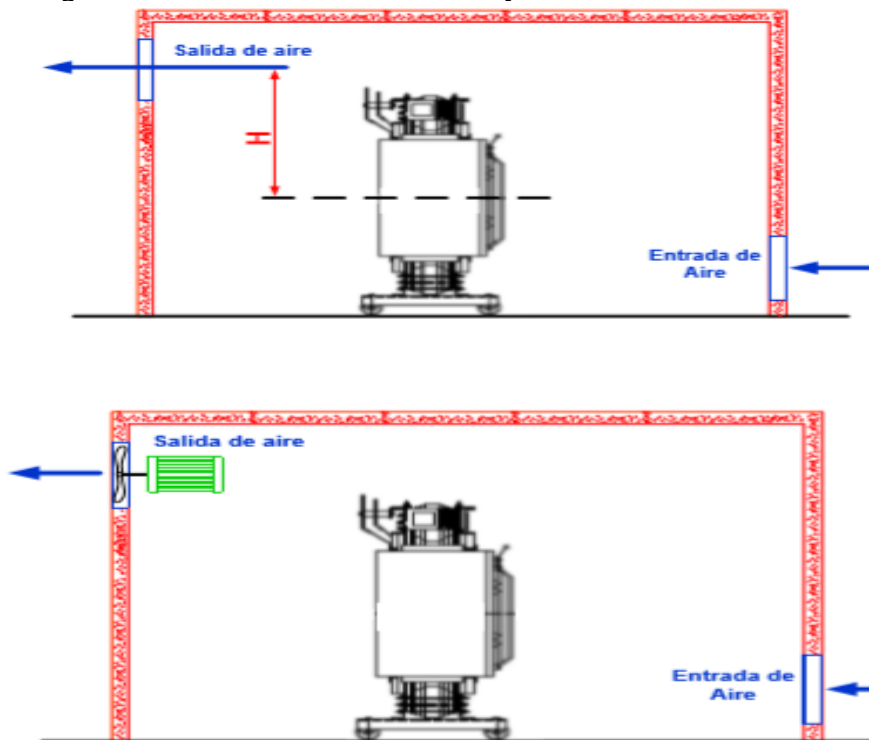
q = área de la ventana inferior (m²).

q' = área de la ventana superior (m²).

H = diferencia de alturas entre el plano medio de la ventana inferior o del plano medio del transformador y la ventana superior de ventilación (m).

(Instituto TECSUP, 2019)

Figura 2. 40 Ventilación de Entrada y Salida en la Subestación.



Fuente: Tomado de Curso Diseño de Subestaciones Eléctricas – Instituto TECSUP.
(Instituto TECSUP, 2019)

p. Obra Civil

La ejecución de la subestación requiere la realización de los trabajos de obra civil siguiente:

- Movimiento de tierras incluyendo la adecuación del terreno, explanaciones y rellenos necesarios hasta dejar a cota la plataforma sobre la que se construirá la subestación.
- Ejecución de viales de acceso y de viales interiores de la subestación.
- Cimentaciones, bancadas para los transformadores y muro cortafuegos.
- Arquetas y canalizaciones para el paso de cables.
- Cierre perimetral, puerta de acceso y señalización.
- Ejecución de Bancada para Transformadores.

- Ejecución de Depósito de Aceite (En caso se utilice Transformador con Aceite mineral dieléctrico).

2.4 Definición de términos básicos

Central Solar Fotovoltaica: Instalación de generación solar que agrupa módulos de conversión fotovoltaica (panel fotovoltaico e inversor) con un solo punto de conexión al sistema de transmisión o distribución perteneciente al SEIN. (COES SINAC, 2013)

Distribuidor de la red eléctrica. Es el titular de una Concesión de Distribución o aquella persona jurídica que realiza la actividad de distribución, responsable frente al Usuario del servicio prestado por la Instalación RER Autónoma. (MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, 2013)

Facturación eléctrica: Documento en el cual indica el consumo de energía eléctrica así mismo, indica el costo por consumo de energía eléctrica.

Matriz: Es un conjunto de paneles integrados mecánicamente con una estructura de soporte y cimentación, sistema de seguimiento del movimiento del sol, control térmico y otros componentes según se requiera, para formar una unidad de producción de corriente continua. (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2006).

Modulo: El más pequeño y completo ensamble de celdas solares interconectadas, protegidas del medio ambiente. (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2006)

Panel: Ensamble de módulos sujetos mecánicamente entre sí, pre alambrados para formar una unidad independiente. (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2006).

Circuito de salida fotovoltaica: Conductores del circuito entre los circuitos de la fuente fotovoltaica y la unidad de acondicionamiento de potencia o los equipos de utilización de corriente continua. (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2006)

Fuente de energía fotovoltaica: Matriz o conjunto de matrices que generan energía de corriente continua, a la tensión y corriente del sistema. (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2006).

Sistema solar fotovoltaico: El total de componentes y subsistemas que en combinación convierten la energía solar en energía adecuada para la conexión de cargas de utilización. (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2006).

Limite, arco eléctrico. Cuando existe un peligro de arco eléctrico, un límite de aproximación a una distancia de una posible fuente de arco dentro del cual una persona podría recibir una quemadura de segundo grado si ocurriera un arco eléctrico. (National Fire Protection Association, 2015)

Circuit Breaker. Un dispositivo diseñado para abrir y cerrar un circuito por medios no automáticos y para abrir el circuito automáticamente en una sobrecorriente predeterminada sin daño a si mismo cuando se aplica correctamente dentro de su calificación. (National Fire Protection Association, 2015)

Controlador. Un dispositivo o grupo de dispositivos que sirve para gobernar, de alguna manera predeterminada, la energía eléctrica entregado al aparato al que está conectado. (National Fire Protection Association, 2015)

Celda, Metal-Enclosed. Un conjunto de aparamenta completamente incluido en todos los lados y la parte superior con chapa (excepto para ventilar aberturas y ventanas de inspección), que contiene conmutación del circuito de alimentación primaria, interrupción dispositivos, o ambos, con barras y conexiones. Esta asamblea puede incluir dispositivos de control y auxiliares. El acceso al interior del recinto está provisto de puertas desmontables fundas, o ambas. La aparamenta de metal está disponible en construcciones no resistentes al arco o resistentes al arco. (National Fire Protection Association, 2015)

Celda Metal-clad. Un conjunto de aparamenta completamente cerrado en todos los lados y la parte superior con chapa, que tiene dispositivos extraíbles de interrupción e interrupción, y todo en vivo partes encerradas dentro de compartimientos metálicos conectados a tierra. (National Fire Protection Association, 2015)

Diagrama Unifilar. Diagrama que muestra, por medio de una sola línea y simple gráficos, el curso de un circuito eléctrico o sistemas de circuitos y los

dispositivos componentes o partes utilizadas en el circuito o sistema. (National Fire Protection Association, 2015)

Fusible. Un dispositivo de protección contra sobrecorriente con un circuito cerrado parte del fusible se calienta y corta el flujo de sobrecorriente a través de él. (National Fire Protection Association, 2015)

Arreglo: Subconjunto de módulos interconectados en serie paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Caja de conexiones de string o junction box o tablero CC: Caja en la que se conectan eléctricamente los strings entre sí.

Celular solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Conductor: Elemento metálico de baja resistencia al paso de la corriente eléctrica.

Diodo de Bloqueo: Es un diodo utilizado para impedir el flujo inverso de corriente hacia la fuente del circuito fotovoltaico.

Empalme: Es el conjunto de materiales y equipos eléctricos necesarios para la interconexión entre la red de la empresa distribuidora de electricidad y una instalación eléctrica de consumo.

Equipo de medida: Instrumentos y accesorios destinados a la medición o registro de potencias y energía eléctrica activa y/o reactiva, de demandas máximas de potencia o de otros parámetros involucrados en el suministro de electricidad. Se consideran incluidos en estos equipos, los transformadores de corriente y de potencial, desfasadores y relojes interruptores horarios.

Inversor String: Inversor diseñado para operar con un conjunto de varios módulos que se conectan en serie (string). Se pueden conectar uno o varios strings, dependiendo del modelo del inversor. El inversor string se caracteriza por la posibilidad de conectar los strings de manera directa, en caja de conexión intermedia.

MPPT: Seguidor de punto de máxima de potencia, consiste en un dispositivo electrónico que busca el balance entre el voltaje y la corriente en el que los paneles fotovoltaicos operan a su máxima potencia.

Potencia de la instalación fotovoltaica: Es la potencia nominal que es capaz generar el sistema fotovoltaico conectado a la red y se determina como la menor de las potencias, comparando la suma de las potencias nominales de los inversores y la suma de las potencias P_{peak} de los módulos fotovoltaicos (la especificada por el fabricante).

String: Circuito conformado por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie.

Unidad de Generación Fotovoltaica (UGF): Unidad generadora capaz de convertir la radiación solar incidente directamente en energía eléctrica en forma de corriente directa. Está constituido por la integración eléctrica y mecánica de los siguientes componentes:

Módulos fotovoltaicos.

String

Arreglo Fotovoltaico.

Cajas de conexión.

Cables y conexiones eléctricas.

Dispositivos de protección.

Sistema de tierras.

Estructura de montaje.

III. HIPOTESIS Y VARIABLE

3.1 Hipótesis General e Hipótesis Especificas

3.1.1 Hipótesis General

El diseño de una central fotovoltaica de 1MWp conectado a la red eléctrica interna en media tensión, reducirá la facturación eléctrica de la unidad minera Andalucita en Paita – Piura.

3.1.2 Hipótesis Especifica

- a. Con la determinación de los parámetros correspondientes, se podrá seleccionar los equipos que conforman el sistema fotovoltaico.
- b. Con la realización de los cálculos, se podrá seleccionar los equipos eléctricos que conforman la subestación eléctrica elevadora.

3.2 Definición conceptual de Variables

3.2.1 Variable Independiente

Diseño de una Central Fotovoltaico conectado a red eléctrica en media tensión.

La central fotovoltaica, consta de sistema fotovoltaico, subestación elevadora a media tensión, tendido subterráneo de cable de media tensión.

3.2.2 Variable Dependiente

Reducción de la Facturación de energía eléctrica.

Con el aprovechamiento de la energía solar de la zona, se reducirá la facturación de energía eléctrica.

3.3 Operacionalización de Variables

En la tabla 3.1. se muestra la operacionalización de Variables.

Tabla 3. 1 Operacionalización de Variables

VARIABLES	DIMENSIÓN	INDICADORES	INDICE
V. independiente Diseñar una Central Fotovoltaica Conectada a la red eléctrica en media tensión.	Equipos del Sistema Fotovoltaico	Consumo de energía eléctrica.	- Potencia consumida (W).
		Radiación Solar incidente en la superficie.	- Radiación Solar. (W/m ²) - Angulo de inclinación. (°) - Potencia generada. (W)
	Equipos de Subestación Eléctrica	Selección de transformador.	- Potencia generada. (W)
		Características de equipos eléctricos.	- Nivel de tensión. (V) - Nivel de contaminación - Temperatura ambiente. (°C)
		Capacidad de corriente de falla, de los equipos.	- Corriente de cortocircuito. (A)
	V. dependiente Reducción de la Facturación de Energía Eléctrica.	Consumo actual de energía eléctrica	Facturación de energía eléctrica
Simulación de generación de energía eléctrica de la central fotovoltaica.		Software de simulación	- Retorno de inversión. (S/.) - Energía generada. (W.h)

Fuente: Elaborado en base a la variables dependiente e independiente de la presente tesis.

IV. DISEÑO METODOLÓGICO

4.1 Tipo y diseño de investigación

El presente informe de tesis, es de tipo tecnológico. Puesto que, tiene como propósito, aplicar los cálculos, parámetros eléctricos y datos meteorológicos, para diseñar una planta solar fotovoltaica con el fin, de reducir el consumo eléctrico en la unidad minera Andalucita. Según Espinoza 2010, en su libro Metodología de la Investigación Tecnológica, menciona lo siguiente, “la investigación tecnológica tiene como propósito aplicar el conocimiento científico para solucionar los diferentes problemas que beneficien a la sociedad”. (MONTES, 2010)

El presente informe de tesis de diseño No Experimental, puesto que no se está ejecutando la construcción de la Central Fotovoltaica, solo se observa el comportamiento de dicha Central, para si verificar el ahorro de energía. Según Roberto Hernandez Sampieri en su libro “Metodología de la Investigación”, menciona lo siguiente “En un estudio no experimental no se genera ninguna situación, sino que se observan situaciones ya existentes, no provocadas intencionalmente en la investigación por quien la realiza. En la investigación no experimental las variables independientes ocurren y no es posible manipularlas, no se tiene control directo sobre dichas variables ni se puede influir en ellas, porque ya sucedieron, al igual que sus efectos”. (Sampieri, 2014)

4.1.1 Parámetros de diseño

Se determinan los siguientes parámetros de diseño:

- Radiación Solar en las coordenadas -5.205207, -81.118475.
- Potencia pico solicitada, generada por la central fotovoltaica.
- Nivel de tensión de red de media tensión.

4.1.2 Etapas de diseño

a. Recolección de datos.

- Información de zonas propuestas para instalar la central fotovoltaica.

- Recolección de información sobre la potencia pico solicitada de la central fotovoltaica.
- Levantamiento de información de los parámetros eléctricos en subestación eléctrica existente.
- Levantamiento de información de facturación de energía eléctrica

b. Cálculos efectuados en función de los datos recolectados.

- Selección de la ubicación del área ideal para instalar la central fotovoltaica.
- Cálculo de cantidad de paneles fotovoltaicos.
- Cálculo de ángulo de inclinación de los paneles.
- Cálculo de cantidad y tipo de inversores.
- Cálculo de parámetros eléctricos de equipos de la subestación.
- Cálculo de cable para el tendido subterráneo.
- Cálculo de sistema de ventilación de la subestación eléctrica.

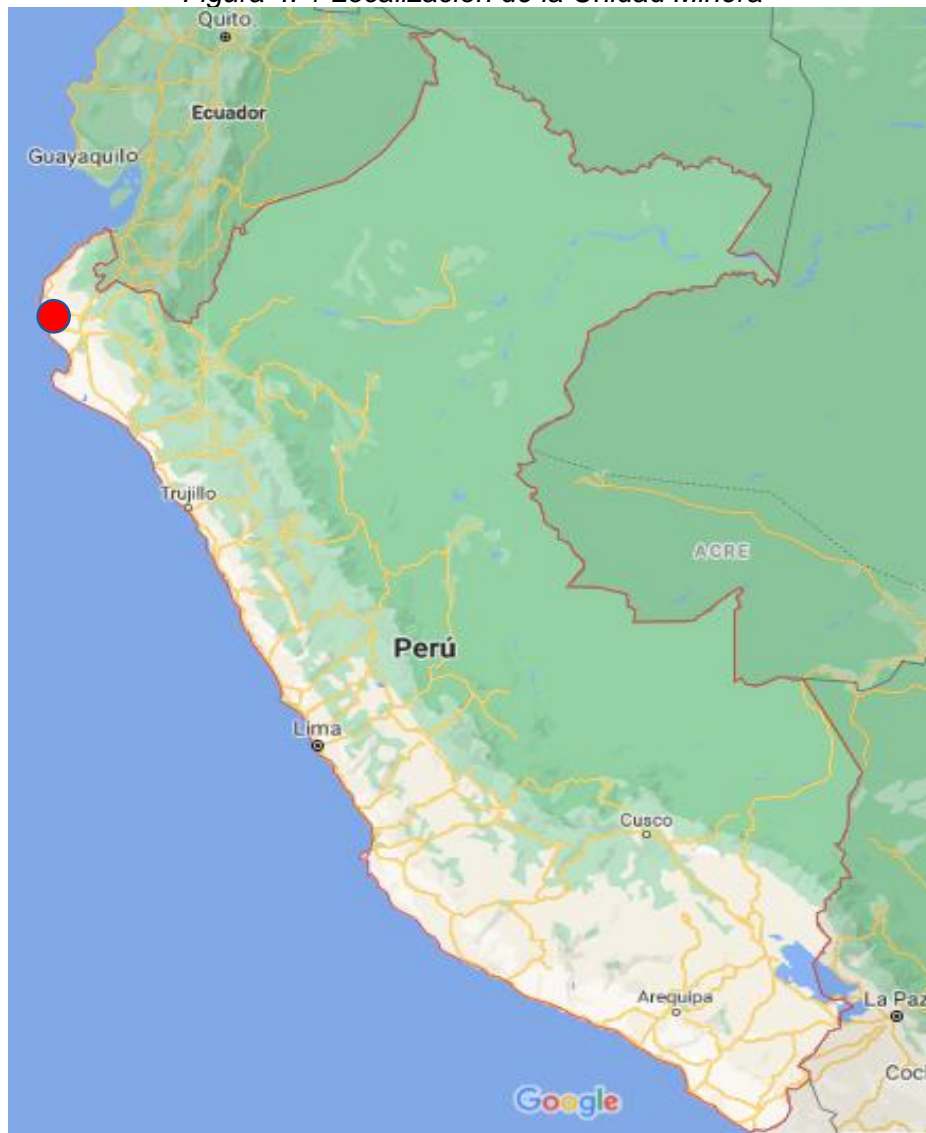
c. Cálculo de la energía generada y ahorro mensual en la facturación.

4.1.3 Ingeniería de Detalle

a. Selección de la zona de la instalación de la planta solar.

En la figura 4.1. se muestra la localización del proyecto de la central fotovoltaica de 1MWp en la UM Andalucita.

Figura 4. 1 Localización de la Unidad Minera



Fuente: Tomado de Google Maps

https://www.google.com/maps?q=mapa+del+peru&rlz=1C1GGRV_enPE755PE755&um=1&ie=UTF-8&sa=X&ved=2ahUKEwi0p-L23tfuAhXJGrkGHWEDD0IQ_AUoAnoECBqQBA (GOOGLE)

Según la disponibilidad de terreno de la unidad minera, existen cinco (5) zonas preseleccionadas o dispuestas en primera instancia como posibles para instalar la central fotovoltaica.

Figura 4. 2 Alternativas de Terreno para Instalación de la Central Fotovoltaica



Fuente: Elaborado en base a la presente tesis

Cada una de las zonas se analizaron bajos los siguientes parámetros:

- Recurso solar.
- Área disponible.
- Clima local.
- Topografía.
- Uso del suelo.
- Regulaciones locales / política de uso del suelo o zonificación.
- Designaciones ambientales.
- Condiciones geotécnicas.
- Riesgos geopolíticos.
- Accesibilidad.
- Conexión a la red.
- Módulo de sociedad.
- Disponibilidad de agua.
- Incentivos financieros.

A cada uno de ellos se asignó una puntuación en una escala del 1 al 5, en donde el valor uno represente la peor condición mientras que el valor 5 representa el mejor valor posible de criterio analizado.

- Excelente: valor numérico 5.
- Muy Bueno: valor numérico 4.
- Bueno: valor numérico 3.
- Regular: valor numérico 2.
- Malo: valor numérico 1.

Tabla 4. 1 Evaluación para la Selección de la Zona de Instalación de la Central Fotovoltaica.

Criterio	Zonas				
	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D	Zona E
Recurso solar.	5	5	5	5	5
Área disponible.	5	3	5	5	5
Clima local.	4	4	4	4	4
Topografía.	4	2	4	4	4
Uso del suelo.	5	5	5	5	5
Regulaciones locales / política de uso del suelo o zonificación.	5	5	5	5	5
Designaciones ambientales.	4	4	4	4	4
Condiciones geotécnicas.	5	3	4	5	5
Riesgos geopolíticos.	5	2	5	5	5
Accesibilidad.	5	3	5	5	5
Conexión a la red.	5	2	3	3	2
Módulo de sociedad.	3	4	3	3	4
Disponibilidad de agua.	5	2	5	5	5
Incentivos financieros.	4	4	4	4	4
Total	64	48	61	62	62

Fuente: Elaborado en base a la presente tesis.

De acuerdo con lo planteado, se seleccionó la zona A puesto que es la zona óptima para la instalación de la planta.

En la siguiente imagen se puede visualizar el resultado de la fotogrametría de la zona.

Figura 4. 3 Fotogrametría de la Zona Seleccionada



Fuente: Elaborado en base a la presente tesis.

En tal sentido, para el dimensionamiento del sistema y con finalidad de analizar los diferentes escenarios posibles que puedan alcanzar la mayor producción del sistema fotovoltaico se ha utilizado como fuente de

información de radiación solar “Meteonorm” obtenido del software PVsyst, la cual nos muestra la radiación solar global y difusa promedio por los doce (12) meses del año, según las coordenadas de ubicación insertadas.

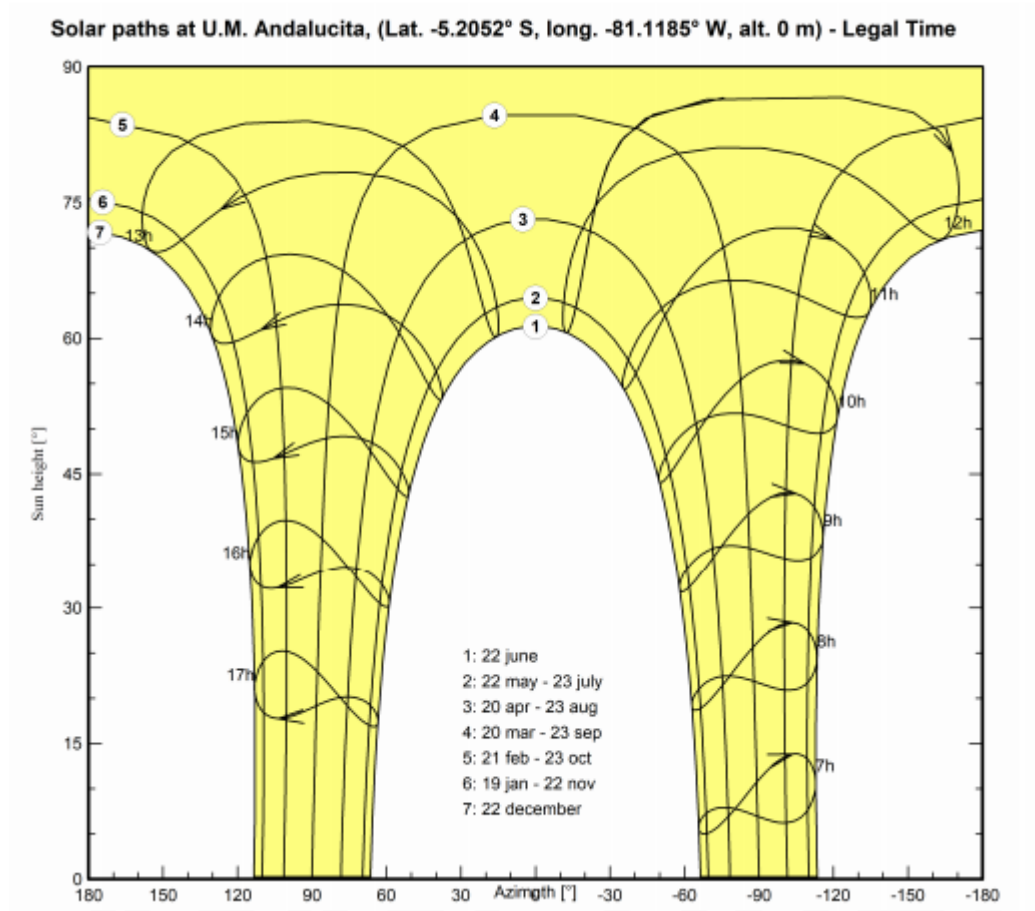
Tabla 4. 2 Radiación Solar en un Plano Horizontal

<i>Mes</i>	<i>Radiación Global</i>	<i>Radiación Difusa</i>
	<i>kWh/m2.mes</i>	<i>kWh/m2.mes</i>
<i>Ene</i>	<i>181.1</i>	<i>75.3</i>
<i>Feb</i>	<i>170.7</i>	<i>78.3</i>
<i>Mar</i>	<i>193.9</i>	<i>82.5</i>
<i>Abr</i>	<i>184.9</i>	<i>72.7</i>
<i>May</i>	<i>169.4</i>	<i>67.3</i>
<i>Jun</i>	<i>156.5</i>	<i>64.5</i>
<i>Jul</i>	<i>147.4</i>	<i>71.2</i>
<i>Ago</i>	<i>169.3</i>	<i>78.9</i>
<i>Sep</i>	<i>186.1</i>	<i>74.4</i>
<i>Oct</i>	<i>198.2</i>	<i>82.6</i>
<i>Nov</i>	<i>184.7</i>	<i>75.6</i>
<i>Dic</i>	<i>191.2</i>	<i>77.6</i>
<i>Anual</i>	<i>2133.4</i>	<i>900.9</i>

Fuente: Elaboración propio según los datos proporcionados por el software PVsyst - Meteonorm.

Se ha utilizado el software PVsyst V7, para obtener la trayectoria solar en el sitio (Figura 4.4.).

Figura 4. 4 Horizonte y Trayectoria Solar en Zona de la Unidad Minera.
Monthly Meeo Values



Fuente: Elaborado en base a las coordenadas de ubicación de la Unidad Minera, por el software PVsyst

b. Elección de paneles fotovoltaicos

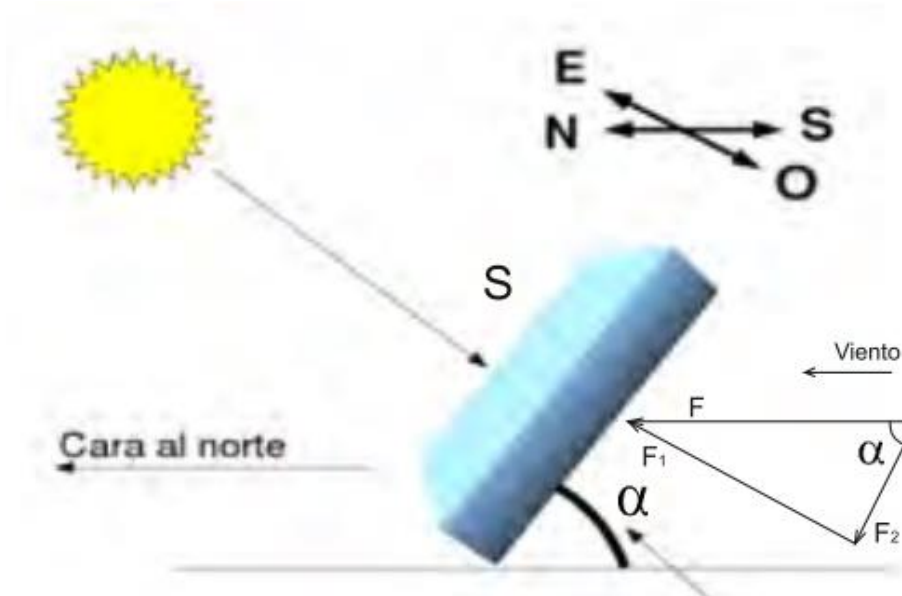
- **Orientación de los paneles**

La orientación de paneles optimo, captan una mayor cantidad de radiación solar disponible. La orientación se define por el ángulo llamado azimut (Z), que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar, como se puede observar en la figura 4.6.

Los paneles fotovoltaicos se han diseñado de tal manera que capturen la mayor radiación solar disponible, y para el hemisferio sur del planeta tierra, debe ir siempre orientado hacia el norte

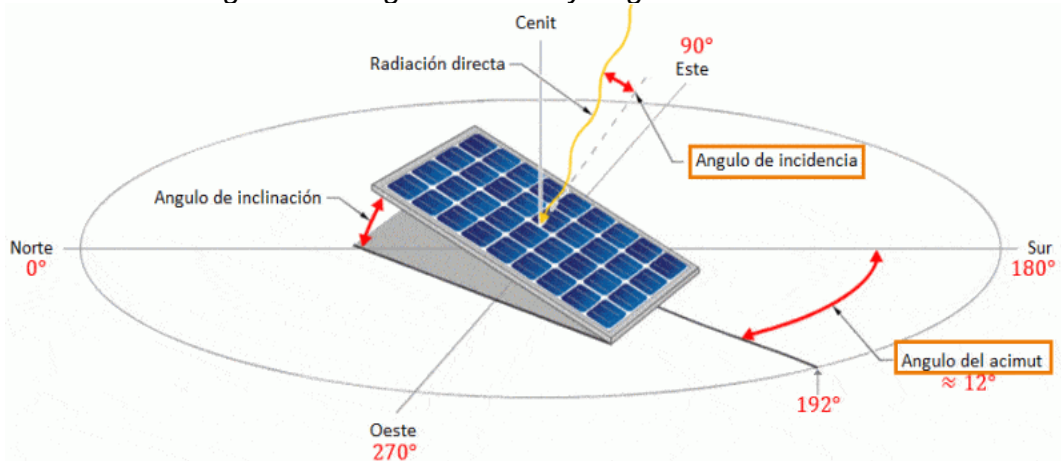
geográfico, como es en nuestro caso, como se puede apreciar en la figura 4.5

Figura 4. 5 Orientación de los Paneles Fotovoltaicos para el Hemisferio Sur del planeta tierra.



Fuente: Tomado de la tesis “Sistema Solar Fotovoltaico de Conexión a Red en el Centro Materno Infantil de la Universidad de Piura”. (Lalupú, 2013)

Figura 4. 6 Ángulo Azimutal y Angulo de Inclinación.



Fuente: Tomado de SFE- SOLAR (<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/como-varia-la-captacion-de-energia-solar-en-superficies-inclinadas/>) (SFE SOLAR, 2017).

- **Inclinación de los paneles**

La inclinación óptima (α) de los paneles fotovoltaicos se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\alpha_{opt} = 3.7 + (0.69 * |\text{Latitud del lugar}|) \dots (24)$$

Latitud Unidad Minera: -5.2052

Reemplazando en la formula obtenemos:

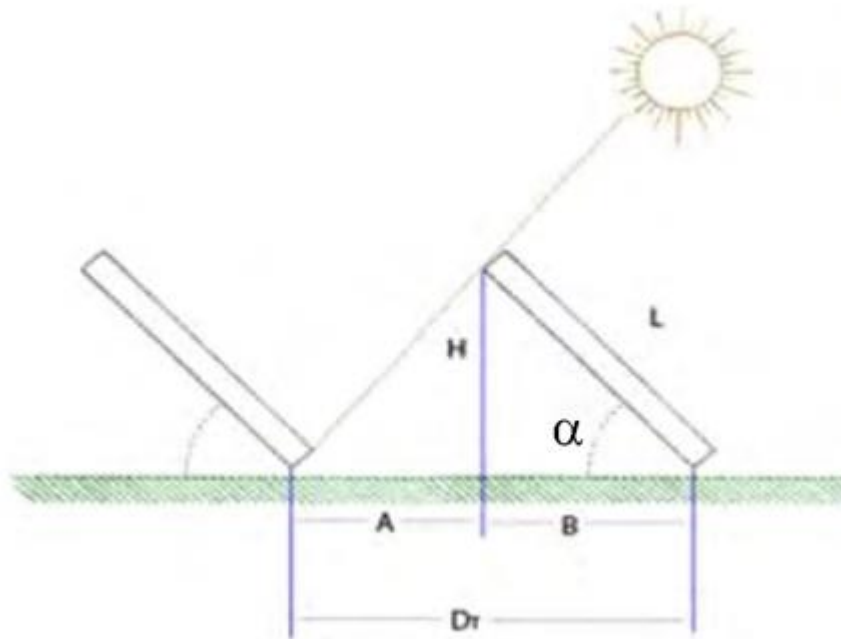
El ángulo de inclinación óptimo para el panel es $\alpha \text{ opt} = 7.29$.

- **Distancia mínima entre filas de paneles.**

La distancia mínima de separación entre fila, depende mucho del ángulo de inclinación de los mismo, cuando mayor sea el ángulo de inclinación debe tener mas distancia entre ellas. La distancia mínima entre filas de paneles se obtiene de los siguientes cálculos.

La distancia mínima entre paneles, se da a lugar con el fin de evitar que las sombras de los módulos continuos, se afecten entre sí.

Figura 4. 7 Distancia Mínima entre Filas de Paneles



Fuente: Tomado de la tesis "Sistema Solar Fotovoltaico de Conexión a Red en el Centro Materno Infantil de la Universidad de Piura". (Lalupú, 2013)

$$H = (90^\circ - \text{Latitud del lugar}) - 23.5^\circ \dots (25)$$

$$D_{\text{min}} = L * (\text{Cos } \alpha + \text{Sen } \alpha / \text{Tg} H)$$

Donde:

L: Largo del panel solar en metros. (2 x 2.031m)

α : ángulo de inclinación (7.29°)

Reemplazando en la formula se obtiene:

D min= 2.055

Con el fin de optimizar este resultado, y evitar que las sobras afecten al rendimiento de los paneles fotovoltaicos, se agregara un 20% al resultado obtenido.

Por lo tanto, la Distancia mínima optima es igual a 2.1 m.

- **Cálculos del número de paneles**

Se obtendrá el numero paneles con la siguiente formula:

$$N_{\text{Paneles}} = \frac{P_{\text{pico}}}{P_{\text{panel}}} \dots (26)$$

Donde:

P_{pico} : Potencia pico a instalar. (1 000 000 Wp)

P_{panel} : Potencia pico del panel. (405Wp)

El resultado es de 2470 paneles de (405Wp). Dicha cantidad de paneles, es considerada en condiciones estándar. Para obtener la cantidad de paneles en condiciones propias de la zona, es necesario considerar las temperaturas extremas del lugar.

Por lo tanto, se debe considerar un 7% extra a la cantidad de paneles obtenido: $2470 \cdot 1.07 = 2643$, obteniendo un numero de paneles concreto se seleccionó **en base al presente diseño 2640 paneles fotovoltaicos de 405Wp, para la central solar.**

c. Cálculo de cantidad y características del inversor eléctrico.

El inversor a seleccionar cumple las características establecidas en la norma "Pliego de condiciones técnicas" de IDEA, España. (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, 2011). Según la cantidad de paneles obtenidos en el punto anterior (2640 paneles fotovoltaicos) y su cantidad de potencia pico del mismo (405Wp). Se obtiene la siguiente potencia general:

Potencia pico general es igual a $2640 \times 405W_p = 1\,069\,200W$

Se selecciono la potencia del inversor de 100kW, y una tensión en la salida de 400 VAC. Para determinar la cantidad de paneles se utilizó la siguiente formula:

$$Cant.\ min.\ de\ inversores = \frac{Potencia\ pico\ general\ (W_p)}{Potencia\ del\ Inversor\ (W)} \dots (27)$$

Reemplazando en la formula se obtiene 10.7 inversores \approx **11 inversores de 100kW cada uno.**

- **Calculo para la configuración del arreglo de paneles fotovoltaicos (serie – paralelo)**

Para realizar el cálculo de la configuración de los paneles fotovoltaicos, es muy importante tener en cuenta las temperaturas máximas y mínimas de la zona de diseño.

Así como también se debe conocer, el voltaje mínimo y máximo del inversor en sistema continuo DC, el voltaje de operación en vacío del panel fotovoltaico y el factor de reducción de voltaje por temperatura del panel fotovoltaico.

Tabla 4. 3 Datos para el cálculo de arreglo de paneles solares

Equipo	Características	Valores
Inversor	V min	360 Vdc
	V max	1000 Vdc
Paneles Fotovoltaicos	Voc	49.2 Vdc
	V / °C	0.04% / °C
Temperatura de la zona	T max	21.0 °C
	T min	27.7 °C

Fuente: Elaborado en base a las fichas técnicas que se encuentran en los anexos de la presente tesis.

Numero de paneles en serie

Para el cálculo de número máximo de los paneles en serie, se

utilizará la siguiente fórmula:

$$N_{\text{max.panel-serie}} = \frac{V_{\text{max(inv)}}}{V_{\text{ocGF-4.2}^{\circ}\text{C}}} \dots (28)$$

Reemplazando en la formula, con los datos de la tabla 4.8 tenemos lo siguiente:

$$N_{\text{max.panel-serie}} = \frac{1000}{49.2 * (1 - (\frac{21.0}{100} * 0.0004))} = 20 \text{ paneles}$$

Por lo tanto, el número máximo de paneles fotovoltaicos en serie a conectar son 20 paneles.

Para el cálculo de número mínimo de los paneles en serie, se utilizará la siguiente fórmula:

$$N_{\text{min.panel-serie}} = \frac{V_{\text{min(inv)}}}{V_{\text{ocGF-27.7}^{\circ}\text{C}}} \dots (29)$$

Reemplazando en la formula, con los datos de la tabla 4.8 tenemos lo siguiente:

$$N_{\text{min.panel-serie}} = \frac{360}{49.2 * (1 - (\frac{27.7}{100} * 0.0004))} = 7 \text{ paneles}$$

Por lo tanto, el número mínimo de paneles fotovoltaicos en serie a conectar son 7 paneles.

Según los resultados obtenidos, en el presente diseño se va a optar por considerar 16 paneles conectados en serie.

Numero de paneles en paralelo

Una tensión de entrada máxima admisible y corriente de entrada máxima admisible en DC, es una de las características principales e importantes del inversor, puesto que, si este nivel de voltaje es superado al estar conectado al inversor, puede causar daños irreparables al equipo. Es por ello que se debe realizar un correcto cálculo de arreglo en los paneles fotovoltaicos, con el fin de no

sobrepasar los límites de tensión permisibles en el inversor, una vez este instalado.

Para el cálculo de los paneles en paralelo, se debe considerar la corriente admisible del inversor, y la corriente máxima del panel fotovoltaico (corriente en corto circuito)

Tabla 4. 4 Datos de Corriente Máxima de Inversor y Panel Fotovoltaico.

Equipo	Corriente Max.
Inversor max. DC Input Current	102 A
Panel Max Power Current Impp	8.01 A

Fuente: Elaborado en base a las fichas técnicas que se encuentran en los anexos de la presente tesis.

La cantidad de paneles en paralelo se obtendrá con la siguiente fórmula:

$$N_{max-paralelos} = \frac{I_{max(inv)}}{I_{cc(panel)}} = \frac{120A}{8.01} = 14.98$$

$$N_{max-paralelos} = 15$$

Por lo tanto para el presente diseño se considerara quince (15) arreglos de paneles en paralelo, el cual se encuentra dentro de los cálculos.

Tabla 4. 5 Resultados de Calculo para Arreglo de Paneles Fotovoltaicos.

Arreglo de paneles para 1 inversor, 100kW	
Paneles en serie	16
Paneles en paralelo	15
Total	240

Fuente: Elaborado en base a los cálculos realizados en la presente tesis.

d. Soportes metálicos para paneles fotovoltaicos

El soporte metálico albergara un total de 120 paneles.

El soporte de paneles fotovoltaicos, es de material aluminio anodizado, puesto que se obtiene mejor respuesta de protección contra la corrosión y alta resistencia a la abrasión superficial.

Estos soportes metálicos tendrán que soportar el peso de 120 paneles fotovoltaicos, así como también la fuerza del viento de la zona.

Según los datos de Meteonorm, obtenidos del software PVsyst, la velocidad el viento se detalla en la tabla 4.6.

Tabla 4. 6 Velocidad del Viento por Meses de la Zona de Instalación.

Mes	Velocidad del viento (m/s)
Enero	3.1
Febrero	2.6
Marzo	2.5
Abril	2.7
Mayo	3.2
Junio	2.9
Julio	3.0
Agosto	3.2
Septiembre	3.6
Octubre	3.6
Noviembre	3.5
Diciembre	3.4
Promedio Anual	3.1

Fuente: Elaboración propia según los datos proporcionados por el software PVsyst - Meteonorm.

Para los cálculos siguientes se tomará como dato el mes más crítico que tiene mayor velocidad del viento, que es el mes de octubre, con 3.6 m/s.

El cálculo de la presión del aire lo obtendremos con la siguiente formula:

$$P = \frac{W}{2g} * V^2 \dots (30)$$

Donde:

P: presión kgf/m^2

W: 1.2475 aire a $10^\circ C$

G: $9.81 m/s^2$

V: $3.6 m/s$

Reemplazando los datos en la formula obtenemos:

$$P = 0.82 kgf/m^2$$

Por lo tanto, la presión del aire a la velocidad de $3.6 m/s$, es de $0.82kgf/m^2$.

Seguidamente, se debe calcular la fuerza que ejerce el aire sobre los 120 paneles fotovoltaicos que albergara el soporte metálico.

$$F = P\left(\frac{kgf^2}{m}\right) * (ancho panel(m) * largo panel(m) * 120) \dots (31)$$

Donde:

Ancho del panel en metros: 1.011 m

Largo del panel en metros: 2.031

Reemplazando en la formula obtenemos que:

$$F = 202 kgf/m^2.$$

Por lo tanto, la fuerza que ejerce el viento sobre los 120 paneles fotovoltaicos, a una velocidad de $3.6m/s$ es de $202 kgf/m^2$.

En conclusión, el soporte metálico que albergará los 120 paneles, deberá soportar fuerzas de viento mínimo de $202 kgf/m^2$, con un material de aluminio anodizado.

e. Selección de cable del sistema fotovoltaico DC

Para la instalación de la central fotovoltaica con paneles fotovoltaicos para autoconsumo de potencia de 1MWp, necesitaremos definir la tensión de trabajo.

Para la elección de la tensión de trabajo del sistema, se utilizó la siguiente tabla, como una referencia válida:

Tabla 4. 7 Tensión de Trabajo del Sistema Fotovoltaico

Potencia demandada por el sistema (W)	Tensión de trabajo del sistema fotovoltaico (Volts.)
Menos de 1.500W	600-900V

Fuente: Elaboración propia según los cálculos realizados en la presente tesis.

Debido a que los paneles se conectarán en serie de dieciséis (16) paneles en serie se trabajarán con 662V.

Se procedió a calcular la sección del cable necesario para la conexión de cada equipo:

Para toda la instalación vamos a utilizar un cable tipo PV H1Z2Z2-K, de cobre, fabricado especialmente para instalaciones fotovoltaicas, pues son cables unipolares con doble aislamiento y con una gran resistencia a la intemperie, que están especialmente concebidos para este tipo de proyectos.

Figura 4. 8 Cable solar PV ZZ (Fuente: Top Cable)



Fuente: Tomado de Top Cable (<https://www.topcable.com/sites/es-pe/cables-solares/>) (TOP CABLE, 2019)

La fórmula general para el cálculo de sección de cable para sistema monofásico DC es:

$$S = \frac{2 * L * I * \gamma}{(VA - VB)} = \frac{2 * L * I}{56 (VA - VB)} \dots (32)$$

Siendo:

L: la longitud de la conducción (**80m**)

I: la intensidad (**8.47 A**).

Y: Resistividad o resistencia específica cuyo valor a 20° C, para hilo estirado en frío, con una resistencia de más de 30 kg / mm² y con un diámetro mayor o igual a 1 mm es **1/56 W mm² m⁻¹** = 0.001786 W mm² m⁻¹. (La resistividad es la inversa de la conductividad)

(VA – VB): Caída de tensión máxima admisible. (**1% de 662V**)

Debemos hacer mención a esta última variable de la caída de tensión máxima admisible y tomar en cuenta cuales son, según el IDAE, las recomendaciones según el subsistema a analizar:

Tabla 4. 8 Caída de Tensión Admisible según IDAE

Subsistema	Caída tensión Máxima	Recomendada
Paneles – Regulador	3%	1%
Regulador – Baterías	1%	0,5%
Baterías – Inversor	1%	1%

Fuente: Tomado de Norma IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, 2011)

- **Subsistema desde el campo de captación solar de los paneles, hasta la caja de conexiones de continua:**

La caída de tensión recomendada para paneles y reguladores es 1% según la tabla 4.8, Reemplazando los datos en la fórmula (32) obtenemos:

$$S = (2 * 80 * 8.47) / 56 * 6.62 = 3.65 \text{mm}^2.$$

Por lo tanto, se seleccionará el conductor tipo PV H1Z2Z2-K de 6mm², con lo calculado se confirma **el cable de 6 mm² será óptimo con respecto a caída de tensión.**

- **Subsistema desde la caja de conexiones de continua hasta el inversor.**

Se tiene una distancia de 5 metros entre la caja de conexiones del sistema continuo, hasta el regulador de carga, por lo tanto:

Suponemos una caída de tensión de 2 % (Tabla 4.8), es decir, 2 % de la tensión de trabajo 662 V, para nuestro caso obtenemos 13.24 V y la intensidad que circulará como máximo será la de los 11 grupos de paneles (cada grupo o “string” tiene paneles en serie) por la corriente de un panel (Isc), por lo que, para nuestro caso, sería:

Isc: 29.37 A.

Por tanto, para calcular la sección:

$$S = 2 * L * I / 56 * (VA - VB)$$

$$S = (2 * 20 * 29.37) / 51 * 0,96 = 9,8 \text{ mm}^2.$$

Por lo tanto, elegimos la sección de cable de 10 mm².

f. Determinación de las características del transformador elevador

- **Potencia Nominal del Transformador**

$$\text{Pot. Transformador} = \frac{\text{Pot. a transmitir}}{f.p * f.s} \text{ (kVA) ... (33)}$$

Donde:

- Pot. a transmitir : 1000 kW
- f.p. : 0.9
- f.s. : 0.9

Reemplazando valores en (4.):

$$\text{Pot. Transformador} = \frac{1000}{0.9 * 0.9} = 1234.57 \text{ kVA}$$

Por lo tanto, se escogerá la potencia inmediata comercial:

- ❖ Potencia Transformador elevador: 1250 kVA.

- **Longitud de Fuga (LF)**

$$LF = Ud * F_{NCIV} \text{ (mm)} \quad \dots (34)$$

Donde:

Ud : Tensión de diseño: 24kV

F_{NCIV} : Factor Nivel de Contaminación IV: 31 mm/kV

Reemplazando en (34.):

$$LF = 24 * 31 = 744 \text{ mm}$$

Por lo tanto, la Longitud de fuga del transformador elevador será como mínimo:

❖ Longitud de fuga mínimo 744mm.

Por lo tanto, las características del Transformador Elevador son:

Tabla 4. 9 Características del Transformador Elevador.

	Características mínimas en el Transformador Elevador
Potencia nominal	1250 kVA
Nivel de tensión	24 kV
Relación de Transformación	22.9/0.4 kV
Grupo de conexión	YNyn6
Frecuencia	60 Hz
Longitud de fuga	> 744mm
Altitud	1000 msnm

Fuente: Elaborado en base a los cálculos para la selección del transformador elevador.

g. Selección del cable subterráneo

Para el cálculo de cables y demás equipos de la subestación y aguas debajo de la subestación, se utilizará los siguientes datos, como base de los cálculos:

- Potencia del Transformador : 1250 kVA
- Potencia a Transmitir : 1000 kWp
- Tensión de Diseño : 24kV
- Tensión Nominal (Vn) : 22.9 kV

- Potencia de Cortocircuito (Pcc) : 18.5 MVA (En S.E. de planta en Mina Andalucita)
- Longitud de Línea : 200 m
- Tiempo de actuación de la protección : 0.02
- Factor de Potencia : 0.9
- Caída de tensión máxima permisible : 5%
- Temperatura del Terreno : 40 °C
- Profundidad instalación del cable : 1.00 m.
- Altitud en m.s.n.m. : 1000 m.s.n.m.
- Para la longitud de fuga:
- Nivel de Contaminación IV–IEC 60815 : 31 mm/kV
- Las condiciones normales para la instalación del alimentador:
- Temperatura del suelo : 40°C
- Resistividad térmica del suelo : 150 (°C – cm/W)
- Profundidad del tendido : 1.0 m
- Temperatura del conductor N2XSY : 90°
- Corriente admisible del N2XSY de 50mm² : 196 A

- **Selección de cable por corriente de carga nominal**

i. Cálculo de la corriente nominal Un:22.9kV

$$I_n = \frac{KVA}{\sqrt{3} * KV} \quad \dots (35)$$

$$I_n = \frac{1250}{\sqrt{3} * 22.9}$$

$$I_n = 31.51 A$$

ii. Capacidad de Corriente corregida

$$I_{Cu\ co} = I_{Cu} * FC \quad \dots (36.)$$

Factores de corrección:

$$FC = FC_t * FC_{pt} * FC_{rtt} * FC_{pc} \dots (37)$$

- FC_t : Por temperatura del terreno : 0.85
- FC_{rtt} : Por resistividad térmica del terreno : 0.91
- FC_{pc} : Por proximidad de otros cables : 1.00
- FC_{pt} : Por profundidad de tendido : 0.98

$$FC = 0.85 * 0.91 * 1 * 0.98 = 0.758$$

$$I_{Cu\ co} = 196 * 0.758 = 148.57\ A$$

Tabla 4. 10 Capacidad Amperimétrica del Cable Corregido.

Corriente de Carga Nominal	Capacidad del cable corregido
31.51 A	148.57 A

Fuente: Elaborado en base al cálculo de la capacidad amperimétrica del cable.

Por lo tanto, la sección del cable tipo N2XSY que soporta cómodamente la Corriente de Carga Nominal de carga es 50 mm², tal como lo muestra la siguiente tabla:

Tabla 4. 11 Capacidad Amperimétrica de catalogo

Sección de cable N2XSY (mm ²)	Capacidad Nominal (A)	
	Directamente enterrados	Aire
50	196	238

Fuente: Tomado de Ficha técnica cable N2XSY – INDECO

- **Selección del conductor por corriente de cortocircuito**

Utilizaremos las siguientes formulas:

$$I_{cc\ sistema} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * V_n} \dots (38)$$

$$I_{cc\ cable} = \frac{0.0945 * S}{\sqrt{t}} \dots (39)$$

Donde:

Pcc: Potencia de cortocircuito : 18.5MVA

t: Tiempo de actuación de la protección : 0.02 seg.

S: Sección del conductor en mm^2 : 50

V_n : Tensión nominal : 22.9kV

$I_{cc\ sistema}$: Corriente de cortocircuito en el punto de alimentación.

$I_{cc\ cable}$: Corriente de cortocircuito térmicamente admisible cable.

Reemplazando en (3) y (4), Obtenemos:

$$I_{cc\ sistema} = \frac{18.5MVA}{\sqrt{3} * 22.9kV} = 0.47\ kA$$

$$I_{cc\ cable} = \frac{0.0945 * 50mm^2}{\sqrt{0.02\ seg}} = 33.41\ kA$$

Luego:

$$I_{cc\ cable} > I_{cc\ sistema}$$

Por lo tanto, el cable de energía seleccionado N2XSY de $50mm^2$ soportará la corriente de cortocircuito máxima para una tensión de 22.9kV.

- **Selección del conductor por caída de tensión**

La caída de tensión del sistema está definida por:

$$\Delta V = \sqrt{3} * I_n * L * ((R * \cos\phi) + (X \sin\phi)) \dots (40)$$

Donde:

I_n : Corriente nominal (22.9 kV) : 31.51 A

L : Longitud total del cable de M.T. : 0.2 km

R : Resistencia del conductor N2XSY : 0.4938(Ω /km)

X : Reactancia del conductor N2XSY : 0.2362(Ω /km)

$\cos\phi$: Factor de potencia de la carga : 0.9

Reemplazando los parámetros eléctricos (según fabricante) del cable N2XSY y los datos de red eléctrica en la fórmula (5), tenemos:

$$\Delta V = \sqrt{3} * 31.51 * 0.2 * ((0.4938 * 0.9) + (0.2362 * 0.44))$$

$$\Delta V = 5.98 V$$

Como se aprecia la caída de tensión es 5.98 (0.026%), menor al 5% de 22900V.

El cable seleccionado N2XSJ de 50mm^2 satisface la condición de caída de tensión, al no superar el 5% de la tensión nominal del sistema 22.9kV.

Por lo tanto, la red de media tensión será:

Cable tipo N2XSJ de 50 mm².

h. Determinación de las características eléctricas de las protecciones en la subestación eléctrica elevadora en media tensión.

- **Calculo de la impedancia de la red y del cable**

Se utiliza la siguiente formula:

$$Z_{\text{total}} = \sqrt{(r_{\text{cable}} * L)^2 + (X_{\text{red}} + (X_{\text{cable}} * L))^2} \dots (41)$$

Donde:

r_{cable} : Resistencia del cable.

X_{cable} : Inductancia del cable.

X_{red} : Inductancia del sistema de la S.E. de la U.M. Andalucita.

L : Longitud del cable particular.

Cálculo de la impedancia de la red:

$$X_{\text{red}} = \frac{V_n^2}{P_{cc}} \dots (42)$$

Cálculo de la Impedancia de la red 22.9kV:

Reemplazando datos en (42):

$$X_{\text{red}} = \frac{22.9\text{kV}^2}{18.5\text{MVA}}$$

$$X_{\text{red}} = 28.34 \Omega$$

De los fabricantes, se tiene r_{cab} y x_{cab} (ohm/km)

$$r_{cab} = 0.4938 \Omega/km$$

$$x_{cab} = 0.2362 \frac{\Omega}{km}$$

L (Longitud de cable) = 0.2 km

Luego reemplazando en (41) se obtiene la impedancia total:

$$Z_{total} = \sqrt{(0.4938 * 0.2)^2 + (28.34 + (0.2362 * 0.2))^2}$$

$$Z_{total} = 28.38 \Omega$$

- **Cálculo de la corriente de cortocircuito en la subestación eléctrica elevadora - I_{cc1} (kA)**

La cual se determina mediante la siguiente fórmula:

$$I_{cc1} = \frac{V_n}{\sqrt{3} * Z_{total}} \dots (43)$$

Luego reemplazando en (43) tenemos:

$$I_{cc1} = \frac{22.9kV}{\sqrt{3} * 28.38\Omega} = 0.47 kA$$

- **Potencia de cortocircuito (P_{cc1}) en la subestación eléctrica elevadora.**

La potencia de cortocircuito en la subestación eléctrica de la central solar, proyectada será:

$$P_{cc1} = \frac{V_n^2}{Z_{total}} \dots (44)$$

$$P_{cc1} = \frac{22.9^2}{28.38} = 18.48 MVA$$

- **Cálculo de la corriente de Choque (I_{CH})**

La corriente de choque en la S.E. proyectada es:

$$I_{CH} = u * \sqrt{2} * I_{cc1} \dots (45)$$

Se tiene: $u = 1.8$

Reemplazando valores en (45):

$$I_{CH} = 1.8 * \sqrt{2} * 0.47 = 1.19 \text{ kA}$$

Teniendo en cuenta los parámetros obtenidos en los cálculos anteriores obtenemos:

$$I_{cc1} = 0.47 \text{ kA}$$

$$I_{CH} = 1.19 \text{ kA}$$

Por lo tanto, las características eléctricas de las protecciones como interruptores y seccionadores de potencia, deberán tener las siguientes condiciones mínimas en 22.9kV:

Tabla 4. 12 Características mínimas en la protección de media tensión.

	Características Mínimas en la Protección de M.T.
Tensión Nominal	24 kV
Tensión de Servicio	22.9 kV
Frecuencia	60 Hz
Corriente Nominal	630 A
Corriente de Cortocircuito	20 kA
Poder de cierre del seccionador	40 kA

Fuente: Elaborado según los cálculos realizados en la presente tesis.

- **Dimensionamiento del fusible**

Para elegir los fusibles 22.9kV adecuados se aplicará el siguiente criterio:

La intensidad nominal del fusible tiene que ser superior a 1.5 I_{nom} .

Para el fusible del seccionador de potencia que protege al transformador elevador de 1250 kVA tenemos:

$$I_n = \frac{\text{KVA}}{\sqrt{3} * \text{KV}} \dots (46)$$

Reemplazando en (46):

$$I_n = \frac{1250}{\sqrt{3} * 22.9}$$

$$I_n = 31.51 \text{ A}$$

Entonces:

$$I_{fus} = 1.5 * 31.51 = 47.27 A$$

La I_{fus} inmediato superior comercial y por tablas de fabricantes es

$$I_{fus} = 63Amp.$$

Figura 4. 9 Recomendación de Fabricante para Selección del Fusible

Fusibles de AT – Protección de Transformador

Choice of fuse links for protection of transformers Selección de fusibles tipo Link para protección de transformadores

Line voltage (kV)	TRANSFORMER RATING (kVA)																
	50	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
3	25	25	40	40	63	63	63	80	100	100	160	200	200	250*	315*		
5	16	25	25	25	40	40	63	63	63	80	100	100	160	200	200	250*	315*
6	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	80	100	100	160	200	200	250*
10	10	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	80	100	100	160	200
12	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	80	100	160	160
15	10	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	100	100	125
20	10	10	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	80	100
24	10	10	10	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	80
30	10	10	10	10	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	40	2x40	2x40
36	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	40	2x40	2x40


ABB PTMV Poland

- La tabla se basa en el uso de fusibles tipo CEF de ABB

- Condiciones de operación normales sin sobrecarga

- Temperatura ambiente -25°C a +40°C

- Selección de fusibles tipo Link para protección de transformadores



Fuente: Tomado de Sliderplayer (<https://slideplayer.es/slide/7272891/>) (Asea Brown Boveri, 2018)

i. Determinación de las características de la protección en baja tensión.

- **Cálculo de la corriente nominal del interruptor termomagnético de baja tensión.**

$$I_{nBT} = \frac{Pot. Transformador}{\sqrt{3} * U_{nBT}} \dots (47)$$

Donde:

Pot. transformador: Potencia nominal transformador: 1250 kVA

U_{nBT} : Tensión nominal baja tensión :0.4 Kv

Reemplazando valores en (47):

$$I_{nBT} = \frac{1250 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 0.4} = 1804.21 \text{ A}$$

Para el cálculo de la corriente nominal del ITM de B.T. (I_{ITM}) se utiliza la siguiente formula:

$$I_{nITM} = I_{nBT} * Fs \quad (A) \dots (48)$$

Donde:

Fs. : Factor de seguridad : 1.25

Reemplazando valores en (49):

$$I_{nITM} = 1804.21 * 1.25 = 2255.27 \text{ A}$$

Por lo tanto, la corriente nominal del ITM (I_{nITM}) será:

La corriente nominal del ITM (I_{nITM}) debe ser el inmediato superior comercial a 2255.27 A.

- **Cálculo de la corriente de cortocircuito en B.T. (I_{ccBT})**

$$I_{ccBT} = \frac{\text{Pot.Transformador}}{\sqrt{3} * U_{cc\%} * U_{nBT}} \text{ (kA)} \dots (50)$$

Donde:

Pot. transformador : Potencia nominal transformador:1250 kVA

U_{nBT} : Tensión nominal baja tensión :0.4 Kv

$U_{cc\%}$: Tensión de cortocircuito en % : 6%

Reemplazando valores en (50):

$$I_{ccBT} = \frac{1250 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 0.4 * 6\%} = 30.07 \text{ kA}$$

Por lo tanto, la corriente cortocircuito en B.T. (I_{ccBT}) es 30.07 kA.

El ITM de B.T. debe ser de una lcc mayor a 30.07 kA

Por lo tanto, las características eléctricas de las protecciones en B.T. deberán tener las siguientes condiciones mínimas en 400 V:

Tabla 4. 13 Características Mínimas en Protección de B.T.

	Características mínimas en la protección de B.T.
Tensión nominal B.T.	400 V
I nominal	2255.27 A
I cortocircuito	30.07 kA

Fuente: Elaborado según los cálculos realizados en la presente tesis.

j. Cálculo y modelamiento del Sistema de puesta a tierra.

El modelamiento se realizará de acuerdo con las especificaciones técnicas de las normas: IEC 61024-1-2 e IEEE 80 – 2000. “Guide for safety in a.c. substation grounding”.

Para el modelamiento se utilizará software comercial y hojas de cálculo. Para el cálculo del conductor se utilizó la siguiente ecuación, asumiendo que se utilizarán conexiones exotérmicas:

$$A_{mm^2} = \frac{3 * I_0 * K_f * \sqrt{t_c}}{1,9740} \text{ (mm}^2\text{)} \dots (51)$$

Donde:

A_{mm^2} = Sección transversal del conductor a utilizar en mm²

I_0 = Corriente de falla en la subestación.

K_f = Constante para diferentes materiales a diferentes temperaturas de fusión T_m y una temperatura ambiente de 40°C. (Tabla 4.9).

t_c = Tiempo de duración de la falla (s).

Según los datos:

I_0 [kA] = 10

K_f = 7,06

t_c [s] = 0,02

Tabla 4. 14 Constantes de Materiales para Puesta a Tierra.

MATERIAL	CONDUCTIVIDAD (%)	T_m (°C)	K_f
Cobre blando	100	1083	7
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica	97	1084	7,06
Cobre duro cuando se utilizan conexiones mecánicas a presión	97	250	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre	40	1084	10,45
Alambre de acero recubierto de cobre	30	1084	14,64
Varilla de acero recubierta de cobre	20	1084	14,64
Acero 1020	10,8	1510	15,95
Varilla de acero galvanizado	9,8	1400	14,72
Varilla de acero con baño de cinc	8,6	419	28,96
Acero inoxidable 304	2,4	1400	30,05

Fuente: Tomado de RETIE (<http://retie2013.blogspot.com/2014/01/articulo-15-sistema-de-puesta-tierra.html>) (RETIRE 2013-2014, 2014)

Por lo tanto, Reemplazando datos obtenemos:

$$A_0 [\text{mm}^2] = 15.17$$

Tabla 4. 15 Corriente de Falla Monofásica Asimétrica Máxima

I0 [kA]	A [mm2]
1.00	3.39
5.00	16.96
10.00	33.93
14.74	50.05
20.00	67.86
20.63	70.00
28.00	95.00
35.37	120.00
50.00	169.65
53.05	180.00

Fuente: Información tomada del software Tecat Plus 6.3

Los electrodos horizontales para Puesta a Tierra y bajantes del SDPCDA, como mínimo deberán ser de calibre 70 mm².

Asegurando una Corriente de Falla Monofásica Asimétrica de hasta 20.63 kA.

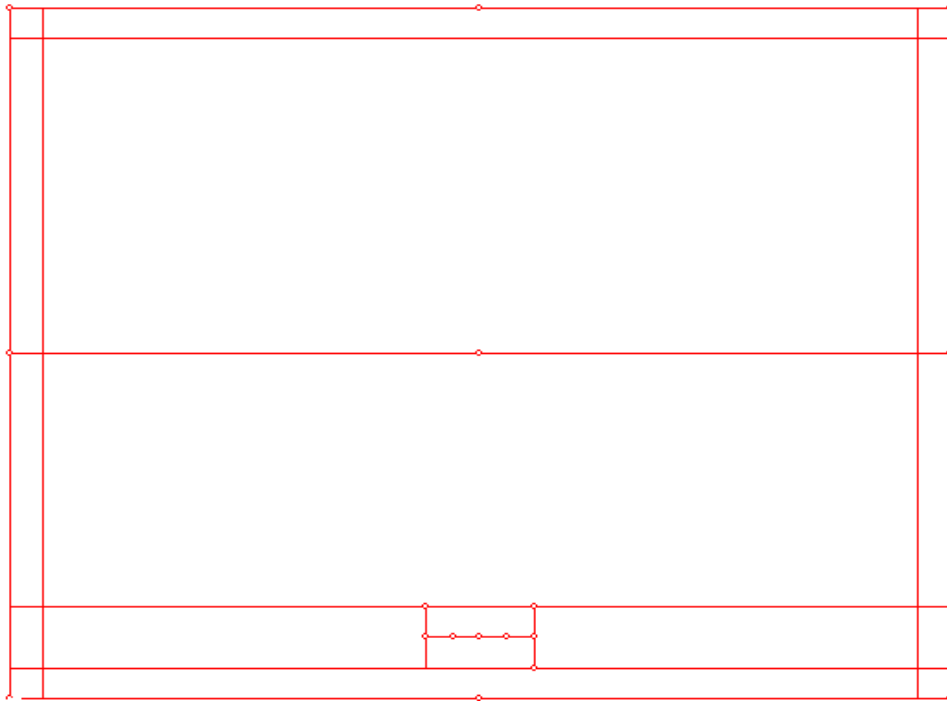
- **Diseño de Sistema de puesta a Tierra – Software Tecat Plus 6.3**

IMPORTANTES CONSIDERACIONES

Resistividad asumida: 2000 ohmios – m

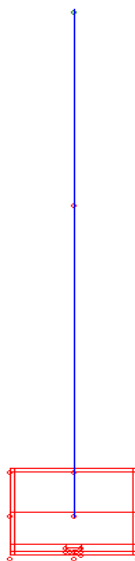
Sin mejorador ni relleno alguno.

Figura 4. 10 Diseño de Malla de la Central Solar 140mx112m



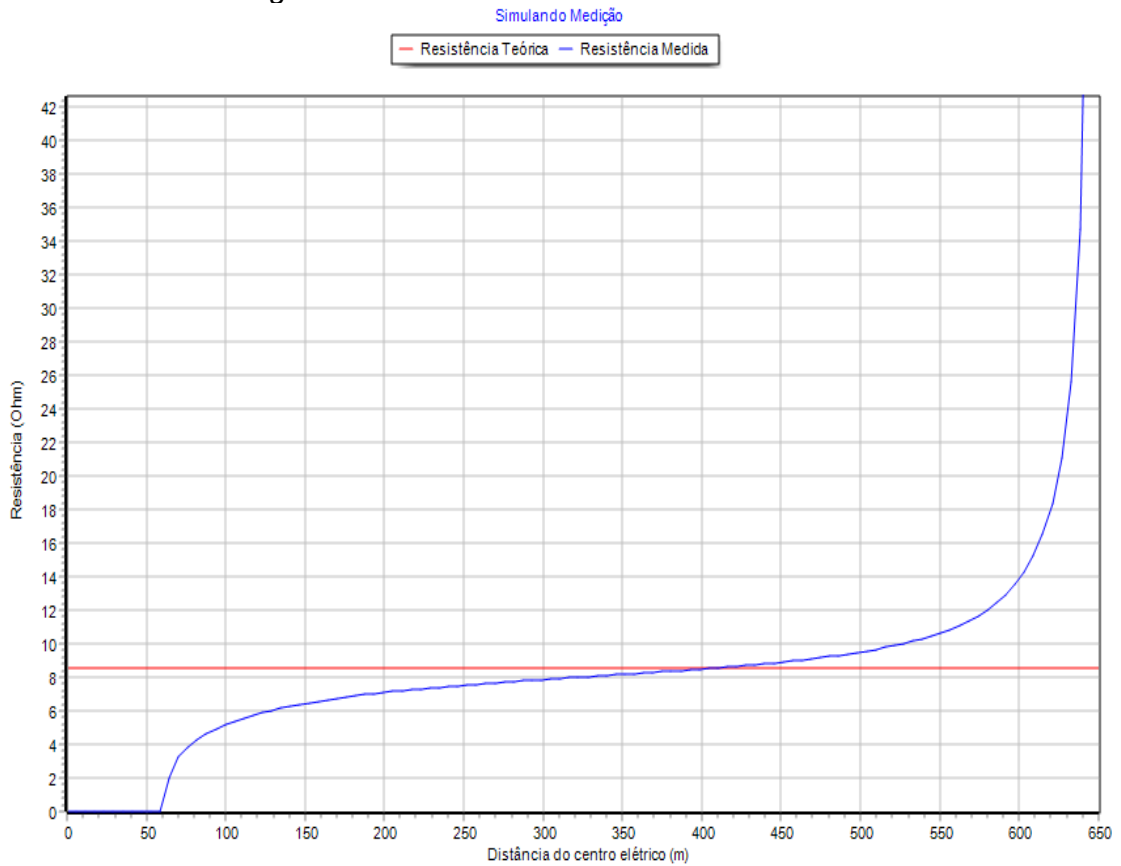
Fuente: Tomado de resultados del software Tecat Plus 6.3

Figura 4. 11 Simulación de la medición de RPT, según IEEE-81,2013



Fuente: Tomado de Resultados del Software Tecat Plus 6.3

Figura 4. 12 Resultado de la Medición de RPT



Fuente: Tomado de Resultados del Software Tecat Plus 6.3

- **Resultado de simulación de medición.**

La simulación se trabaja siguiendo la norma IEEE-81:

Archivo de datos:

Corriente de malla: 1000.0 A

Resistencia de malla: 8.526 Ohm

Elevación potencia malla: 8033.0 V

Tabla 4. 16 Posición del Sistema de Puesta a Tierra

Posición	X (m)	Y(m)	D (m)	D(%)
Punto Inicial	70	112	62.1	9.5
Varilla de cadena	70	700	650.1	100
Varilla de Potencia	70	453.6	403.7	62.1
Centro Eléctrico	70	49.9	0	0

Fuente: Elaborado en Base a los Resultados del Software Tecat Plus 6.3.

k. Cálculo del Sistema de Ventilación

Figura 4. 13 Perdidas en Transformador de Distribución Sumergido en Aceite

MODELO	POT. (KVA)	DIMENSIONES Y PESO							PERDIDAS (W)			
		A PROF. (MM)	B ANCHO (MM)	C ALTO (MM)	E DIST. AIS. BT (MM)	F DIST. AIS. AT (MM)	PESO ACT. (kg)	PESO ACE. (kg)	PESO T. (kg)	PER. FIERRO	PER. COBRE 75°C	PER. TOTAL
BAT15K0	15	650	500	1050	80	280	95	60	170	115	450	565
BAT25K0	25	650	550	1100	80	280	115	70	220	130	710	840
BAT37K5	37,5	700	600	1100	80	280	150	80	280	180	960	1140
BAT50K0	50	700	650	1100	90	300	180	90	310	230	1190	1420
BAT75K0	75	850	650	1100	90	300	230	100	390	335	1560	1895
BAT100K0	100	950	700	1100	90	300	270	120	470	400	1790	2190
BAT125K0	125	1050	750	1150	110	300	340	140	550	485	2130	2615
BAT160K0	160	1050	750	1200	110	300	390	160	640	590	2600	3190
BAT200K0	200	1100	750	1250	110	300	450	170	730	700	3020	3720
BAT250K0	250	1200	800	1300	110	300	550	210	910	820	3590	4410
BAT320K0	320	1250	850	1400	150	300	670	260	1080	1020	4270	5290
BAT400K0	400	1200	900	1500	150	300	810	280	1250	1170	5050	6220
BAT500K0	500	1400	1000	1500	150	300	950	370	1550	1540	5810	7350
BAT630K0	630	1550	900	1150	180	320	1100	400	1750	1690	6950	8640
BAT800K0	800	1600	900	1700	180	300	1300	480	2050	1950	8350	10300
BAT1000K0	1000	1650	950	1750	180	320	1540	540	2450	2330	9740	12070
BAT1250K0	1250	1800	1000	1800	180	320	1800	660	2850	2750	11460	14210
BAT1600K0	1600	1950	1150	1800	180	320	2200	800	3550	3390	13510	16900
BAT2000K0	2000	2100	1250	1900	210	320	2720	1050	4450	4400	16120	20520
BAT2500K0	2500	2200	1300	2000	210	320	3200	1100	5050	5090	18120	23210

Fuente: Tomado de FASETRON (www.fasetron.com) (FASETRON S.R.L., 2020)

$$q = 0,34 * \frac{\text{Perdidas Totales}}{\sqrt{H}} \dots (52)$$

$$q' = 1,1 * q \dots (53)$$

Pérdidas en el núcleo: 2750 W

Pérdidas en el cobre: 11460 W

Pérdidas Totales: 14210 W

H: 2.5m

Reemplazando en (52):

$$q = 0,34 * \frac{14.21kW}{\sqrt{2.5}} = 3.05 m^2$$

Reemplazando en (53):

$$q' = 1,1 * q = 3.36 m^2$$

Por lo tanto, en la Subestación particular proyectada que albergara el transformador de 1250 kVA, se debe considerar el área de **ventilación inferior de 3.05 m²** y el **área de ventilación superior 3.36 m²**, por refrigeración natural.

I. Ahorro en la Facturación Eléctrica

Según la información del consumo total de energía, entregada por la Unidad Minera, se detalla el consumo de energía por mes en la siguiente tabla.

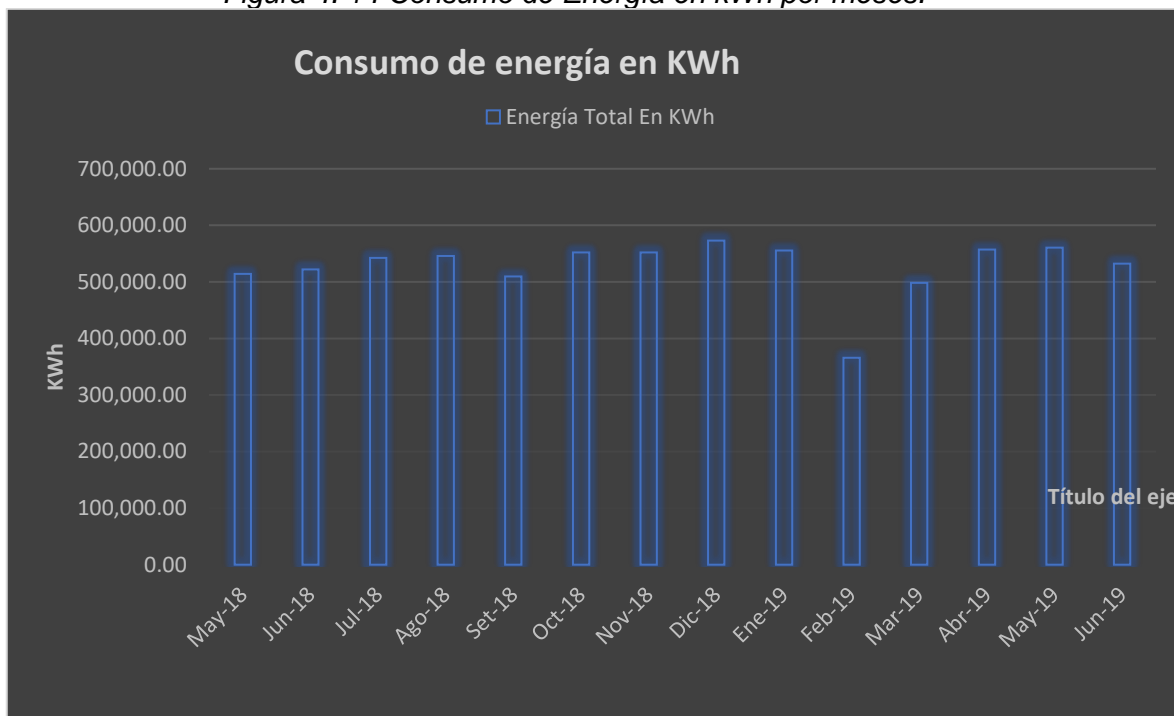
Tabla 4. 17 Consumo general en kWh de Unidad Minera

Mes	Consumo Energía Total kWh
Mayo - 2018	514298.57
Junio – 2018	522163.49
Julio - 2018	542284.14
Agosto - 2018	545832.9
Setiembre – 2018	509745.5
Octubre - 2018	552034.68
Noviembre - 2018	551942.19
Diciembre - 2018	572907.32
Enero - 2019	555280.9
Febrero - 2019	365887.35
Marzo - 2019	498207.44
Abril - 2019	557443.08
Mayo - 2019	560559.59

Junio - 2019	532053.52
Promedio	527188.62

Fuente: Elaborado en base a la información enviada por la Unidad Minera.

Figura 4. 14 Consumo de Energía en kWh por meses.



Fuente: Realizado en base a la tabla 4.18 de la presente tesis.

- **Energía total generada por la central fotovoltaica**

Calculamos la energía total generada mediante la siguiente formula:

$$E_D = N_p * W_p * G_{(\alpha,\beta)} * PR \dots (54)$$

Donde:

E_D : Energía total generada.

N_p : Numero de paneles fotovoltaicos. (2640 paneles)

W_p : Potencia pico del panel fotovoltaico. (405Wp)

$G_{(\alpha,\beta)}$: Radiación solar crítico (Julio – 147.4 kWh/m2.mes)

PR : 0.85 (Eficiencia general de todos los equipos)

Reemplazando datos en la formula obtenemos:

$$E_D = 133\,960.07 \text{ kWh/mes (Julio)}$$

Por lo tanto, la energía generada mensual por la central solar en el mes más crítico (julio) es $E_D = 133\,960.07 \text{ kWh/mes (Julio)}$.

- **Comparación de energía generada con respecto al consumo de energía mensual.**

Se obtiene con la siguiente fórmula:

$$\text{Ahorro logrado energía} = \frac{\text{Energía generada mensual}}{\text{Consumo de energía mensual de la U.M.}} \dots (55)$$

Reemplazando datos se obtiene:

$$\text{Ahorro de energía} = \left(\frac{133960.07 \frac{\text{kWh}}{\text{mes}}}{527188.62 \frac{\text{kWh}}{\text{mes}}} \right) * 100\% = 25.41\%$$

Por lo tanto, el ahorro mensual que generara la central solar, es de 25.41% en el consumo de energía eléctrica.

. Así mismo, se obtendrá el ahorro en la facturación en base al precio unitario del costo de energía el cual es 0.267 (S/. / kWh-mes)

$$\text{Ahorro en la facturación} = \frac{\text{Costo de Energía Generada}}{\text{Costo de Energía de la U.M.}} \dots (56)$$

Donde:

$$\text{Costo de Energía Generada} = 133960.07 * 0.2067 = 27689.54 \text{ soles}$$

Costo de Energía facturada se obtiene de la factura emitida por Enel.

$$\text{Ahorro en la facturación} = \frac{27689.54 \text{ Soles}}{155804.53 \text{ Soles}} * 100\% = 17.77\%$$

Por lo tanto, el ahorro mensual en facturación del mes de julio es de 17.7%.

Tabla 4. 18 Energía Total Generada por la Central Fotovoltaica (Ed)

Mes	Energía total Generada por la Central Fotovoltaica (Ed)
enero	164587.302
febrero	155135.574
marzo	176220.198
abril	168040.818
mayo	153954.108
junio	142230.33
julio	133960.068
agosto	153863.226
setiembre	169131.402
octubre	180128.124
noviembre	167859.054
diciembre	173766.384

Fuente: Realizado en base a los cálculos de la presente investigación.

Tabla 4. 19 Ahorro Mensual en la Facturación con la Central Solar

Mes	Precio de Energía Generada en Soles de la Central Solar (S/.)	Facturación mensual de Energía	Porcentaje de ahorro con Central Solar %
Enero	34020.1953	155804.53	21.83
Febrero	32066.5231	155804.53	20.58
Marzo	36424.7149	155804.53	23.37
Abril	34734.0371	155804.53	22.29
Mayo	31822.3141	155804.53	20.42
Junio	29399.0092	155804.53	18.86
Julio	27689.5461	155804.53	17.77
Agosto	31803.5288	155804.53	20.41
Septiembre	34959.4608	155804.53	22.43

Octubre	37232.4832	155804.53	23.89
Noviembre	34696.4665	155804.53	22.26
Diciembre	35917.5116	155804.53	23.05

Fuente: Realizado en base a los datos de la presente investigación.

Por lo tanto, se asegura un ahorro en la facturación mensual mayor al 17%.

4.2 Método de Investigación

Método analítico lógico deductivo, con enfoque sistémico.

Método es analítico, Puesto que consiste en la separación de un todo, en sus partes. Para conocer un fenómeno es necesario descomponerlo en sus partes.

Método lógico deductivo, Puesto que consiste en aplicar principios generales a casos particulares.

De enfoque sistémico: Según Espinoza 2010, consiste en estudiar la realidad en su totalidad, la interacción de sus componentes y las propiedades emergentes resultantes sin perder de vista su complejidad.

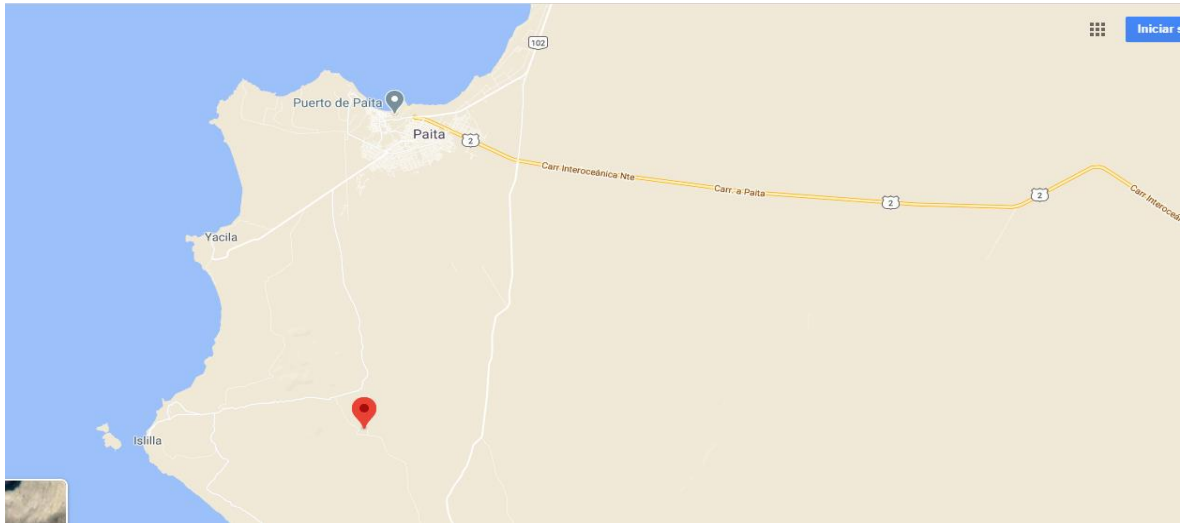
4.3 Población y muestra

La población del presente informe de tesis queda delimitada por el diseño de la planta solar de 1MWp de la U.M. Andalucita. La muestra será igual a la población.

4.4 Lugar de estudio y periodo desarrollado

La Unidad Minera Andalucita se encuentra ubicado en la Carretera la Islilla km 9.4 Distrito de Paita, Provincia de Paita, Departamento de Piura. Coordenadas: -5.205207, -81.118475.

Figura 4. 15 Ubicación geográfica Unidad Minera Andalucita S.A.



Fuente: Tomado de Google maps (web: <https://maps.app.goo.gl>)

4.5 Técnicas e instrumentos para la recolección de la información

Para lograr realizar el diseño de la central solar fotovoltaica de 1MWp, se utilizó la técnica documental de recolección de datos. Según Espinoza 2010, “La técnica documental permite la recopilación de evidencias para demostrar las hipótesis de investigación. Está formada por documentos de diferente tipo: revistas, memorias, actas, registros, datos e información estadísticas y cualquier documento de instituciones y empresas que registran datos de su funcionamiento”. (MONTES, 2010)

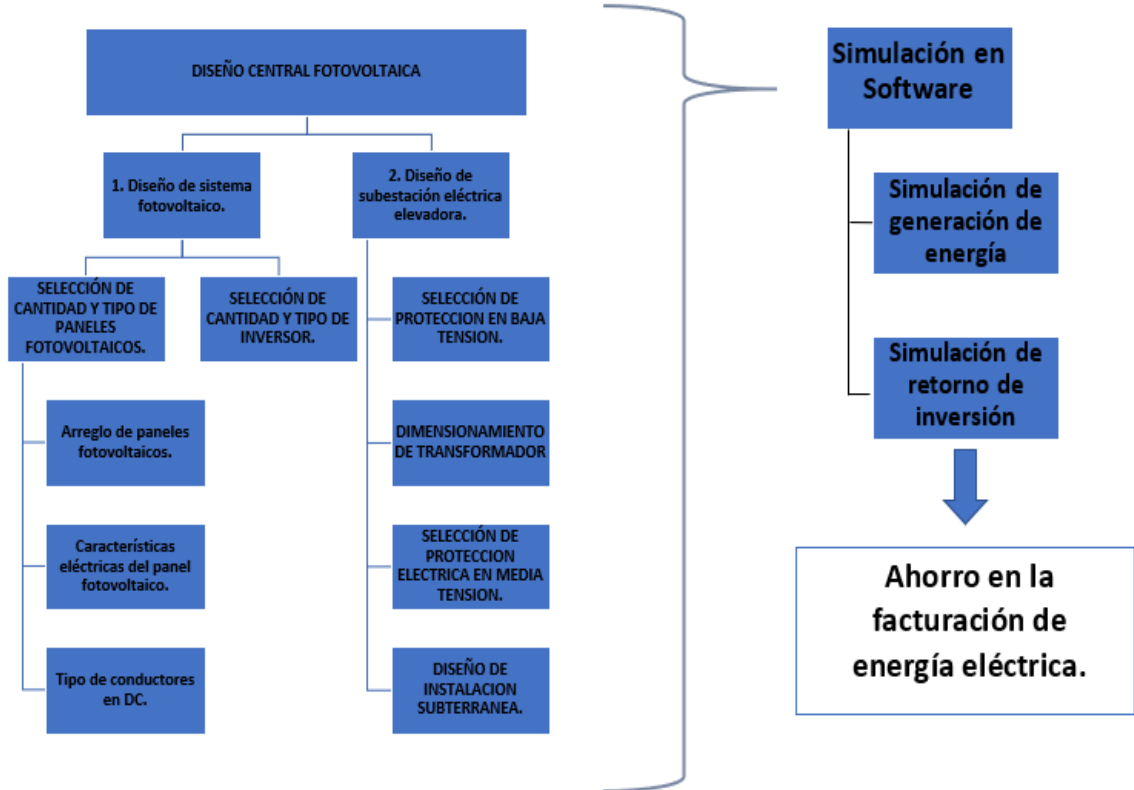
4.5.1 Documental

La documentación que sirvió para poder diseñar la central solar, es la siguiente: proyecto del sistema de utilización de la unidad minera, documentos principales del sistema eléctrico de la unidad minera, Tesis de grado, libros, planos de diagramas unifilares de la unidad minera.

4.6 Análisis y procesamiento de datos

Para desarrollar el procesamiento de datos se utilizarán los programas de Microsoft Office (Excel, Word, PowerPoint), y para la simulación se utilizará los programas Solarius y PVsyst.

Figura 4. 17 Diagrama Lógico



Fuente: Realizado en base a la información de la presente tesis.

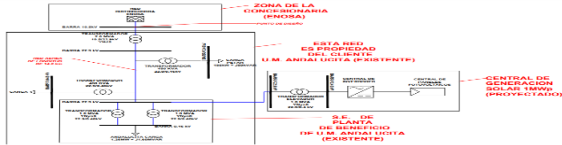
El diagrama lógico muestra la secuencia de desarrollo y cálculo de la presente tesis. Primeramente, se calculará los parámetros para el diseño del sistema fotovoltaico, selección de cantidad y tipo de paneles fotovoltaicos, selección de cantidad y tipo de inversores. Seguidamente se definirán los parámetros para el diseño de la subestación elevadora, selección de protección en baja tensión, dimensionamiento de transformador, selección de protección eléctrica en media tensión, diseño de instalación subterránea. Ya con los cálculos realizados se verificó el ahorro mensual en la facturación de energía eléctrica. Asimismo, se comprobará los resultados gracias a Software de diseño de Sistemas Fotovoltaicos.

4.6.1 Lista de Requerimientos

En la siguiente tabla se detalla los requerimientos para el diseño de la central fotovoltaica.

Figura 4. 18 Lista de Requerimiento

LISTA DE REQUERIMIENTOS

PROYECTOS		“DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1MWp CONECTADO A LA RED ELECTRICA INTERNA EN MEDIA TENSION PARA REDUCIR LA FACTURACION ELECTRICA DE LA UNIDAD MINERA ANDALUCITA EN PAITA - PIURA”	
N°	DESEO (D) EXIGENCIA (E)	DESCRIPCION	RESPONSABLE
<u>FUNCION PRINCIPAL</u>			
1	D		M.A.L.H.
2	E	Generar 1MWp de energía eléctrica.	M.A.L.H.
3	E	Que la subestación elevadora, transforme la tensión de 400V a 22900V	M.A.L.H.
4	E	Diseño de una central fotovoltaica de 1MWp para reducir la facturación eléctrica de la Unidad Minera.	M.A.L.H.
5	E	Conectarse a la red interna en media tensión de la unidad minera.	M.A.L.H.
<u>ENERGIA</u>			
6	E	Tener como fuente de energía la radiación solar.	M.A.L.H.
7	E	Debe transformar la energía solar a energía eléctrica.	M.A.L.H.
<u>ERGONOMÍA</u>			
8	E	El manejo de los equipos no debe generar complicaciones para el operador.	M.A.L.H.
9	E	El usuario capacitado debe tener acceso sin complicaciones para el mantenimiento preventivo a los equipos.	M.A.L.H.
<u>USO</u>			
10	E	La verificación de los parámetros de los equipos debe ser sencillo, para que pueda realizarlo el encargado, sin inconvenientes.	M.A.L.H.

11	E	Debe ser sencillo, la verificación y toma de datos de planta de generación.	M.A.L.H.
		<u>GEOMETRICO</u>	
12	E	Los paneles solares deben ubicarse en un ángulo óptimo, con el fin de aprovechar el máximo de la energía solar.	M.A.L.H.
13	E	La central fotovoltaica debe ubicarse dentro de la delimitación del terreno brindado por el cliente.	M.A.L.H.
		<u>TRANSPORTE</u>	
14	E	Que los componentes se puedan transportar, por medios accesibles en el mercado. (Tráiler, cama baja, etc.)	M.A.L.H.
		<u>LOGISTICA</u>	
15	E	Los equipos de la central fotovoltaica deben ser accesibles en el mercado.	M.A.L.H.
		<u>MANTENIMIENTO</u>	
16	E	Para los paneles fotovoltaicos el mantenimiento debe ser básicamente limpieza.	M.A.L.H.
17	E	Para la subestación elevadora, se debe realizar mantenimiento con personal calificado.	M.A.L.H.
		<u>MONTAJE</u>	
18	E	Los componentes deben tener accesorios de izaje para su respectivo mensaje.	M.A.L.H.
19	D	Debe ser de fácil montaje, utilizando herramientas convencionales.	M.A.L.H.
		<u>COSTO</u>	
20	D	La central solar debe contar menos a 1.6 M dólares.	M.A.L.H.
21	E	Que al realizar el diseño se obtenga una óptima cantidad de los equipos de la central fotovoltaica.	M.A.L.H.
22	E	Que el retorno de inversión sea en el menos tiempo posible.	
23	E	Que el tiempo de vida útil de los equipos de la central fotovoltaica sea el mayor posible.	M.A.L.H.
		<u>MEDIO AMBIENTE</u>	
24	D	Que disminuya los gases de efecto invernadero, al utilizar como fuente de energía de la radiación solar.	M.A.L.H.
25	E	Que disminuya el consumo de energía eléctrica generada por fuentes convencionales.	M.A.L.H.

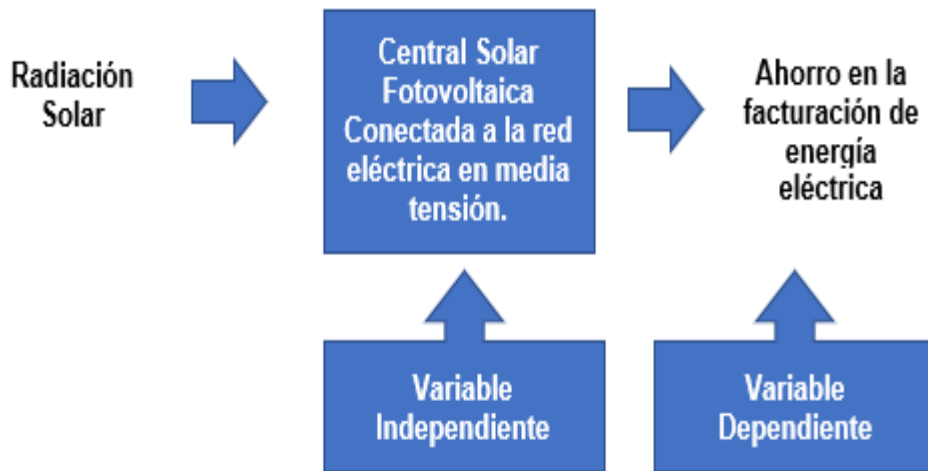
Fuente: Elaboración en base a la información de la presente investigación.

4.6.2 Estructura de funciones

- **Caja Negra**

En la caja negra como ingreso tenemos a la radiación solar, y como resultado generado ahorro en la facturación de energía eléctrica.

Figura 4. 19 Caja Negra

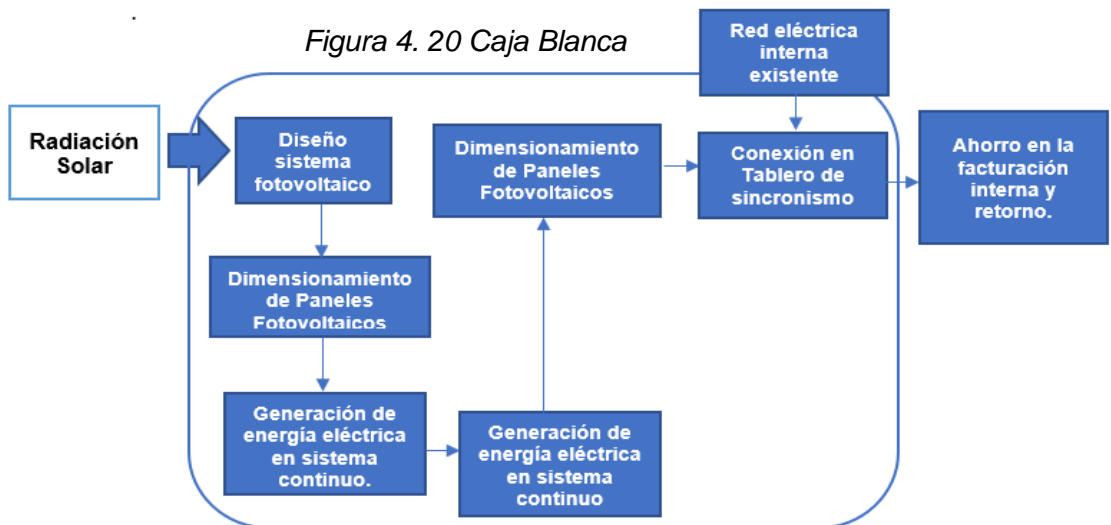


Fuente: Elaborado en base a la presente investigación.

- **Caja Blanca**

En la caja blanca ingresa como recurso la radiación solar, y mediante los cálculos correspondientes se obtienen los parámetros para seleccionar los equipos del sistema fotovoltaico, así como de la subestación eléctrica elevadora, por lo tanto, obtendremos como resultado el Ahorro en la facturación interna.

Figura 4. 20 Caja Blanca

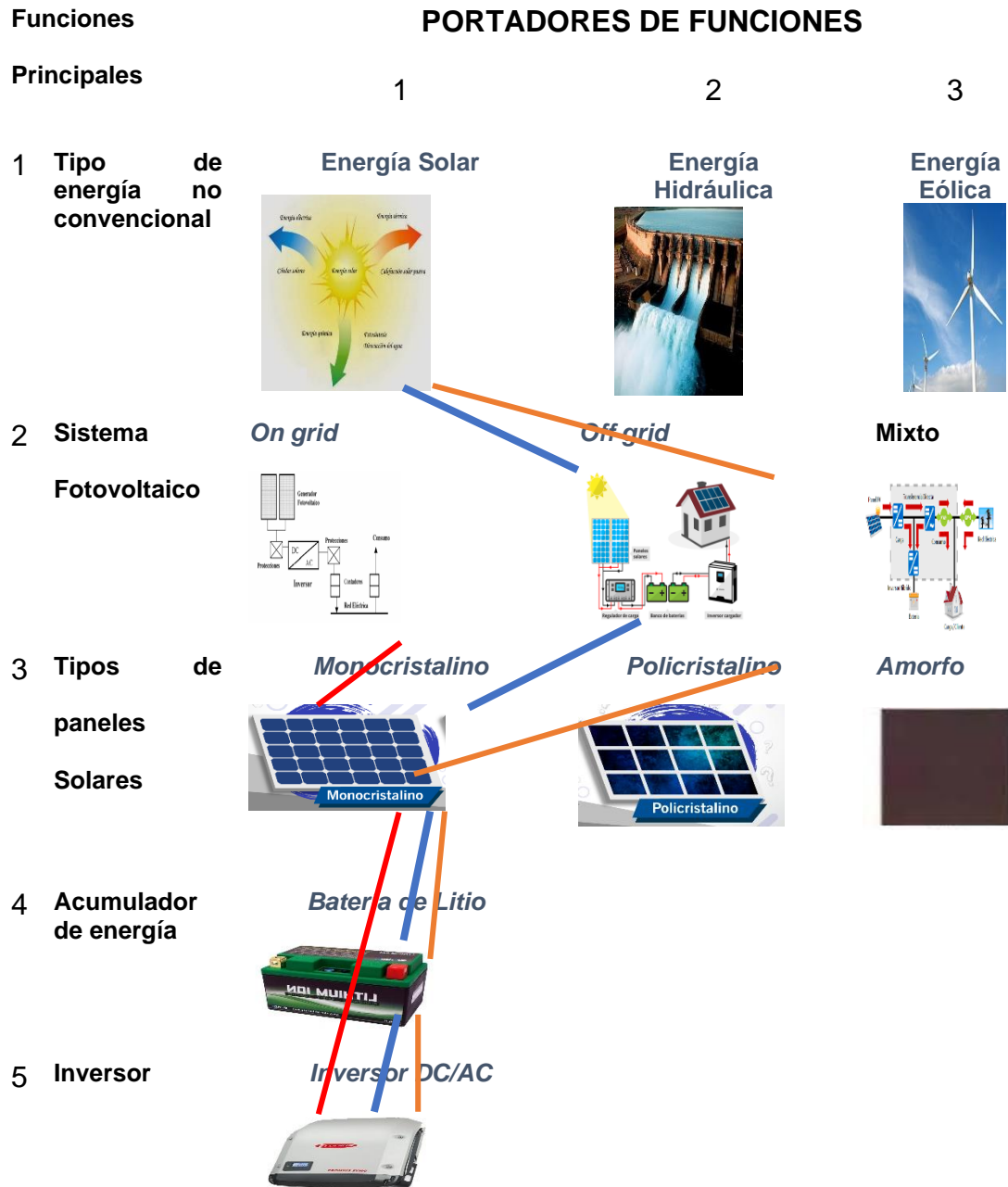


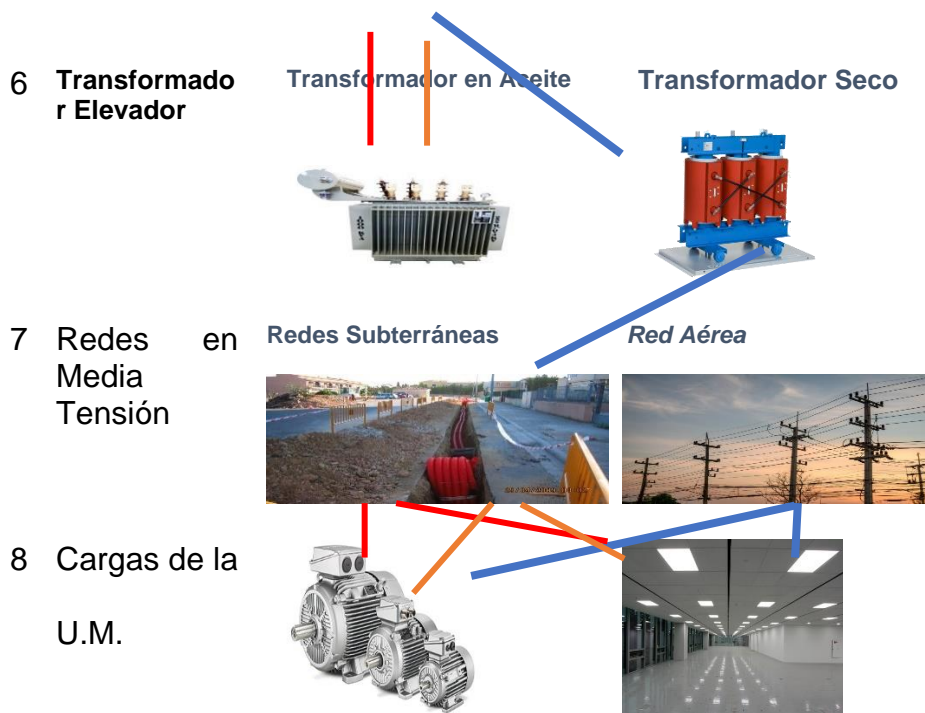
Fuente: Elaborado en base a la información de la presente investigación.

4.6.3 Matriz morfológica

En la matriz morfológica se tomaron en cuenta tres opciones de soluciones, de las cuales se eligió una de ella.

Tabla 4. 20 Matriz Morfológica
Matriz Morfológica



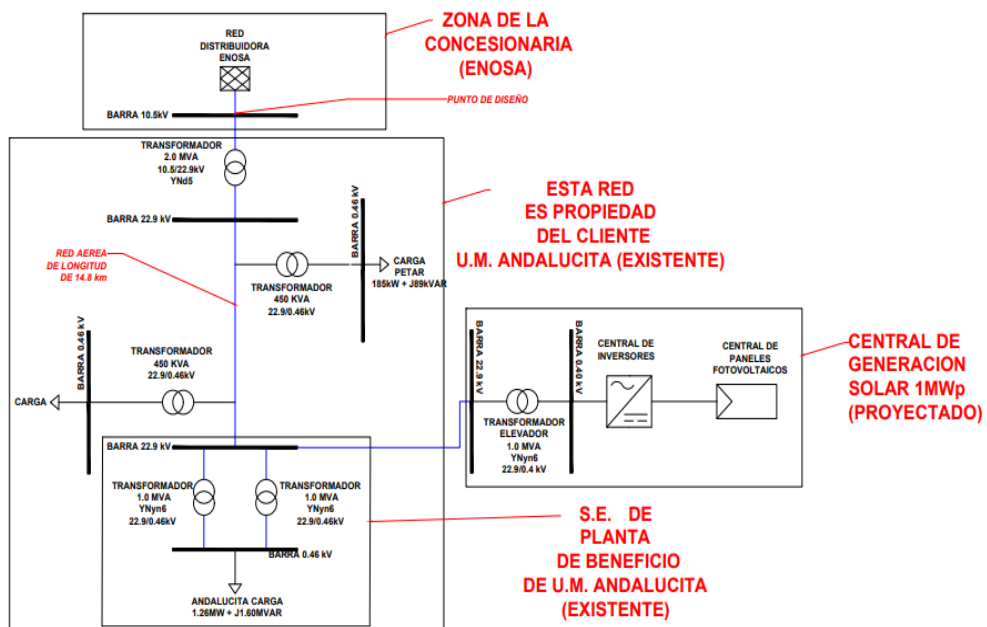


Fuente: Elaborado en base a la información de la presente tesis.

4.6.4 Concepto de solución optima

En la figura 4.21 se muestra la solución optima de conexionado eléctrico para la presente investigación.

Tabla 4. 21 Solución óptima de conexionado.

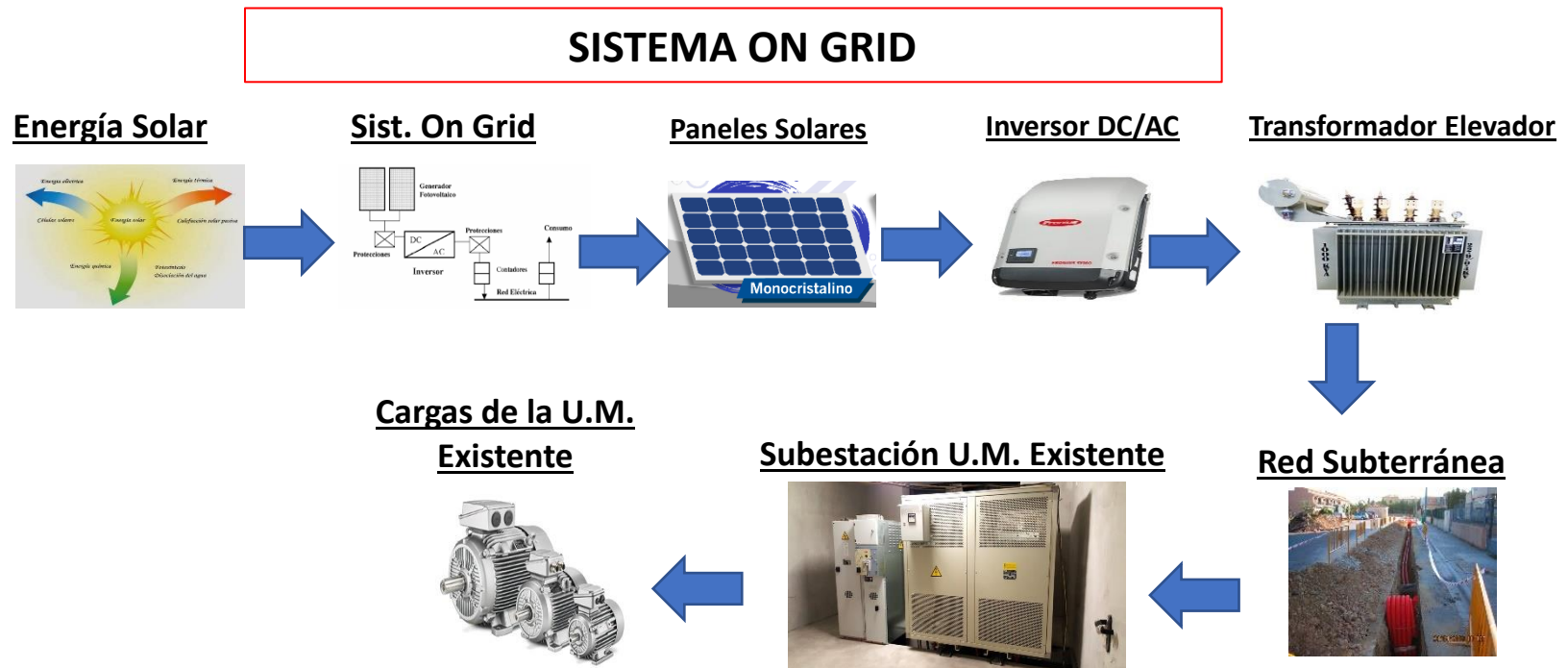


Fuente: Elaborado en base a la información de la presente investigación.

4.6.5 Esquema conceptual

En el esquema conceptual se aprecia el flujo de del desarrollo de cálculo para la investigación.

Figura 4. 21 Esquema Conceptual



Fuente: Elaborado en base a la información de la presente tesis.

V. RESULTADOS

Según los cálculos realizados en la presente investigación, tomando en cuenta la ubicación geográfica de la unidad minera Andalucita, se obtiene los resultados del diseño de la central fotovoltaica:

5.1 Resultados descriptivos

5.1.1 Sistema Fotovoltaico

- La central fotovoltaica se conformará por 2640 unidades de paneles fotovoltaicos, con potencia pico de 405Wp.
- Voltaje de los paneles solares es de 40.5V DC.
- Los paneles fotovoltaicos tendrán una inclinación de 7.29° respecto a un plano horizontal, y orientados hacia el norte.
- Según los cálculos la central fotovoltaica se conformará por once (11) inversores de corriente, de potencia de 100kW.
- Se tendrá conectado a cada inversor un arreglo de 16 paneles fotovoltaicos en serie, y 15 fotovoltaicos paneles en paralelo.
- Los soportes para los paneles fotovoltaicos, serán de material de aluminio anodizado y con bases de concretos como se muestra en el anexo 16
- El voltaje del arreglo de los paneles solares, que será conectadas al inversor, es de 662Vdc.
- El área delimitada para la central fotovoltaica es de 138m x 85m = 11,730m².

5.1.2 Inversor

- ✓ Según los cálculos realizados, la central fotovoltaica se conformará por once (11) inversores de corriente, de potencia de 100kW con una tensión de salida de 400V AC.
- ✓ El inversor elegido es de la marca ABB, modelo: String Inverters PVS-100/120 – TL, con las siguientes características:
 - Potencia: 100 Kw.
 - Fases: 3P + N
 - Tensión admisible DC: 360 – 1000V DC.

- Tensión de Salida AC: 400V.
- Frecuencia de Salida: 60Hz.
- Corriente de Salida max.: 145^a
- Factor de potencia: >0.995
- Corriente total de distorsión armónica: <3%.

5.1.3 Conexionado DC

- ✓ Conexionado de los equipos de la central solar se aprecia en el anexo A8
- ✓ El cable utilizado seleccionado para la conexión del sistema continuo DC, es el cable tipo PV H1Z2Z2-K, de cobre.
- ✓ Para el subsistema desde el campo de captación solar de los paneles, hasta la caja de conexiones de energía continua, se utilizar el cable de 6mm².
- ✓ Para el subsistema desde la caja de conexiones de continua hasta el inversor se utilizará cable de 10mm².

5.1.4 Transformador elevador

El transformador elevador será de 1200kVA , 400/22900VAC, con las siguientes características principales, la ficha técnica se encuentra en el anexo.

Figura 5. 1 Características Principales del Transformador Elevador

	Características mínimas en el Transformador Elevador
Potencia nominal	1250 kVA
Nivel de tensión	24 kV
Relación de Transformación	22.9/0.4 kV
Grupo de conexión	YNyn6
Frecuencia	60 Hz
Longitud de fuga	> 744mm
Altitud	1000 msnm

Fuente: Elaborado en base a los cálculos para la selección del transformador elevador

Según los cálculos obtenidos y la información brindada por parte de la Unidad Minera se tiene los siguientes resultados.

5.1.5 Cable Subterráneo N2XSY

El recorrido del cable subterráneo N2XSY, tiene de longitud de 200m, el cual ira canalizado dentro de una tubería de PCV-P.

Las características del cable subterráneo N2XSY, es de 24kV, 50mm², el cual cumple con las especificaciones técnicas requeridas por el cálculo realizado. Ficha técnica se muestra en el Anexo 6.

Figura 5. 2 Capacidad de corriente cable N2XSY de 50mm²

Sección de cable N2XSY (mm ²)	Capacidad Nominal (A)	
	Directamente enterrados	Aire
50	196	238

Fuente: Tomado de la ficha técnica de cable N2XSY – Indecó.

5.1.6 Características eléctricas para la selección de componentes en la subestación.

En la siguiente tabla se muestra las características eléctricas principales para la selección de los componentes eléctricos de la subestación elevadora.

Figura 5. 3 Características Mínimas de Equipamiento de la Subestación Elevadora

	Características Mínimas del equipamiento de la Subestación Elevadora.
Tensión Nominal	24 kV
Tensión de Servicio	22.9 kV
Frecuencia	60 Hz
Corriente Nominal	630 A
Corriente de Cortocircuito	20 kA
Poder de cierre del seccionador	40 kA

Fuente: Elaborado según resultado obtenido por los cálculos de la presente investigación.

5.1.7 Selección de fusible de media tensión

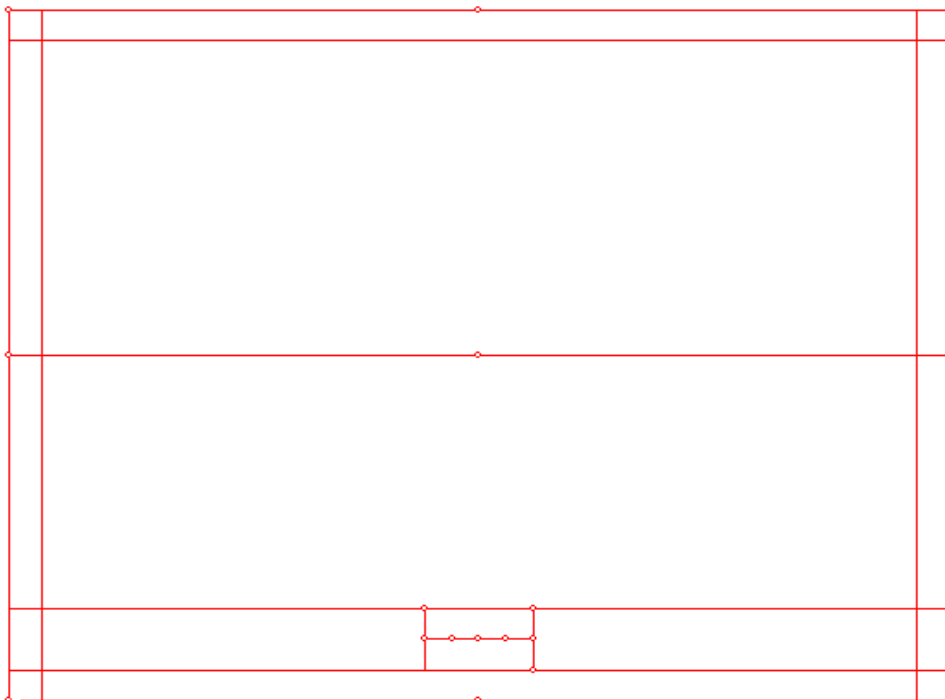
Se selecciono el fusible tipo CEF, con percutor activado en el momento de fusión, con 63Amperios de corriente nominal, y tensión de operación

de 24kV.

5.1.8 Sistema de puesta a tierra

Según los cálculos y la simulación en el software Tecat Plus 6.3, se obtiene la malla y bajantes de puesta a tierra debe ser de un diámetro de 70 mm², En el anexo 14 de la subestación eléctrica y Anexo 15 de la central solar se detalla la conexión del sistema de puesta a tierra en la central solar.

Figura 5. 4 Diseño de Malla de la Central Solar 140mx112m



Fuente: Tomado de resultados del software Tecat Plus 6.3

Consumo de energía del centro de datos

5.1.9 Sistema de Ventilación

En la Subestación particular proyectada que albergara el transformador de 1250 kVA, se debe considerar el área de **ventilación inferior de 3.05 m²** y el área de **ventilación superior 3.36 m²**, por refrigeración natural.

Según los cálculos realizados del diseño de la central solar y la información suministrada por la Unidad Minera, en la presente investigación, Se obtiene los siguientes porcentajes de ahorro mensual:

Figura 5. 5 Ahorro Mensual en la Facturación con la Central Solar.

Mes	Precio de Energía Generada en Soles de la Central Solar (S/.)	Facturación mensual de Energía	Porcentaje de ahorro con Central Solar %
Enero	34020.1953	155804.53	21.83
Febrero	32066.5231	155804.53	20.58
Marzo	36424.7149	155804.53	23.37
Abril	34734.0371	155804.53	22.29
Mayo	31822.3141	155804.53	20.42
Junio	29399.0092	155804.53	18.86
Julio	27689.5461	155804.53	17.77
Agosto	31803.5288	155804.53	20.41
Septiembre	34959.4608	155804.53	22.43
Octubre	37232.4832	155804.53	23.89
Noviembre	34696.4665	155804.53	22.26
Diciembre	35917.5116	155804.53	23.05

Fuente: Realizado en base a los datos de la presente investigación.

Por lo tanto, el ahorro en el mes mas critico de radiación solar (julio) es de 17.7% mensual, ello nos asegura el mismo ahorro mensual en todos los meses.

Asimismo, el ahorro en energía eléctrica con la central solar es de 25.4% mensual.

En la Figura 5.6 y 5.7 se muestra parte del informe de la simulación del sistema fotovoltaico en PVSYST.

Figura 5. 6 Simulación de la Sistema Fotovoltaico en PVSYST

PVsyst V7.1.4

VC0. Simulation date:
11/02/21 20:04
with v7.1.4

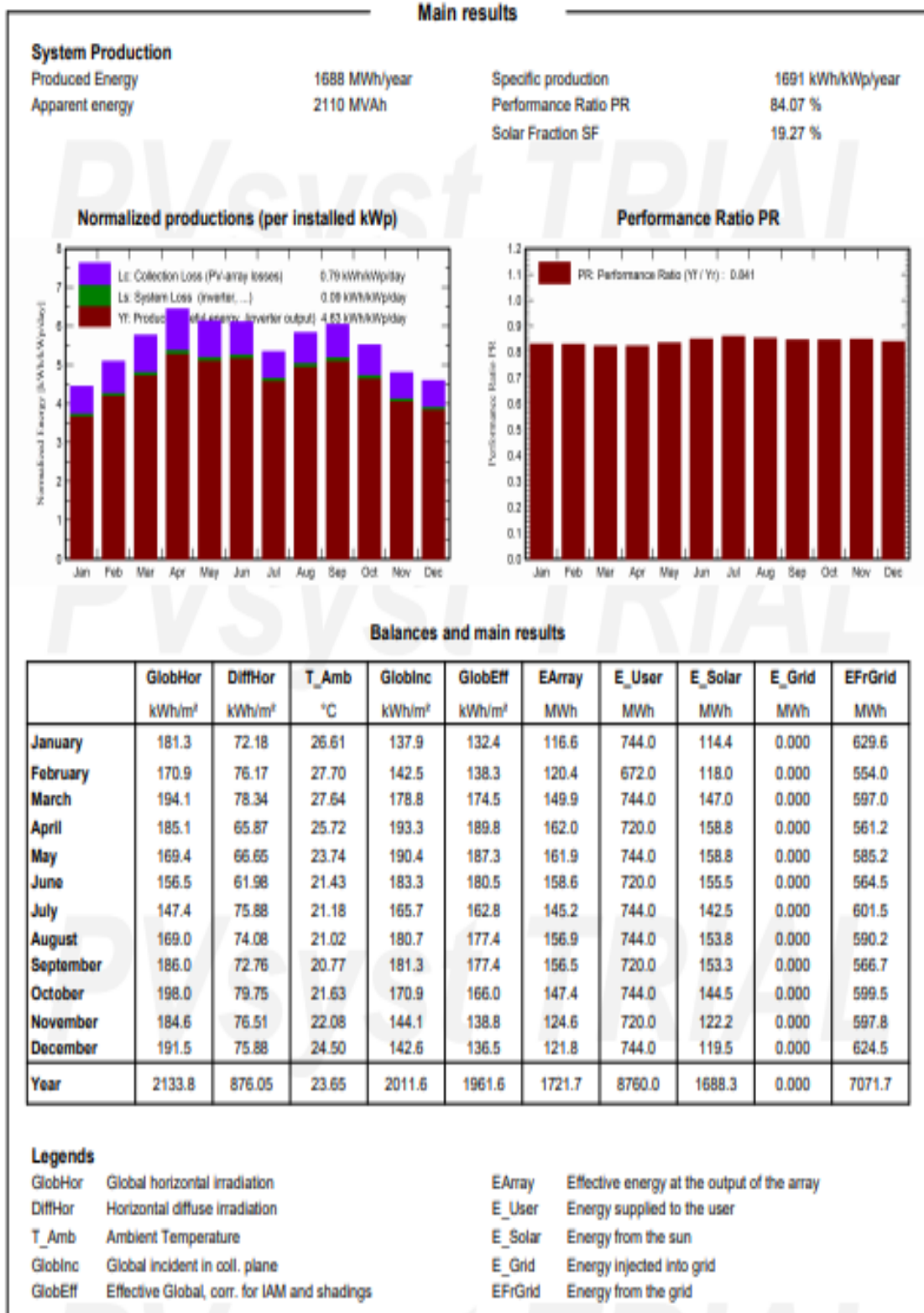
General parameters		
Grid-Connected System	Sheds, single array	
PV Field Orientation	Models used	Horizon
Orientation	Transposition	Free Horizon
Fixed plane	Diffuse	Perez
Tilt/Azimuth	Circumsolar	Perez, Meteonorm separate
Near Shadings	User's needs	
No Shadings	Fixed constant load	
	1000 kW	
	Global	
	8760 MWh/Year	
Grid injection point	Power factor	
Grid power limitation	Cos(phi) (leading)	0.800
Active Power	1000 kWac	
Pnom ratio	0.998	

PV Array Characteristics			
PV module	Generic	Inverter	Generic
Manufacturer		Manufacturer	
Model	JKM405M-72H	Model	PVS-100-TL
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	405 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	2465 units	Number of inverters	47 * MPPT 17% 7.8 units
Nominal (STC)	998 kWp	Total power	783 kWac
Modules	145 Strings x 17 in series	Operating voltage	360-1000 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.27
Pmpp	912 kWp	Total inverter power	
U mpp	633 V	Total power	783 kWac
I mpp	1441 A	Nb. of inverters	8 units
Total PV power			0.2 unused
Nominal (STC)	998 kWp	Pnom ratio	1.27
Total	2465 modules		
Module area	4960 m²		
Cell area	4402 m²		

Array losses			
Thermal Loss factor	DC wiring losses	Module Quality Loss	
Module temperature according to irradiance	Global array res.	7.3 mΩ	Loss Fraction
Uc (const)	Loss Fraction	1.5 % at STC	-0.8 %
Uv (wind)			
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss		
Loss Fraction	Loss Fraction	0.1 %	
2.0 % at MPP			
IAM loss factor			
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290			
0°	30°	50°	60°
1.000	0.999	0.987	0.962
			70°
			0.892
			75°
			0.816
			80°
			0.681
			85°
			0.440
			90°
			0.000

Fuente: Obtenido de informe de simulación del software PVSYST

Figura 5. 7 Simulación del Sistema Fotovoltaico en PVSYST



Fuente: Obtenido de informe de simulación del software PVSYST

VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1 Contrastación y demostración de la hipótesis con los resultados.

6.1.1 Contrastación de la Hipótesis general

- *Hipótesis general: El diseño de la central fotovoltaica de 1MWp conectado a la red eléctrica interna en media tensión, reducirá la facturación eléctrica de la unidad minera Andalucita en Paíta Piura.*
 - En el desarrollo de la presente tesis, se utilizaron datos comprobado como radiación solar, velocidad del viento, así como también datos eléctricos suministrados por la unida minera, los cuales permitieron realizar los cálculos correspondientes para determinar y seleccionar las características de los componentes de la central solar. En los cálculos realizados en la presente investigación, demuestran que la central solar es de 1MWp, y cumple con la reducción mensual de la facturación eléctrica.
- *Hipótesis específica:*
 - a. Con la determinación de los parámetros correspondientes, se podrá seleccionar los equipos que conforman el sistema fotovoltaico.
 - Con los cálculos realizados en la investigación, se determinó los parámetros eléctricos para la selección de los equipos que conforman el sistema fotovoltaico. Como son, paneles fotovoltaicos, ángulo de inclinación, arreglo de paneles, inversor, cable de conexión en sistema continuo DC.
 - b. Con la realización de los cálculos, se podrá seleccionar los equipos eléctricos que conforman la subestación eléctrica elevadora.
 - Se realizaron los cálculos correspondientes, y así se logró seleccionar los equipos de la subestación eléctrica elevadora, conformado por Transformador trifásico sumergido en aceite,

características eléctricas equipos a instalar en la subestación, corriente nominal del fusible de protección en media tensión, sistema de puesta a tierra, y sistema de ventilación.

6.2 Contratación de los resultados con otros estudios similares.

El diseño de una central fotovoltaica de 1MWp conectado a la red eléctrica interna en media tensión para reducir la facturación eléctrica de la unidad minera Andalucita en Paita – Piura; es comparada con el Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de 1,1 MW en Virgilia, el cual no ha considerado una subestación eléctrica elevadora a media tensión.

En la presente investigación si se ha considerado la subestación eléctrica elevadora en media tensión, con el fin de reducir las pérdidas por transmisión. Puesto que, elevando la tensión a 22900 Voltios, se reduce las perdidas considerablemente por efecto Joule en los cables N2XSY, que conectaran a la subestación interna de la Unidad Minera,

6.3 Responsabilidad ética de acuerdo a los reglamentos

El autor de la investigación se responsabiliza por la información emitida en el informe final de la tesis titulada “DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1MWP CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA INTERNA EN MEDIA TENSIÓN PARA REDUCIR LA FACTURACIÓN ELÉCTRICA DE LA UNIDAD MINERA ANDALUCITA EN PAITA – PIURA”, de acuerdo a las normas y reglamentos vigentes de la Universidad Nacional del Callao y con los consentimientos acreditados por el Ing. Victor Turco Aliaga encargado del proyecto.

CONCLUSIONES

1. En la presente tesis se logró diseñar la central sola fotovoltaica con una potencia pico en generación de 1MWp, asimismo se realizó los cálculos para seleccionar la subestación elevadora, todo ello fue con la ayuda de la información brindada por la Unida Minera, así como también los datos meteorológicos obtenidos del software PVSyst.
2. En el diseño de la central solar de la presente investigación y considerando la facturación de energía eléctrica del cliente, se asegura un ahorro de energía mensual del 25% y un ahorro en la facturación eléctrica mensual del 17%.
3. Para el proceso de dimensionamiento se ha considerado el mes de Julio por ser el mes que obtiene menor radiación solar, con respecto a otros meses, asegurando el resto del año la generación de energía eléctrica el resto del año.
4. El Sistema fotovoltaico se encuentra conformado por 2640 paneles con una potencia pico de 405Wp, y voltaje en vacío de 40.5 Vdc.
5. El arreglo de paneles fotovoltaicos por cada inversor es de 16 paneles serie, y 15 paneles en paralelo.
6. Se utilizará 11 inversores de 100kW cada uno, ello cubrirá la generación propuesta de la central solar de 1MWp.
7. Se obtuvo las características técnicas de los equipos de la subestación elevadora
 - Transformador trifásico elevador de 1250Kva; 0.4 / 22.9kV; YNyn6.
 - Fusibles en media tensión 24kV, 63Amp.

- Sistema de puesta a tierra de con conductor de malla y bajantes de calibre 70mm².
- Sistema de Ventilación de las Subestación.
- Conductor subterráneo N2XS-Y; 24kV, 50mm².

RECOMENDACIONES

1. El Estado Peruano debe implementar normativas, de regulación tarifaria para la inyección a la red de la energía generada por el sistema fotovoltaico, así se obtendría un ingreso económico y reducción de tiempo el retorno de inversión.
2. Para aumentar la capacidad de incidencia de radiación solar en los paneles fotovoltaicos, se debe implementar seguidores solares al sistema fotovoltaico.
3. Se debe buscar avance en la tecnología de fabricación de los paneles fotovoltaicos, para aumentar su eficiencia de generación, puesto que en el panel fotovoltaico utilizado en la presente investigación solo tiene una eficiencia de 19.7%. Si ello mejoraría aumentaría la energía eléctrica generada, por consiguiente, la central fotovoltaica sería más rentable.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. <https://www.nationalgeographic.es/espacio/el-sol->.
2. **Asea Brown Boveri . 2012.** Interruptores de media tensionVD4.[Enlínea]2012.[https://library.e.abb.com/public/f5a8a5af27564b109153e8453633f927/CA_VD4-50kA\(ES\)T_1VCP000001-1206b.pdf](https://library.e.abb.com/public/f5a8a5af27564b109153e8453633f927/CA_VD4-50kA(ES)T_1VCP000001-1206b.pdf).
3. **Asea Brown Boveri. 2015.** Interruptores automaticos en caja moldeada. [Enlínea]2015.https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/newsletters/eppc-news/sace_tmax_lowres.pdf?sfvrsn=2.
4. **Asea Brown Boveri S.A. 2012.** Asea Brown Boveri. *VD4 Interruptor de media tension en vacio*. [En línea] Junio de 2012. [Citado el: 4 de 10 de 2020.] [https://library.e.abb.com/public/f5a8a5af27564b109153e8453633f927/CA_VD4-50kA\(ES\)T_1VCP000001-1206b.pdf](https://library.e.abb.com/public/f5a8a5af27564b109153e8453633f927/CA_VD4-50kA(ES)T_1VCP000001-1206b.pdf).
5. **Asea Brown Boveri. 2018.** Slideplayer. [En línea] 2018. <https://slideplayer.es/slide/7272891/>. **2016.** Soluciones en Celdas para distribución primaria. [En línea] 2016.
6. **blinklearning. 2017.** blinklearning. [En línea] 2017. https://www.blinklearning.com/Cursos/c539679_c24782149__El_universo.php.
7. **Centro de Investigacion y Transferencia Tecnologica. 2018.** Universidad Don Bosco. *Universidad Don Bosco*. [En línea] 2018. [Citado el: 12 de 11 de 2020.] http://www.udb.edu.sv/udb_files/recursos_guias/electrica-ingenieria/disenio-de-lineas-de-transmision/2019/i/guia-6.pdf.
8. **COES SINAC. 2013.** INGRESO, MODIFICACION Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN. *PR-20*. Lima : s.n., 2013.

9. **COMISION DE REGLAMENTOS TECNICOS Y COMERCIALES. 1968.**
NORMA TECNICA PERUANA. *ITINTEC 370.002 TRANSFORMADORES DE POTENCIA*. LIMA : INSTITUTO DE INVESTIGACION TECNOLOGICA INDUSTRIAL Y DE NORMAS TECNICAS, 1968.
10. **Comisión Electrotécnica Internacional . 2008.** Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions. *GRADOS CONTAMINACIÓN*. 2008.
11. **Constructivo. 2018.** ¿Sabes para que funciona el sistema de puesta a tierra? [En línea] 2018. <https://constructivo.com/actualidad/sabes-para-que-funciona-el-sistema-de-puesta-a-tierra-1586264338>.
12. **CORPERLIMASAC. 2020.** Terminaciones Termocontraibles en Media Tension. [En línea] 2020. <http://www.corporacionelectricalima.com/web/terminaciones-empalmes-accesorios.html>.
13. *Cuaderno de aplicaciones tecnicas n° 10 . Asea Brown Boveri, S.A. 2011.* 2011, Plantas Fotovoltaicas, pág. 116.
14. **DELTAVOLT. 2018.** MAPA SOLAR. [En línea] 2018. https://deltavolt.pe/phocadownload/radiacion_anual.jpg.
15. **DESIGENIA. 2018.** DISEGENIA - Sistema Fotovoltaico Híbrido. [En línea] 2018. <http://desigenia.com/nuestras-soluciones/soluciones-energias-renovables/sistemas-energia-hibrida/sistema-fotovoltaico-hibrido/>.
16. **Díaz, Marta Garcia. 2015.** Diseño de una planta fotovoltaica de conexión a red. Madrid : s.n., 2015.

17. **ECOFENER. 2019.** ECOFENER Tipos de paneles solares. [En línea] 2019. <https://ecofener.com/blog/tipos-de-paneles-solares/>.
18. **Edmundo, Bellota Sanchez Luis. 2018.** Proceso de Generación de Energía Eléctrica a partir de Energía Solar para uso Industrial Caso: Planta de Secado de Mineral No Metálico. Arequipa : s.n., 2018.
19. **EFIHABITAT. 2017.** EFIHABITAT. [En línea] 2017. <https://efihabitat.com/radiacion-directa-difusa-reflejada/>.
20. **Electronica Unicrom. 2017.** Electrónica Unicrom. [En línea] 2017. <https://unicrom.com/transformador-ideal/>.
21. **Electrosertec. 2018.** Aisladores Porta Barras. [En línea] 2018. <https://electrosertec.com/platinas-barras-de-cobre-y-aisladores/859-aislador-porta-barras-media-tension.html>.
22. **2018.** Aisladores Porta Barras. [En línea] 2018. <https://electrosertec.com/platinas-barras-de-cobre-y-aisladores/>.
23. **Electrowerke. 2020.** Pararrayos. [En línea] 2020. <http://www.electrowerke.com.pe/producto/pararrayos-de-clase-3-2/>.
24. **FASETRON S.R.L. 2020.** TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION. [En línea] 2020. <http://fasetron.com/productos/transformador-trifasico-en-aciete/>.
25. **Fluke Corporation. 2021.** Fluke. *Fluke*. [En línea] 2021. [Citado el: 12 de Noviembre de 2020.] <https://www.fluke.com/es-pe/informacion/mejores-practicas/aspectos-basicos-de-las-mediciones/electricidad/que-es-la-frecuencia>.

26. **Fraved S.A. 2014.** FRAVEDSA. [En línea] 2014.
<http://ingenieriaelectricafravedsa.blogspot.com/2014/11/conexiones-transformador.html>.
27. **Garcia, Angel Franco. 2016.** Dinámica celeste. [En línea] 2016.
<http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/celeste/tiempo/tiempo.html>.
28. **Genaro, Rojas Bismarck Jean Pool. 2018.** DISEÑO DE UNA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 30MW, PARA SU ANALISIS TECNICO, OPERATIVO Y ECONOMICO EN EL SEIN; UBICADA EN TACNA - 2017. Pimentel : s.n., 2018.
29. **GOOGLE.** GOOGLE MAPS. [En línea]
https://www.google.com/maps?q=mapa+del+peru&rlz=1C1GGRV_enPE755PE755&um=1&ie=UTF-8&sa=X&ved=2ahUKEwi0p-L23tfuAhXJGrkGHWEDD0IQ_AUoAnoECBgQBA.
30. **GREENTOUCH. 2016.** GRUPO GREENTOUCH. [En línea] 2016.
<https://www.greentouch.com.mx/productos/sistemas-fotovoltaicos/sistema-fv-aislado/>).
31. **GRUPO IDEA. 2004.** I+D en Energía Solar y Automática. [En línea] 2004.
http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/00_presenta/0_presenta.htm.
32. **igm. 2020.** [En línea] 2020. <https://www.igm.com.co/tableros-electricos/>.
33. **INDECO . 2018.** CABLE N2XSY. [En línea] 2018.
<http://www.promelsa.com.pe/pdf/02404106.pdf>.
34. **Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. 2019.** IDEAM. [En línea] 2019. <http://ideam.gov.co/web/guest>.

35. **INSTITUTO DE INVESTIGACION TECNOLOGICA INDUSTRIAL Y DE NORMAS TECNICAS. 1986.** NORMA TECNICA PERUANA. *ITINTEC 370.002*. Lima : s.n., 1986.
36. **Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía. 2011.** Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. *PCT-C-REV-julio 2011*. Madrid : IDAE, 2011.
37. **Instituto TECSUP. 2019.** *Curso Protecciones Electricas en Sistemas Electricos de Potencia*. Lima : TECSUP, 2019.
38. **—. 2019.** Diseño de Subestaciones Electricas. Lima : s.n., 2019.
39. **Lalupú, Hector Armando Cornejo. 2013.** Sistema Solar Fotovoltaico de Conexion a Red en el Centro Materno Infantil de la Universidad de Piura. . Piura : Repositorio Institucional PIRHUA, 2013.
40. **LAPPGROUP. 2019.** Cable tipo DLO/RHH/RHW-2/RW90. [En línea] 2019.
https://t3.lappcdn.com/fileadmin/DAM/Lapp_Mexico/Fichas_Productos/OLFL/EX/119_CABLE_TIPO_DLO-RHH-RHW-2-RW90.pdf.
41. **Medvolt. 2020.** Aisladores capacitivos 24kV. [En línea] 2020.
<https://mediumvoltagesac.com/vista-producto/aisladores-capacitivos-24kv/>.
42. **Ministerio de Energia y Minas. 2011.** *Codigo Nacional de Electricidad Norma de Suministro*. Lima : Megabyte s.a.c., 2011.
43. **Ministerio de Energia y Minas del Perú. 2006.** *Codigo Nacional de Electricidad - Normas de Utilizacion*. Lima : Megabyte s.a.c, 2006.
44. **MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS. 2013.** PROMOCION DE LA INVERSION ELECTRICA EN AREAS NO CONECTADAS A RED.

REGLAMENTO PARA LA PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN ELÉCTRICA EN AREAS NO CONECTADAS A RED. Lima : s.n., 2013.

45. **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. 1987.** R.M. N° 065-87-EM/DGE. Lima : s.n., 1987.
46. **MONTES, CIRO ESPINOZA. 2010.** *Metodología de Investigación Tecnológica.* Huancayo ,Perú : Imagen Grafica SAC, 2010.
47. **National Fire Protection Association. 2015.** STANDARD FOR ELECTRICAL SAFETY IN THE WORKPLACE. *ELECTRICAL SAFETY IN THE WORKPLACE.* 2015.
48. **NATIONAL GEOGRAPHIC. 2018.** NATIONAL GEOGRAPHIC. [En línea] 2018. <https://www.nationalgeographic.es/espacio/descubierto-un-nuevo-planeta-extraordinariamente-denso>.
49. **Panellisolarifv. 2020.** Diferentes tipos de inversores solares. [En línea] 2020. <https://panellisolarifv.com/diferentes-tipos-de-inversores-solares-cuales-son/>.
50. **Parera, Roger Guardiola. 2008.** Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de 1,1 MW. Tarragona : s.n., 2008.
51. **Renovables, Energias. 2018.** [En línea] 2018. <http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>.
52. **RETIRE 2013-2014. 2014.** SISTEMA DE PUESTA A TIERRA. [En línea] 2014. <http://retie2013.blogspot.com/2014/01/articulo-15-sistema-de-puesta-tierra.html>.
53. **Roberto, Mendoza Dalguerre Jorge y Pauca Cuarite, Christian Yovanny. 2018.** DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

AUTONOMO E INTERCONECTADO DE 100kW PARA EL AUTOABASTECIMIENTO ELECTRICO, Y REDISEÑO DE LA ILUMINACION EXISTENTE USANDO LAMPARAS LED, PARA EL FUNDO LA CATOLICA MAJES. . Arequipa : s.n., 2018.

54. **Romero, C. 2018.** Tabla de Capacidades en Sistemas de Barras de Cobre. [En línea] 2018. <http://www.electricidadgeneral.com/descargas/barra-de-cobre/Barra%20de%20Cobre%20y%20sus%20Capacidades.pdf>.
55. **Sampieri, Dr. Roberto Hernandez. 2014.** *Metodo de la Investigacion*. Distrito Federal Mexico : Mc Graw Hill Education, 2014. 6.
56. **SFE SOLAR. 2017.** SFE SOLAR. [En línea] 2017. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/como-varia-la-captacion-de-energia-solar-en-superficies-inclinadas/>.
57. **SINERGIA. 2020.** TRENZAS, BARRAS, PLETINAS Y CINTAS DE COBRE. [En línea] 2020. <https://sinergiacables.net/project/trenzas-barras-pletinas-y-cintas-de-cobre/>.
58. **Solar Tech. 2020.** Solar Tech Panel Solar Policristalino. [En línea] 2020. <https://www.solartech.com.co/product/panel-solar-policristalino-320w/?v=1508ceb44a9d>.
59. **SUNSUPPLY. 2017.** SUN SUPPLY. [En línea] 2017. <http://www.sunsupplyco.com/tipos-de-sistemas-solares/>.
60. **Tecme Welec. 2020.** Calidad de la energia. [En línea] 2020. <http://www.tecmanelec.com/calidad.php>.
61. **TECSUP. 2019.** Diseño de Subestaciones Eléctricas. Lima : s.n., 2019.

62. **TOP CABLE. 2019.** Cables Solares para Aplicaciones. [En línea] 2019.
<https://www.topcable.com/sites/es-pe/cables-solares/>.
63. **VADEMECUM REMER. 2018.** REMER. [En línea] 2018.
<http://www.proteccioncivil.es/catalogo/carpeta02/carpeta24/vademecum17/vdm052.htm>.
64. **Valenzuela, Francisco Javier Becerra. 2018.** Diseño de una central fotovoltaica de 50MW conectada a red en la provincia de Bajadoz. *Proyecto Fin de Master*. Sevilla : s.n., 2018.

ANEXOS

TITULO: “DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1MWp CONECTADO A LA RED ELECTRICA INTERNA EN MEDIA TENSION PARA REDUCIR LA FACTURACION ELECTRICA DE LA UNIDAD MINERA ANDALUCITA EN PAITA – PIURA”							
PROBLEMA	OBJETIVO	HIPOTESIS	VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES	METODOLOGIA	TECNICAS - INSTRUMENTOS
GENERAL			<p>V. independiente</p> <p>Diseño de una Central Fotovoltaica Conectada a la red eléctrica en media tensión.</p>	<p>- Equipos de Sistemas Fotovoltaico.</p> <p>- Equipos de Subestación Eléctrica.</p>	<p>- Consumos de energía eléctrica.</p> <p>- Radiación solar incidente en la superficie.</p> <p>- Selección de transformador.</p> <p>- Características de equipos eléctricos.</p> <p>- Capacidad de corriente de falla de los equipos.</p>	<p>TIPO: Investigación Tecnológica.</p> <p>DISEÑO: No experimental.</p> <p>METODO:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Analítico Lógico Deductivo. • Enfoque Sistemico. <p>POBLACIÓN: La población del presente proyecto de tesis queda delimitada por el diseño de la central fotovoltaica de 1MWp de la U.M. Andalucita.</p> <p>MUESTRA: La muestra será igual a la población.</p>	<p>TECNICAS: Documental</p> <p>La documentación que sirvió para poder diseñar la planta solar, es la siguiente: proyecto del sistema de utilización de la mina, documentos principales del sistema eléctrico de la unidad minera, Tesis de grado, libros, planos de diagramas unifilares de la unidad minera.</p>
ESPECIFICO							
<p>Pe1: ¿Qué parámetros determinan, la selección de los equipos que conforman el sistema fotovoltaico?</p>	<p>Oe1: Determinar los parámetros correspondientes para la selección de los equipos que conforman el sistema fotovoltaico.</p>	<p>He1: Con la determinación de los parámetros correspondientes, se podrá seleccionar los equipos que conforman el sistema fotovoltaico.</p>	<p>V. Dependiente</p> <p>Reducción en la Facturación de Energía Eléctrica.</p>	<p>- Consumo actual de energía eléctrica.</p> <p>- Simulación de generación de energía eléctrica de la planta solar.</p>	<p>- Facturación de energía eléctrica.</p> <p>- Software de simulación.</p>		
<p>Pe2: ¿Qué cálculos determinan, la selección de los equipos eléctricos que conforman la subestación eléctrica</p>	<p>Oe2: Realizar los cálculos para la selección de los equipos eléctricos que conforman la subestación eléctrica</p>	<p>He2: Con la realización de los cálculos, se podrá seleccionar los equipos eléctricos que conforman la</p>					

elevadora?	elevadora.	subestación eléctrica elevadora					
------------	------------	---------------------------------	--	--	--	--	--

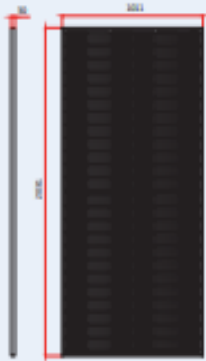
A1. Matriz de consistencia

A2. Especificaciones Técnicas de Panel Fotovoltaico

DUOMAXTM

72 LAYOUT MODULE

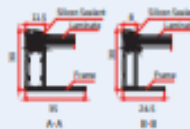
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



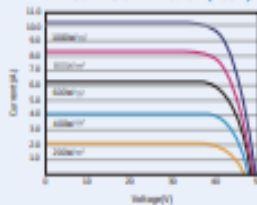
Front View



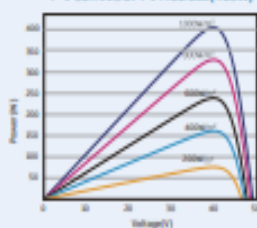
Back View



I-V CURVES OF PV MODULE(405W)



P-V CURVES OF PV MODULE(405W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power P_{max} (Wp)*	390	395	400	405	410	415
Power Output Tolerance P_{max} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage V_{mp} (V)	40.0	40.1	40.3	40.5	40.7	40.9
Maximum Power Current I_{mp} (A)	9.75	9.86	9.92	10.0	10.07	10.15
Open Circuit Voltage V_{oc} (V)	48.5	48.7	49.0	49.2	49.4	49.6
Short Circuit Current I_{sc} (A)	10.30	10.37	10.45	10.52	10.59	10.66
Module Efficiency η (%)	19.0	19.2	19.5	19.7	20.0	20.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5.
*Measuring tolerance: ±0%.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power P_{max} (Wp)	295	299	303	307	310	314
Maximum Power Voltage V_{mp} (V)	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5	38.7
Maximum Power Current I_{mp} (A)	7.83	7.89	7.95	8.01	8.06	8.12
Open Circuit Voltage V_{oc} (V)	45.8	46.0	46.3	46.5	46.6	46.8
Short Circuit Current I_{sc} (A)	8.29	8.35	8.41	8.47	8.52	8.58

NMOT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 25°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2031 × 1011 × 30 mm (79.96 × 39.80 × 1.18 inches)
Weight	25.8 kg (59.1 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass
Frame	30 mm (1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: N 140mm/P 285mm(5.51/11.22inches) Landscape: N 1400mm/P 1400mm(55.12/55.12inches)
Connector	MC4 EVQ2 / TS4

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41 C (±13 C)
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.35%/C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.25%/C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85 C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	20A

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 32 pieces
Modules per 40' container: 704 pieces

A3. Especificaciones Técnicas de Inversor de corriente

ABB string inverters

PVS-100/120-TL

100 to 120 kW



Technical data and types

Type code	PVS-100-TL	PVS-120-TL
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	420V (400...500 V)	
Operating DC input voltage range ($V_{d,min}...V_{d,max}$)	360...1000 V	
Rated DC input voltage (V_{dc})	620V	720V
Rated DC input power (P_{dc})	102 000W	123 000W
Number of independent MPPT	6	
MPPT input DC voltage range at ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) at P_{acr}	480...850V	570...850V
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPT,max}$)	17500 W [480V≤ V_{MPPT} ≤850V	20500 W [570V≤ V_{MPPT} ≤850V
Maximum DC input current for each MPPT ($I_{dc,max}$)	36 A	
Maximum input short circuit current ($I_{sc,max}$) for each MPPT	50 A ³⁾	
Number of DC input pairs for each MPPT	4	
DC connection type	PV quick fit connector ²⁾	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - replaceable surge arrester	Type II with monitoring only for SX and SX2 versions; Type I+II with monitoring only for SY and SY2 versions	
Photovoltaic array isolation control	as per IEC62109	
DC switch rating for each MPPT	50 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V ³⁾	
String current monitoring	SX2, SY2: (24ch) individual string current monitoring; SX, SY: (6ch) Input current monitoring per MPPT	
Output side		
AC Grid connection type	Three phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power ($P_{acr}@cos\phi=1$)	100 000 W	120 000 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}@cos\phi=1$)	100 000 W	
Maximum apparent power (S_{max})	100 000 VA	120 000 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V ⁴⁾	384...576 ³⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	145 A	
Rated output frequency (f_r)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	45...55 Hz / 55...65 Hz ⁵⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, 0...1 inductive/capacitive with maximum S_{max}	
Total current harmonic distortion	< 3%	
Maximum AC cable	185mm ² Aluminum and copper	
AC connection type	Provided bar for lug connections M10, single core cable glands 4xM40 and M25, multi core cable gland M63 as option	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	225 A	
Output overvoltage protection - replaceable surge protection device	Type 2 with monitoring	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	98.4%	98.9%
Weighted efficiency (EURO)	98.2%	98.6%
Communication		
Embedded communication interfaces	1x RS485, 2x Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11 b/g/n @ 2,4 GHz)	
User interface	4 LEDs, Web User Interface	
Communication protocol	Modbus RTU/TCP (Sunspec compliant)	
Commissioning tool	Web User Interface, Mobile APP/APP for plant level	
Remote monitoring services	Aurora Vision [®] monitoring portal	
Advanced features	Embedded logging, direct telemetry data transferring to ABB cloud	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 40°C / 104 °F	

A4. Especificaciones Técnicas de Transformador Trifásico Sumergido en Aceite.



www.fastron.com



RUC N° 20417073133

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICO EN BAÑO DE ACEITE



CARACTERÍSTICAS:

El transformador es un dispositivo sin partes en movimiento, el cual por inducción electromagnética transforma energía eléctrica de uno o más circuitos a la misma frecuencia y cambiando usualmente los valores de tensión y corriente.

Transformadores de Distribución:

es aquel transformador que tiene una capacidad hasta de 2500 KVA y nivel de tensión 36 KV en alta tensión y hasta 24KV en baja tensión.

Efectos de la latitud en la elevación de la temperatura:

El aumento de la latitud produce disminución en la densidad del aire, lo cual a su vez incrementa la elevación de temperatura en los transformadores que dependen del aire para su disipación de calor. Por lo tanto se debe tener en cuenta lo anterior para la operación de los transformadores en las formas que a continuación se indican:

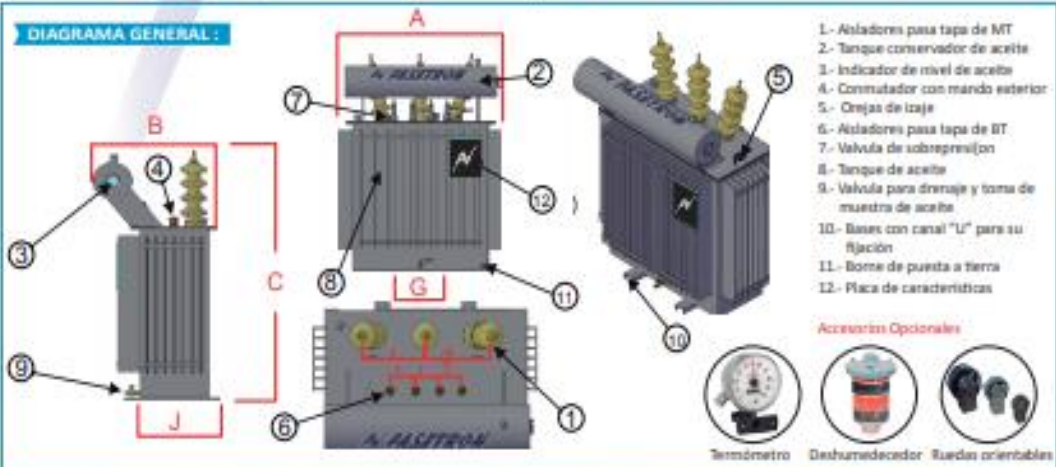
Operación a capacidad nominal.

Transformadores construidos para altitud de 1000 m.s.n.m. pueden operar a capacidad nominal a mayores altitudes siempre que la temperatura ambiente promedio máxima, no exceda de los valores indicados en la siguiente tabla:

Temperatura promedio máxima permisible del aire refrigerante. Para operaciones a capacidad nominal.

ALTITUD EN METROS	Temperatura ambiente promedio
1000	30°C
2000	28°C
3000	25°C
4000	23°C

DIAGRAMA GENERAL:



A5. Especificaciones Técnicas Fusible Percutor

Fusibles DIN de Media Tensión



Fusible tipo T - 24 kV

Fusibles limitadores de corriente, 24 kV / 6.3 a 160A

Especificaciones

Descripción: Fusibles DIN de Media Tensión, con percutor para la protección de transformadores. Los fusibles pueden ser usados incluso cuando no exista protección del secundario del transformador, siempre que se instalen en interruptores o seccionadores con microruptores para el percutor.



Características eléctricas:

Tensión : 10kV - 24kV
Intensidad : 6.3A - 160A
Poder de corte: 50 kA - 63kA

Normas :

Conformes a DIN 43625, VDE 0670 parte 4, VDE 0670 parte 402, IEC 60282-1 (2005).
Adecuado para uso interior y exterior.

Dimensiones (mm):

Referencia de fusible	A	C	D	Peso (Kg)
TDMEJ	442	54	51	2.5
THMEJ	442	67	64	3.7
TFMEJ	442	80	76	5.1
TXMEJ	442	88	88	5.9



Características técnicas:

Referencia	Intensidad Nominal I_n (A)	Poder de Corte I_1 (kA)	Poder de corte mínimo I_3 (A)	Resistencia Potencia disipada		(i^2t)		Longitud (mm)	Diámetro (mm)	Peso (Kg)
				mΩ	W	Pre-arco mínimo	Funcionamiento máximo			
24TDMEJ6.3	6.3	50	23	444	20	9.8×10^1	1.0×10^3	442	51	2.5
24TDMEJ10	10	50	34	262	32	2.8×10^2	2.3×10^3	442	51	2.5
24TDMEJ16	16	50	56	109	34	2.6×10^2	3.9×10^3	442	51	2.5
24TDMEJ20	20	50	73	78.2	38	5.2×10^2	5.4×10^3	442	51	2.5
24TDMEJ25	25	50	92	62.4	49	8.1×10^2	8.4×10^3	442	51	2.5
24TDMEJ31.5	31.5	50	92	46.8	59	1.4×10^3	1.5×10^4	442	51	2.5
24TDMEJ40	40	50	118	34.3	79	2.4×10^3	2.5×10^4	442	51	2.5
24TDMEJ50	50	50	185	27.0	98	2.8×10^3	3.1×10^4	442	51	2.5
24THMEJ63	63	50	217	21.1	127	4.3×10^3	4.7×10^4	442	64	3.7
24TFMEJ80	80	50	265	15.7	153	7.9×10^3	9.1×10^4	442	76	5.1
24TFMEJ100*	100	63	430	18.0	400	2.8×10^4	9.4×10^4	442	76	5.1
24TXMEJ125*	125	40	760	11.0	340	9.7×10^4	3.5×10^5	442	88	5.9
24TXMEJ160*	160	31.5	900	9.60	515	1.3×10^5	5.0×10^5	442	88	5.9

* No conforme a VDE 0670 parte 402

A6. Características Técnicas de cable N2XSY

N2XSY 18/30 kV

Contacto

Ventas Local
ventas.peru@nexans.com
exportaciones.peru@nexans.com

Distribución de energía en media tensión.

DESCRIPCIÓN

Aplicación

Distribución de energía en media tensión. Como alimentadores de transformadores en sub-estaciones. En centrales eléctricas, instalaciones industriales y de maniobra, en urbanizaciones e instalaciones mineras, en lugares secos o húmedos.

Construcción

1. Conductor: Cobre blando compactado, clase 2.
2. Semi-conductor interno: Compuesto extruido.
3. Aislamiento: Polietileno reticulado XLPE-TR (Tree retardant).
4. Semi-conductor externo: Compuesto extruido pelable.

Estos tres últimos componentes extruidos en CV (vulcanización continua) de triple extrusión en el proceso de curado en seco.

5. Pantalla: Cintas de cobre.
6. Cubierta externa: Compuesto de PVC.

Principales características

Excelentes propiedades contra el envejecimiento por calor. Resistencia a la abrasión, humedad y a los rayos solares. Adecuada resistencia a las grasas y aceites. No propaga la llama.

Sección:

Desde 50 mm² hasta 630 mm².

Marcación:

INDECO S.A. N2XSY 18/30 kV - Sección - Año - Metrado secuencial.

Embalaje:

En carretes de madera no retornables.

Color:

Aislamiento: Natural.

Cubierta externa: Rojo-UV.



NORMA

Internacional IEC 60228;
IEC 60332-1-2; IEC 60502-2;
IEC 60811-401; IEC 60811-402;
IEC 60811-409; IEC 60811-501;
IEC 60811-502; IEC 60811-504;
IEC 60811-505; IEC 60811-508;
IEC 60811-507; IEC 60811-509

Nacional ICEA S-65-639; NTP-
IEC 60228; NTP-IEC 60502-2;
UL 2556



Libre de plomo
Pb



Tensión nominal de
servicio (Un)/Um
18 / 30 (30) kV



Flexibilidad del cable
Clase 2 IEC 60228



Resist. Radiación UV
UL 2556 - Resistencia
a los rayos solares



No propagación de la
llama
IEC 60332-1-2, FT1



Resistencia a aceites
ICEA S-65-639



Temperatura máxima
operación
90 °C

Todos los dibujos, planos, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son propiedad intelectual, y no serán reproducidos para terceros, ni podrán ser considerados como que constituyen una representación de la parte de Nexans.

Versión 3.2 - Generado 15/03/21 - www.nexans.pe - Página 1/14

A7. Características Técnicas de cable N2XSY

N2XSY 18/30 kV

Contado
Ventas Local
ventas.peru@nexans.com
exportaciones.peru@nexans.com

Sección [mm ²]	Nº total alambres	Diam. Conductor [mm]	Diám. sobre aislam. [mm]	Diám. sobre pantalla [mm]	Diám. sobre cubierta [mm]	Peso aprox. [kg/km]
185	37	15,8	31,4	33,2	38,8	2588
240	37	18,0	33,7	35,4	38,8	3165
300	37	20,1	35,8	37,5	40,9	3771
400	61	23,3	38,9	40,7	44,3	4723
500	61	26,2	41,9	43,8	47,4	5787
630	61	30,0	45,6	47,4	51,6	7310

DATOS ELÉCTRICOS - I

Sección [mm ²]	Max. DC Resist. Cond. 20°C [Ohm/km]	Resistencia del conductor en CA a 90°C - formación plana [Ohm/km]	Resist. Conduct. CA 90°C - form. triang. [Ohm/km]	React. Induct. 60 Hz - formac. plana [Ohm/km]	React. Induct. 60 Hz - formac. triang. [Ohm/km]
50	0,387	0,4937	0,4938	0,2362	0,1665
70	0,288	0,3421	0,3422	0,2265	0,1588
95	0,193	0,2466	0,2468	0,2187	0,1491
120	0,153	0,1958	0,1961	0,2129	0,1432
150	0,124	0,1589	0,1594	0,2081	0,1385
185	0,0991	0,1274	0,128	0,2041	0,1344
240	0,0754	0,0975	0,0985	0,1979	0,1282
300	0,0601	0,0784	0,0797	0,1943	0,1247
400	0,047	0,0622	0,064	0,1892	0,1195
500	0,0366	0,0495	0,0519	0,1855	0,1158
630	0,0283	0,0397	0,0427	0,1817	0,112

DATOS ELÉCTRICOS - II

Sección [mm ²]	Capac. Corriente enter. 30°C - formac. plana [A]	Capac. Corriente enter. 30°C - formac. triang. [A]	Capac. Corriente aire 30°C - formac. plana [A]	Capac. Corriente aire 30°C - formac. triang. [A]	Capacitancia Nominal [pF/m]
50	203	196	286	238	144,0
70	246	239	356	296	160,0
95	293	285	434	361	177,0
120	332	323	500	417	193,0
150	368	361	559	473	207,0



Libre de plomo
Pb



Tensión nominal de servicio (UL 2886)
18 / 30 (kV) XLPE



Flexibilidad del cable
Clase 2 IEC 60228



Resist. Radiación UV
UL 2886 / Resistencia a los rayos ultravioleta



No propagación de la llama
IEC 60332-1-2, FT1



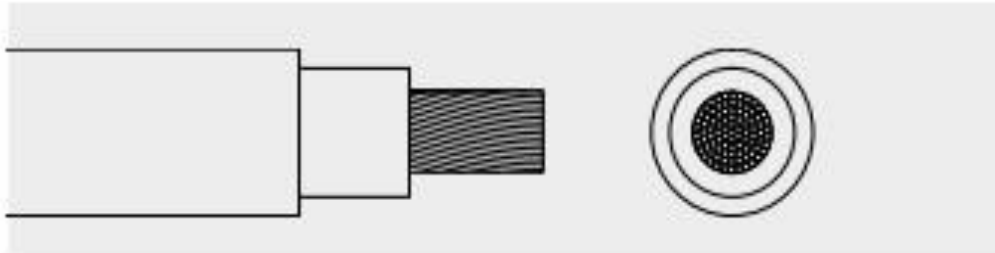
Resistencia al aceite
IEC 60502



Temperatura máxima operación
90 °C

A8. Características Cable solar ZZ-F / H1Z2Z2-K.

125 | TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

BAJA TENSION 1.5/1.5 - 1.18 kV



Norma de referencia

EN 50618 11V 27Hz 800-08 / IEC 60352



Certificaciones

Certificado
CE
TUV
DNV
RoHS



Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 100°C
Temp. máxima en contacto: 250°C (máximo 5 s)
Temp. mínima de servicio: -40°C



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 e IEC 60754-1.
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transparencia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.



Características mecánicas

Radio de curvatura: 1 x diámetro exterior
Resistencia a los impactos: IEC Medio



Características químicas

Resistencia a grasas y aceites: excelente.
Resistencia a los ataques químicos: excelente.



Resistencia a los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y IEC 61034-08.



Presencia de agua

Presencia de agua: ACR sumergido.



Vida útil

Vida útil: 30 años según UNE-EN 60716-2



Otros

Marcaje: metro a metro.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrada.

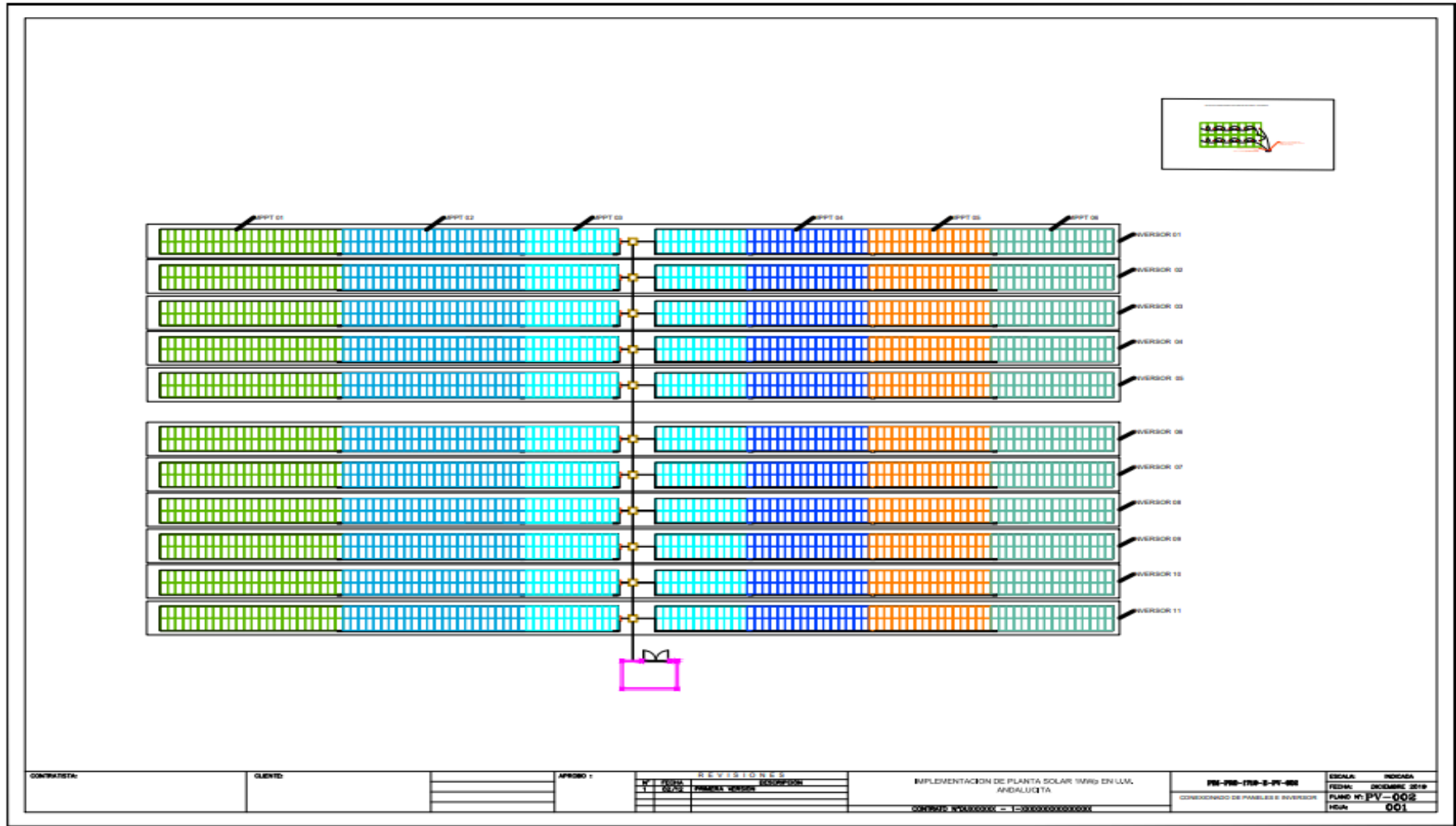


Aplicaciones

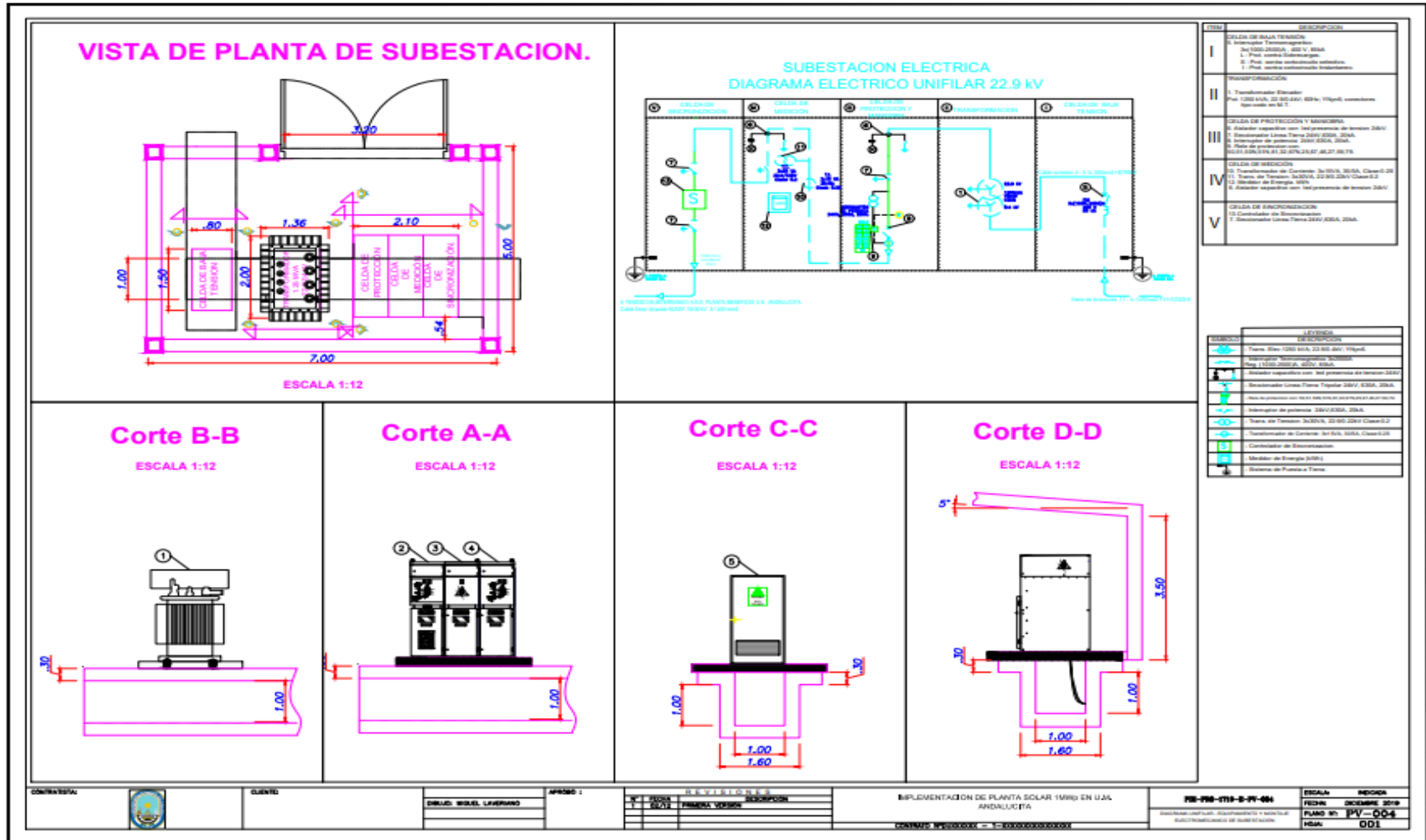
Instalaciones solares fotovoltaicas.



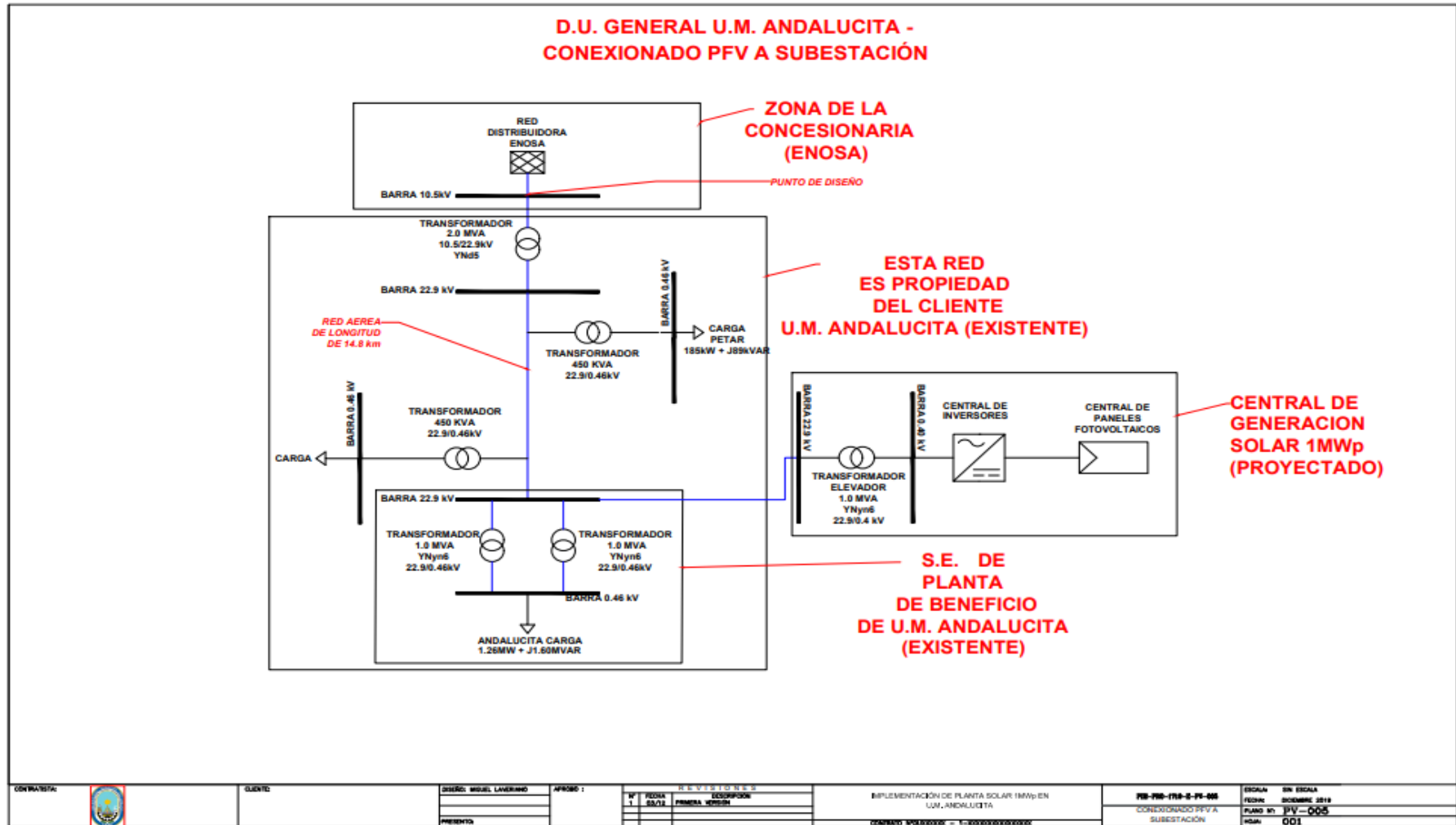
A10. Conexión de Paneles e Inversores



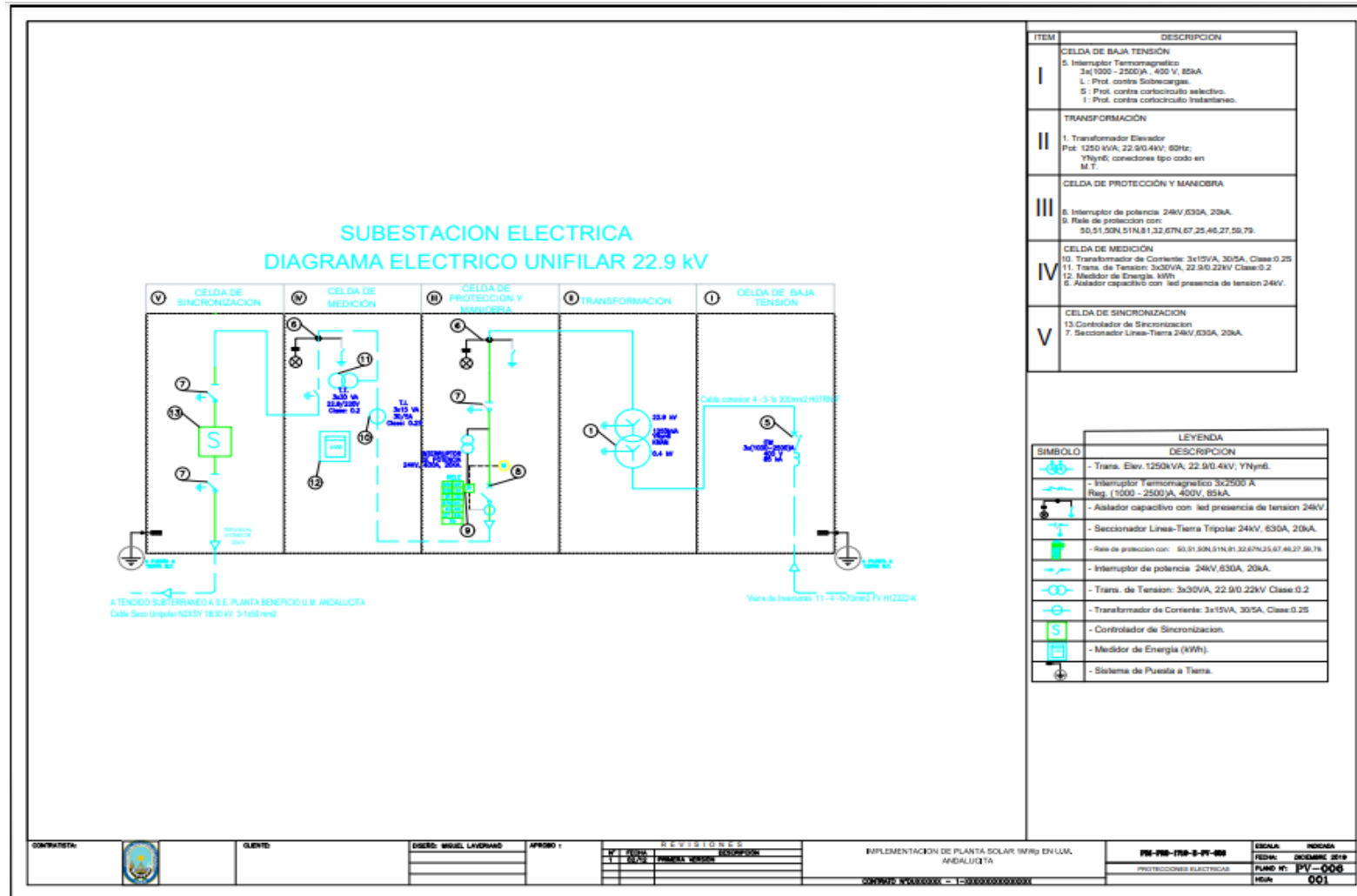
A11. Equipamiento Electromecánico



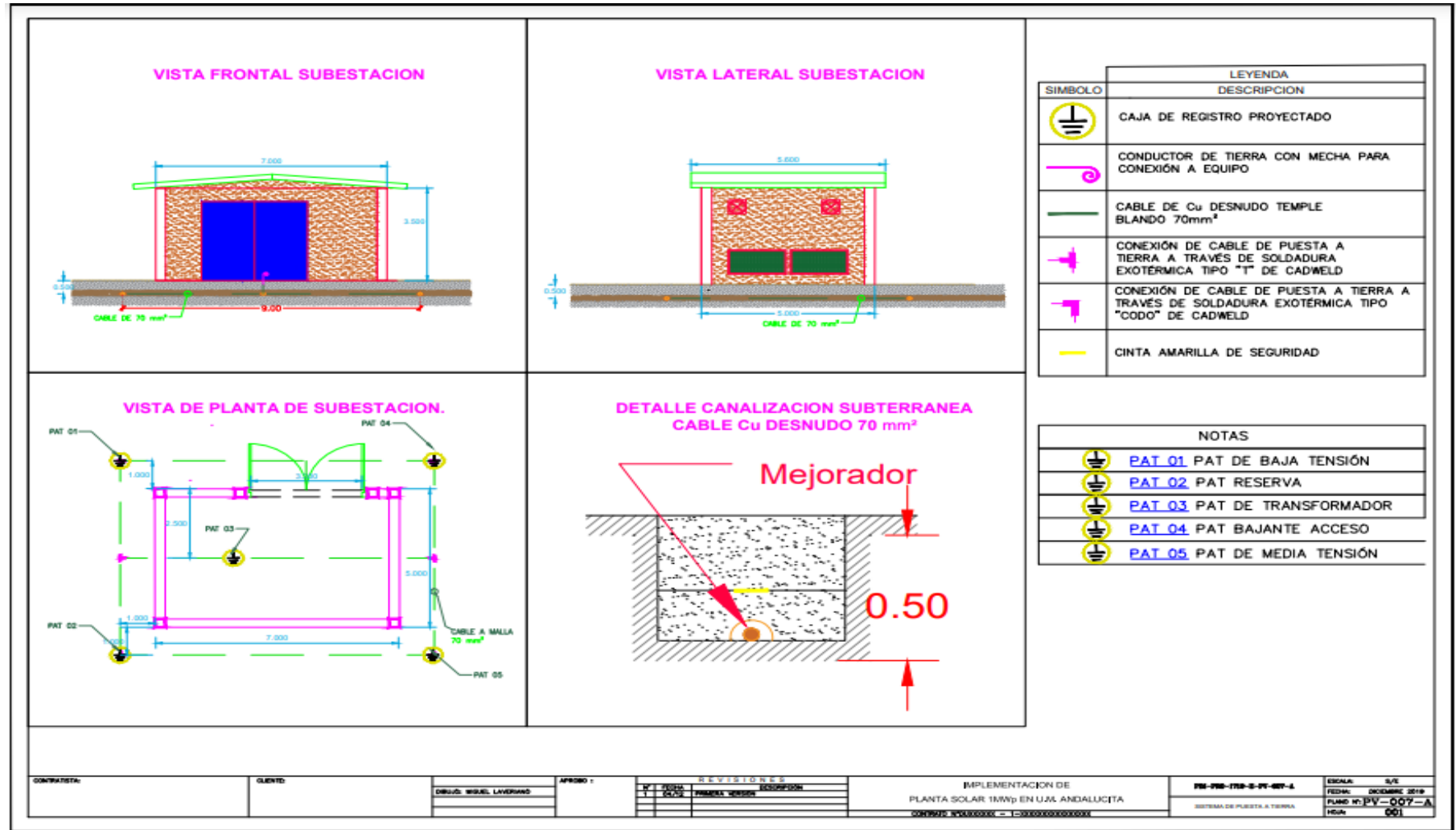
A12. Conexión Central Fotovoltaica a Subestación Existente de la Unidad Minera



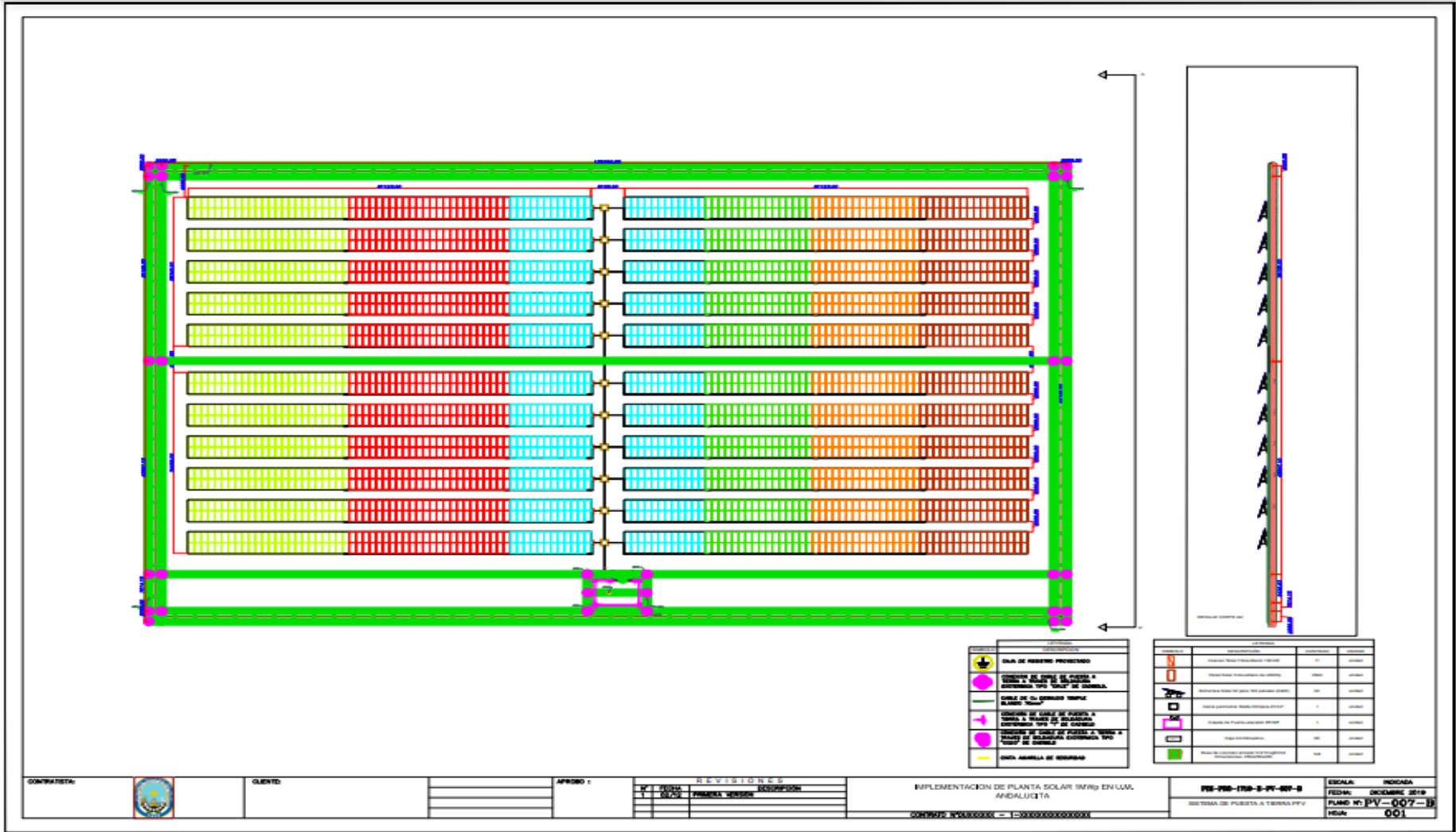
A13. Diagrama Unifilar Subestación Eléctrica Elevadora



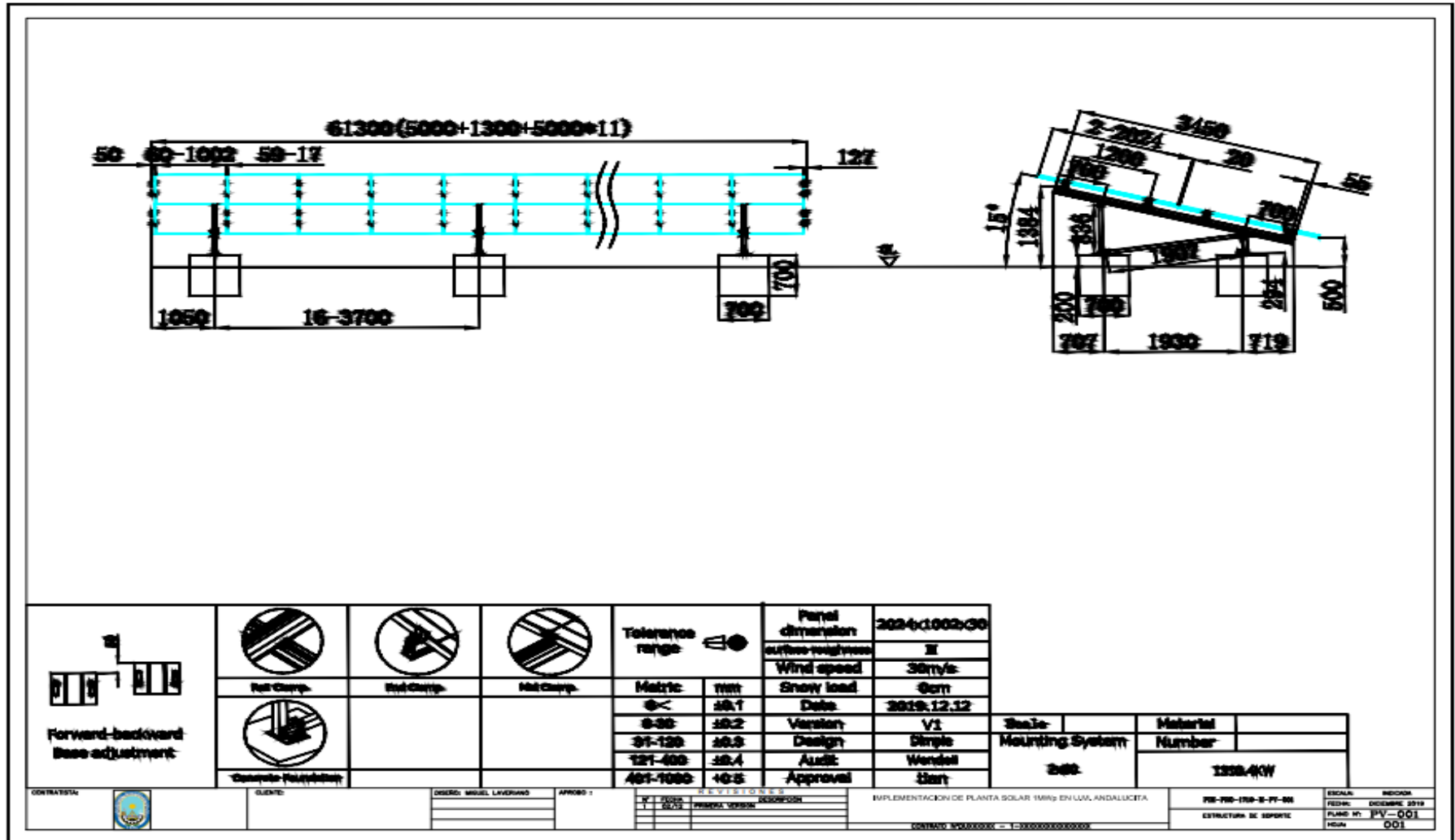
A14. Sistema Puesta a Tierra Subestación Eléctrica Elevadora



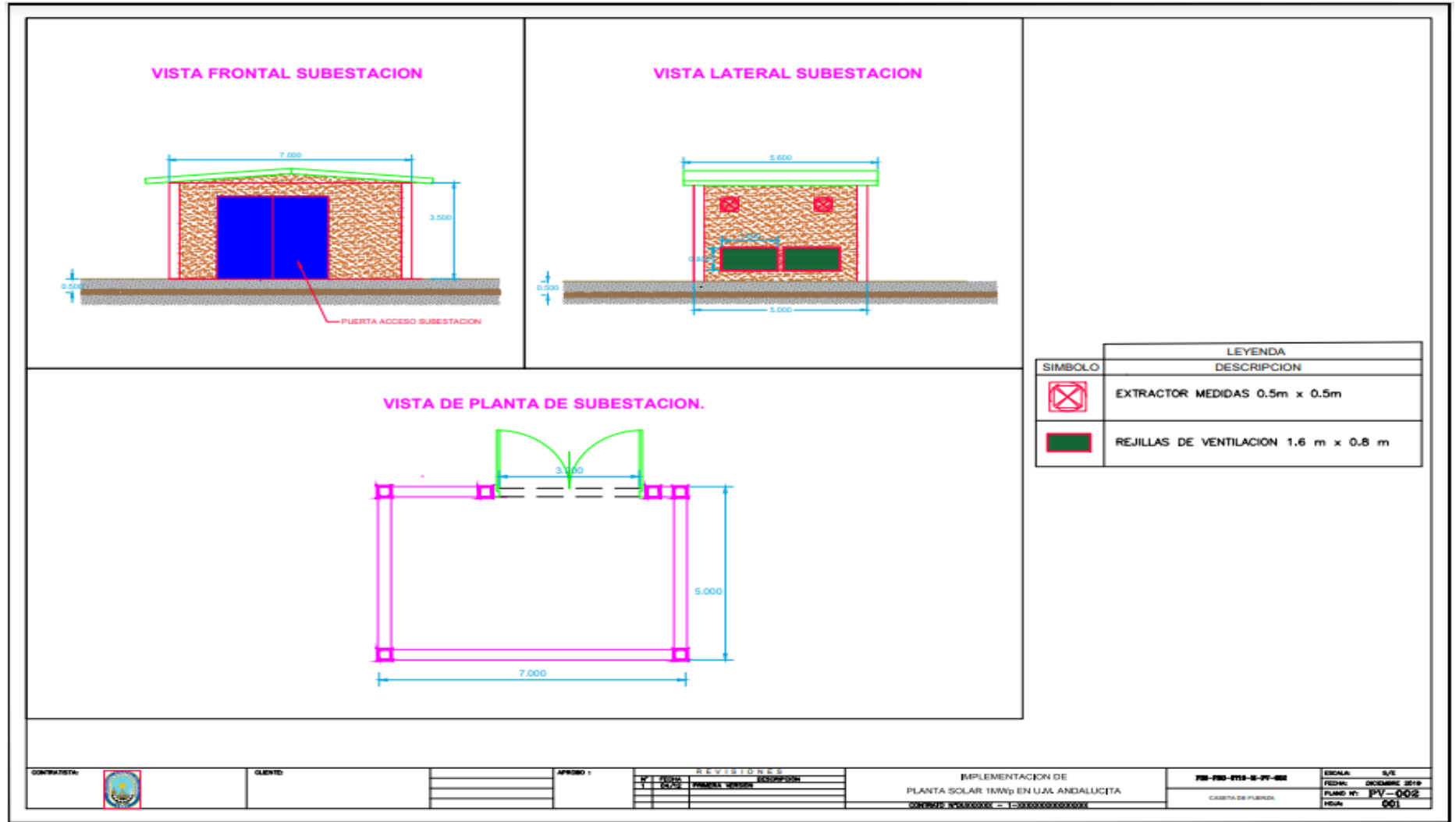
A15. Sistema de Puesta a Tierra Central Solar



A16. Estructura de Soporte de Aluminio Anodizado



A17. Caseta de Subestación Eléctrica Elevadora



A18. Características Canalizaciones Buzones y Cimentación.

